



Relazioni e Bilanci

al 31 dicembre 2013

Sommario

Avviso di convocazione di Assemblea ordinaria.....	1
Gruppo Iren in cifre.....	2
Cariche sociali	4
Missione e Valori del Gruppo Iren.....	5
Lettera agli Azionisti.....	6
● Relazione sulla gestione	
Il Gruppo Iren: l'assetto organizzativo	10
Informazioni sul titolo Iren nel 2013	15
Dati operativi.....	18
Scenario di mercato.....	21
Fatti di rilievo dell'esercizio	29
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Iren	31
Situazione Economica.....	31
Analisi per settori di attività.....	33
Situazione Patrimoniale	42
Situazione Finanziaria	43
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria di Iren S.p.A.....	45
Situazione Economica.....	45
Situazione Patrimoniale	47
Situazione Finanziaria	48
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio ed evoluzione prevedibile della gestione.....	50
Quadro normativo.....	52
Gestione Finanziaria	73
Rapporti con Parti Correlate.....	75
Rischi e incertezze.....	76
Ricerca e sviluppo.....	80
Personale	88
Qualità, Ambiente e Sicurezza.....	89
Iren e la Sostenibilità.....	93
Informazioni sulla Corporate Governance di Iren.....	95
Altre Informazioni.....	102
Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti.....	103
● Bilancio consolidato e Note esplicative al 31 dicembre 2013	
Prospetto della situazione patrimoniale - finanziaria.....	106
Prospetto di Conto Economico	108
Prospetto delle altre componenti di Conto Economico complessivo.....	109
Prospetto delle variazioni delle voci di Patrimonio Netto	110
Rendiconto Finanziario.....	112
Note Esplicative.....	113
I. Contenuto e forma del bilancio consolidato	114
II. Principi di consolidamento.....	114
III. Area di consolidamento	115
IV. Principi contabili e criteri di valutazione	117
V. Gestione dei rischi finanziari del Gruppo	134
VI. Informativa sui rapporti con parti correlate	140
VII. Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio	143
VIII. Altre informazioni.....	144
IX. Informazioni sulla situazione patrimoniale - finanziaria.....	146
X. Informazioni sul Conto Economico.....	176
XI. Garanzie e passività potenziali.....	186
XII. Informativa per settori di attività.....	190
XIII. Allegati al bilancio consolidato.....	193
Attestazione del bilancio consolidato ai sensi dell'art. 81-ter del Regolamento Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni	209
Relazione della Società di revisione sul bilancio consolidato	210
● Bilancio separato e Note esplicative al 31 dicembre 2013	
Prospetto della situazione patrimoniale - finanziaria.....	214
Prospetto di Conto Economico	216
Prospetto delle altre componenti di Conto Economico complessivo.....	217
Prospetto delle variazioni delle voci di Patrimonio Netto	218
Rendiconto Finanziario.....	220
Note Esplicative.....	221
I. Contenuto e forma del bilancio	221
II. Principi contabili e criteri di valutazione	222
III. Gestione dei rischi finanziari di Iren S.p.A.....	235
IV. Informativa sui rapporti con parti correlate	238
V. Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio.....	240
VI. Altre informazioni.....	241
VII. Informazioni sulla situazione patrimoniale - finanziaria	242
VIII. Informazioni sul Conto Economico.....	258
IX. Garanzie e passività potenziali.....	264
X. Allegati al bilancio separato	265
Attestazione del bilancio d'esercizio ai sensi dell'art. 81-ter del Regolamento Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni	278
Relazione della Società di revisione sul bilancio separato	279
Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti	281
Sintesi delle deliberazioni dell'Assemblea	286

AVVISO DI CONVOCAZIONE DI ASSEMBLEA ORDINARIA

I Signori Azionisti sono convocati in assemblea ordinaria a Reggio Emilia in via Nubi di Magellano 30 presso la Sala Campioli per il giorno 18 giugno 2014 alle ore 11,00 in unica convocazione per discutere e deliberare sul seguente

ORDINE DEL GIORNO:

1. Nomina di un componente del Consiglio di Amministrazione a seguito di avvenuta cooptazione ai sensi dell'articolo 2386 del codice civile: deliberazioni inerenti e conseguenti.
2. Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2013 e Relazione sulla gestione: deliberazioni inerenti e conseguenti.
3. Relazione sulla remunerazione (prima sezione ai sensi del 3° comma dell'art. 123 ter del TUF): deliberazioni inerenti e conseguenti.

Si precisa che il capitale sociale è rappresentato da n. 1.181.725.677 azioni ordinarie con diritto di voto e da numero 94.500.000 azioni di risparmio prive del diritto di voto, tutte del valore nominale di 1,00 (uno) euro cadauna.

Reggio Emilia, 29 aprile 2014

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione
(Francesco Profumo)



GRUPPO IREN IN CIFRE

	Esercizio 2013	Esercizio 2012	Variaz. %
Dati Economici (milioni di euro)			
Ricavi	3.448	4.328	(20,3)
Margine operativo lordo	646	630	2,6
Risultato operativo	313	334	(6,3)
Risultato prima delle imposte	214	235	(8,8)
Risultato netto di Gruppo e di Terzi	92	162	(43,3)
Dati Patrimoniali (milioni di euro)			
	Al 31/12/2013	Al 31/12/2012	
Capitale investito netto	4.514	4.509	0,1
Patrimonio netto	1.989	1.954	1,8
Posizione finanziaria netta	(2.525)	(2.555)	(1,2)
Indicatori economico-finanziari			
	<i>Esercizio 2013</i>	<i>Esercizio 2012</i>	
MOL/Ricavi	18,74%	14,55%	
	<i>Al 31/12/2013</i>	<i>Al 31/12/2012</i>	
Debt/Equity	1,27	1,31	
Dati tecnici e commerciali			
	<i>Esercizio 2013</i>	<i>Esercizio 2012</i>	
Energia elettrica venduta (GWh)	13.231	17.053	(22,4)
Energia termica prodotta (GWh _t)	3.072	2.931	4,8
Volumetria teleriscaldato (mln m ³)	79	76	2,7
Gas venduto (mln m ³)	3.029	3.265	(7,2)
Acqua distribuita (mln m ³)	171	179	(4,3)
Rifiuti trattati (ton)	1.003.276	954.450	5,1

(*) Variazione superiore al 100%

Iren, multiutility quotata alla Borsa Italiana, è nata il 1° luglio 2010 dall'unione tra IRIDE ed ENIÀ. Opera nei settori dell'energia elettrica (produzione, distribuzione e vendita), dell'energia termica per teleriscaldamento (produzione, vettoriamento e vendita), del gas (distribuzione e vendita), della gestione dei servizi idrici integrati, dei servizi ambientali (raccolta e smaltimento dei rifiuti) e dei servizi per le Pubbliche Amministrazioni.

Iren è strutturata sul modello di una holding industriale con sede direzionale a Reggio Emilia, sedi operative a Genova, Parma, Piacenza e Torino, e società responsabili delle singole linee di business. Alla holding fanno capo le attività strategiche, di sviluppo, coordinamento e controllo, mentre le cinque società operative garantiscono il coordinamento e lo sviluppo delle linee di business in accordo a quanto esposto nel seguito:

- Iren Acqua Gas nel ciclo idrico integrato;
- Iren Energia nel settore della produzione di energia elettrica e termica e dei servizi tecnologici;
- Iren Mercato nella vendita di energia elettrica, gas e teleriscaldamento;
- Iren Emilia nel settore gas, nella raccolta dei rifiuti, nell'igiene ambientale e nella gestione dei servizi locali;
- Iren Ambiente nella progettazione e gestione degli impianti di trattamento e smaltimento rifiuti e nel settore delle energie rinnovabili.

Produzione energia elettrica: grazie ad un consistente parco di impianti di produzione di energia elettrica e termica a scopo teleriscaldamento, la capacità produttiva complessiva è pari a oltre 8.800 GWh annui, inclusa la quota assicurata dagli impianti acquisiti da Edipower (Turbigio e Tusciano).

Distribuzione Gas: attraverso oltre 9.000 chilometri di rete Iren serve più di un milione di Clienti.

Distribuzione Energia Elettrica: con 7.474 chilometri di reti in alta, media e bassa tensione il Gruppo distribuisce l'energia elettrica a circa 691.000 Clienti a Torino e Parma.

Ciclo idrico integrato: con circa 14.150 chilometri di reti acquedottistiche, oltre 8.000 km di reti fognarie e 813 impianti di depurazione, Iren fornisce più di 2.400.000 abitanti.

Ciclo ambientale: con 123 stazioni ecologiche attrezzate, 2 termovalorizzatori, 1 discarica, 12 impianti di trattamento e 2 impianti di compostaggio, il Gruppo serve 116 comuni per un totale di circa 1.139.000 abitanti.

Teleriscaldamento: grazie a 878 chilometri di reti interrato di doppia tubazione il Gruppo Iren fornisce il calore ad una volumetria di circa 79 milioni di metri cubi, pari ad una popolazione servita di oltre 550.000 persone.

Vendita gas, energia elettrica e termica: il Gruppo commercializza annualmente più di 3 miliardi di metri cubi di gas, circa 13.230 GWh di energia elettrica e 3.072 GWh_t di calore per teleriscaldamento.

CARICHE SOCIALI

Consiglio di Amministrazione

Presidente	Francesco Profumo
Vice Presidente	Andrea Viero
Amministratore Delegato	Nicola De Sanctis
Consiglieri	Franco Amato ⁽¹⁾
	Lorenzo Bagnacani
	Roberto Bazzano
	Tommaso Dealessandri
	Anna Ferrero
	Roberto Walter Firpo ⁽²⁾
	Alessandro Ghibellini ⁽³⁾
	Fabiola Mascardi ⁽⁴⁾
	Ettore Rocchi ⁽⁵⁾
	Barbara Zanardi ⁽⁶⁾

Collegio Sindacale

Presidente	Paolo Peveraro ⁽⁷⁾
Sindaci effettivi	Aldo Milanese ⁽⁷⁾
	Annamaria Fellegara ⁽⁷⁾
Sindaci supplenti	Alessandro Cotto ⁽⁷⁾
	Emilio Gatto ⁽⁷⁾

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili e societari

Massimo Levrino

Società di Revisione

PricewaterhouseCoopers S.p.A. ⁽⁸⁾

⁽¹⁾ Presidente del Comitato Controllo e Rischi e componente del Comitato Operazioni Parti Correlate.

⁽²⁾ Componente del Comitato Remunerazioni.

⁽³⁾ Componente del Comitato Controllo e Rischi.

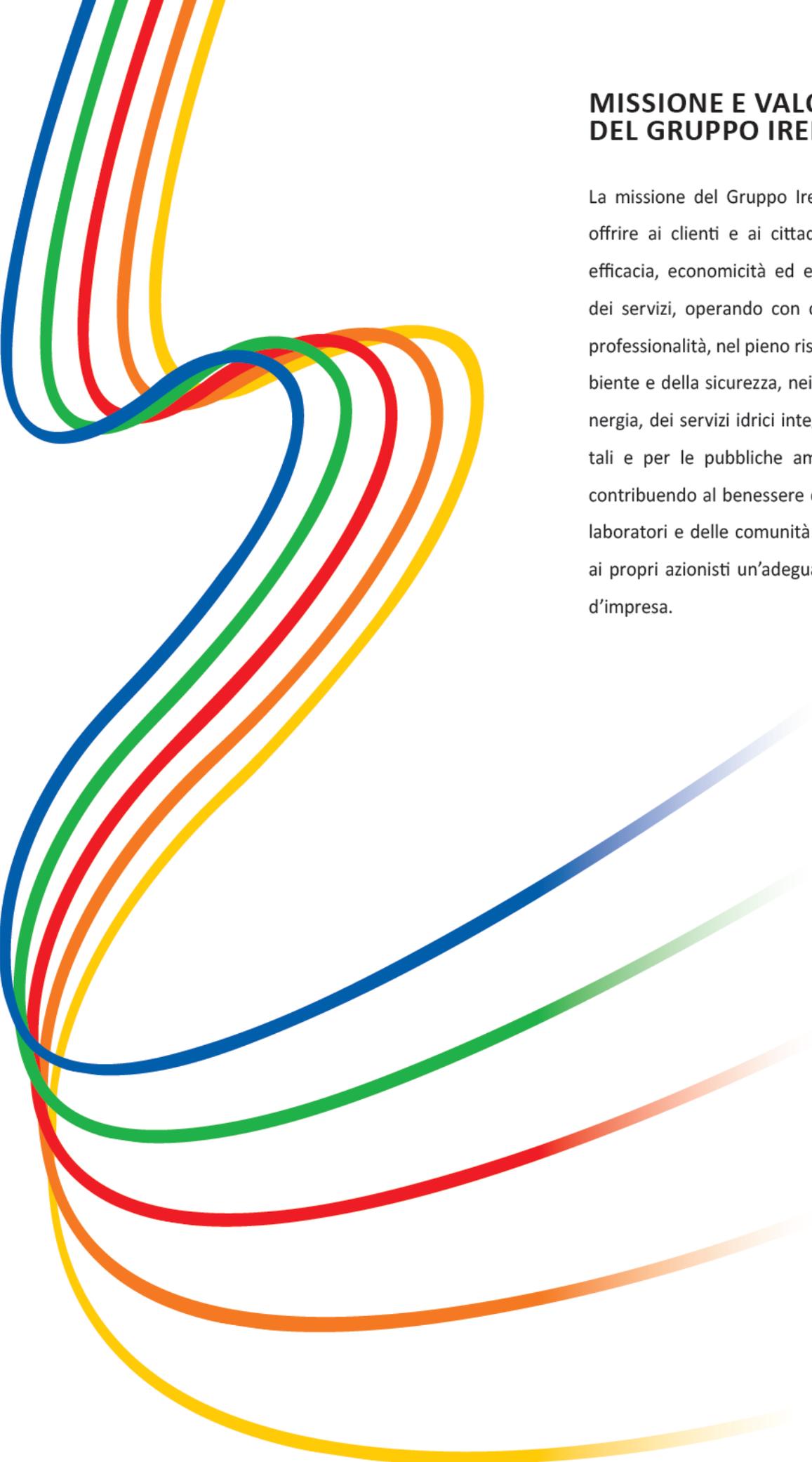
⁽⁴⁾ Presidente del Comitato Remunerazioni e componente del Comitato Operazioni Parti Correlate.

⁽⁵⁾ Componente del Comitato Remunerazioni.

⁽⁶⁾ Presidente del Comitato Operazioni Parti Correlate e componente del Comitato Controllo e Rischi.

⁽⁷⁾ Nominati dall'Assemblea Ordinaria del 14 maggio 2012 per il triennio 2012-2014.

⁽⁸⁾ Incarico affidato dall'Assemblea Ordinaria del 14 maggio 2012 per il novennio 2012-2020.



MISSIONE E VALORI DEL GRUPPO IREN

La missione del Gruppo Iren è quella di offrire ai clienti e ai cittadini efficienza, efficacia, economicità ed elevata qualità dei servizi, operando con competenza e professionalità, nel pieno rispetto dell'ambiente e della sicurezza, nei settori dell'energia, dei servizi idrici integrati, ambientali e per le pubbliche amministrazioni, contribuendo al benessere dei propri collaboratori e delle comunità e garantendo ai propri azionisti un'adeguata redditività d'impresa.

LETTERA AGLI AZIONISTI

Gentili Azionisti,

il Bilancio 2013 della Vostra Società è il primo che viene presentato dal Consiglio di Amministrazione nominato nel giugno dello scorso anno.

La continuità di azione garantita nel corso del 2013 dal precedente e dal nuovo Consiglio di Amministrazione ha prodotto risultati in miglioramento rispetto al 2012, sia a livello operativo sia a livello finanziario. Una continuità che ha permesso anche di ridurre ulteriormente il rapporto Debito Netto/Ebitda che, negli ultimi due anni, è passato dal 4,5x del 2011, al 3,9x dell'esercizio appena concluso.

I risultati della Vostra Società sono particolarmente rilevanti se si considera che il 2013 ha visto un ulteriore deterioramento dello scenario economico, con una riduzione significativa della domanda energetica (-6,5% nel settore gas e -3,4% nel settore elettrico) che, insieme ad un andamento particolarmente favorevole delle energie rinnovabili, ha comportato un abbassamento significativo del prezzo delle *commodities*, e in particolare dell'energia elettrica.

Grazie alle *performance* delle attività non regolate di commercializzazione dell'energia elettrica e del gas, alla capacità di aumentare le produzioni energetiche e di migliorarne i margini in virtù della notevole efficienza impiantistica, oltre che al contributo delle attività regolate, il Gruppo Iren chiude il 2013 con ricavi pari 3.448,0 milioni di euro, un'Ebitda pari a 646,0 milioni di euro, in crescita del 2,6% e un utile netto della gestione ordinaria pari a 133,8 milioni di euro, in crescita del 6,8% rispetto al 2012, su cui impattano positivamente sia i risultati operativi sia una migliore gestione finanziaria. La presenza di rilevanti elementi non ricorrenti (rimborso straordinario di IRAP del 2012 e valutazioni che hanno comportato la revisione del valore di alcuni *assets* e partecipazioni per un importo complessivo di 53,3 milioni di euro), fa registrare un utile netto contabile pari a 80,6 milioni di euro, in contrazione rispetto all'esercizio 2012.

Nell'anno trascorso gli investimenti realizzati si sono attestati a 338,0 milioni di euro, di cui 138 milioni di euro a completamento degli investimenti connessi a progetti strategici del Gruppo.

La Società ha proseguito nelle azioni di riforma della *governance* da Voi indicate, rinnovando gli Organi di Amministrazione e di Controllo delle società di primo livello, con la riduzione del numero dei componenti, la valorizzazione delle competenze interne al Gruppo, la rappresentanza di genere e un significativo segnale di sobrietà nel contenimento dei costi.

Importanti interventi sono stati sviluppati anche sul fronte dell'accesso al mercato del credito per supportare le azioni di sviluppo, mantenendo l'equilibrio e accrescendo la flessibilità finanziaria del Gruppo. In questo quadro si collocano sia il contratto di finanziamento concluso con Cassa Depositi e Prestiti, in particolare per quanto riguarda gli investimenti del settore Infrastrutture energetiche, sia l'accesso della Vostra Società al mercato obbligazionario che ha consentito di migliorare il profilo dell'indebitamento e di assicurare una maggiore differenziazione delle fonti di finanziamento, confermando, nel contempo, la disponibilità del mercato a finanziare le attività e i progetti di sviluppo del Gruppo.

Il 2013 è stato anche l'anno che ha visto l'avvio dell'attività di due importanti progetti strategici del Gruppo: il Polo Ambientale Integrato (PAI) di Parma e il rigassificatore OLT di Livorno che, insieme alla centrale Torino Nord, completano il ciclo dei grandi investimenti del Gruppo.

Il PAI di Parma contribuisce a garantire l'autonomia territoriale nello smaltimento dei rifiuti residui alla raccolta differenziata, mentre il rigassificatore di Livorno consentirà un'ulteriore diversificazione delle fonti e delle tecnologie di approvvigionamento in un settore ormai soggetto a frequenti cambiamenti.

Inoltre l'uscita dall'azionariato di Edipower con l'acquisizione in contropartita delle centrali di Turbigo e Tuscano permette ora al Gruppo Iren di disporre di una capacità termoelettrica a ciclo combinato pari a 2.000 MW e di una capacità idroelettrica per oltre 600 MW, consentendo di ottenere sia una maggiore flessibilità strategica sia maggiori sinergie dalla gestione diretta degli impianti acquisiti, integrati nel complesso del parco impianti IREN.

Proprio sul fronte della produzione energetica abbiamo registrato un incremento del 23,5%, decisamente superiore dal dato nazionale, grazie all'incremento di tutte le fonti energetiche del Gruppo che incorporano anche il contributo della centrale CCGT di Turbigo e del nucleo idroelettrico di Tuscano.

Sul fronte commerciale la strategia di ottimizzazione del portafoglio clienti ha prodotto evidenti miglioramenti nella gestione del capitale circolante senza impatti sulle marginalità che registra invece una forte crescita (+104%).

Nel settore idrico si è data applicazione alla nuova regolazione tariffaria definita dall'AEEG e sono proseguite le attività di sviluppo delle reti e impianti, di potenziamento dell'efficienza energetica e di miglioramento degli impianti di trattamento e depurazione per assicurare la compatibilità ambientale con gli standard fissati dalle direttive europee, dai Piani d'Ambito e dagli obiettivi di miglioramento definiti dal Gruppo Iren.

Voglio ringraziare, a nome del Consiglio di Amministrazione, tutti i dipendenti per la competenza e l'impegno che quotidianamente mettono nel loro lavoro, da cui derivano i risultati che abbiamo conseguito.

Ringrazio, inoltre, tutti i componenti del precedente e dell'attuale Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale rispettivamente per l'importante lavoro svolto in passato e per il determinante contributo alla futura crescita della Vostra Società.

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione
(Francesco Profumo)



The background of the page is a solid bright yellow. On the right side, there is a cluster of overlapping, curved lines in white, orange, red, green, and blue. On the left side, there are several parallel, curved lines in white, orange, red, green, and blue, extending from the top left towards the bottom right.

Iren S.p.A.

Via Nubi di Magellano, 30 - 42123 Reggio Emilia
Capitale sociale interamente versato euro 1.276.225.677,00
Registro Imprese di Reggio Emilia n. 07129470014
Codice Fiscale e partita IVA n. 07129470014

The background is a solid yellow color. On the left side, there are several thick, wavy lines in white, orange, red, green, and blue. These lines curve from the top left towards the bottom right, with some overlapping each other. The text is positioned in the center-right area of the page.

Relazione sulla gestione

al 31 dicembre 2013

IL GRUPPO IREN: L'ASSETTO ORGANIZZATIVO



L'Assemblea degli azionisti del 27 marzo 2013 ha deliberato la liquidazione volontaria della società Plurigas S.p.A.
TRM V controlla con l'80% del capitale TRM S.p.A.
Si precisa che si tratta della struttura organizzativa a fini gestionali.

Nella rappresentazione sono state considerate le principali Società Partecipate di Iren Holding.

IREN ENERGIA

Produzione di energia elettrica e termica cogenerativa

Iren Energia dispone complessivamente di circa 3.000 MW di potenza installata, di cui circa 2.800 MW direttamente e circa 200 MW tramite la partecipata Energia Italiana. In particolare, Iren Energia ha la disponibilità di 25 impianti di produzione di energia elettrica: 19 idroelettrici e 5 termoelettrici in cogenerazione e 1 termoelettrico, per una potenza complessiva di circa 2.200 MW in assetto elettrico e 2.300 MW termici, di cui 900 MW in cogenerazione. Le fonti di energia primaria utilizzate sono totalmente eco-compatibili in quanto idroelettriche e cogenerative. In particolare, il sistema idroelettrico di produzione svolge un ruolo importante in tema di salvaguardia ambientale, in quanto utilizza una risorsa rinnovabile e pulita, senza emissione di sostanze inquinanti; l'energia idroelettrica consente di ridurre il ricorso ad altre forme di produzione a più elevato impatto ambientale. Iren Energia considera il rispetto dell'ambiente un valore aziendale e da sempre ritiene che lo sviluppo del sistema di produzione idroelettrico, in cui investe annualmente notevoli risorse, sia uno degli strumenti principali per la salvaguardia del territorio. La potenza termica complessiva di Iren Energia è di 2.300 MWt, di cui il 40% proviene dagli impianti di cogenerazione di proprietà e la parte restante è relativa a generatori di calore convenzionali. La produzione di calore nel 2013 è stata pari a circa 3.072 GWh_t, con una volumetria teleriscaldata pari a circa 79 milioni di metri cubi.

Distribuzione di energia elettrica

Iren Energia, tramite la controllata AEM Torino Distribuzione, svolge l'attività di distribuzione di energia elettrica su tutto il territorio delle città di Torino e di Parma (circa 1.094.000 abitanti); nel 2013 l'energia elettrica complessiva distribuita è stata pari a 4.136 GWh, di cui 3.210 GWh nella Città di Torino e 926 GWh nella città di Parma.

Distribuzione Gas e Teleriscaldamento

Le attività di teleriscaldamento e distribuzione del gas nel capoluogo piemontese sono svolte da AES Torino (partecipata al 51% da Iren Energia), che possiede una delle più estese reti di teleriscaldamento a livello nazionale, con circa 520 km di doppia tubazione al 31 dicembre 2013. Nel 2013 la rete del gas, estesa per 1.335 km, ha servito circa 500.000 clienti finali.

Iren Energia detiene anche la rete di teleriscaldamento di Reggio Emilia con un'estensione di circa 217 Km, di Parma con circa 89 Km e di Piacenza con circa 20 Km.

Infine, la società Nichelino Energia, partecipata da Iren Energia (67%) e da AES Torino (33%), ha come obiettivo lo sviluppo del teleriscaldamento nella città di Nichelino.

Servizi agli Enti Locali e Global Service

Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi) fornisce alla città di Torino il servizio di illuminazione pubblica, il servizio semaforico, la gestione degli impianti termici ed elettrici negli edifici comunali, la gestione in Global Service Tecnologico del Palazzo di Giustizia di Torino e del facility management per il Gruppo. Le infrastrutture telematiche e la connettività nella città di Torino sono gestite da Iren Energia che nel corso del 2013 ha incorporato la società AemNet che le gestiva.

IREN MERCATO

Il Gruppo, tramite IREN Mercato, opera nella commercializzazione dell'energia elettrica, del gas, del calore, nella fornitura di combustibili per il gruppo, nell'attività di trading dei titoli di efficienza energetica, certificati verdi ed emission trading, nei servizi di gestione clienti a società partecipate dal gruppo, nella fornitura di servizi calore e nella vendita di calore tramite la rete di teleriscaldamento.

Iren Mercato è presente su tutto il territorio nazionale con una maggiore concentrazione di clientela servita nella zona del centro nord dell'Italia. L'azienda colloca l'energia elettrica direttamente, attraverso le società collegate, dove presenti territorialmente, e tramite contratti di agenzia con le società intermediarie per i clienti associati ad alcune categorie di settore e per grandi clienti legati ad alcune Associazioni Industriali.

Le principali fonti del Gruppo disponibili per le attività di Iren Mercato sono rappresentate dalle centrali termoelettriche e idroelettriche di Iren Energia S.p.A..

Iren Mercato agisce altresì come esercente il servizio di "maggior tutela" per la clientela retail del mercato elettrico relativamente alla provincia di Torino ed al territorio di Parma.

Infine, Iren Mercato gestisce la vendita del calore ai clienti teleriscaldati del comune di Torino e dei capoluoghi di Reggio Emilia, Parma e Piacenza e lo sviluppo commerciale sulle aree di nuovo insediamento del teleriscaldamento sia nell'ambito urbano torinese che per comuni limitrofi (Nichelino).

Iren Mercato storicamente è attiva nella vendita diretta del gas metano su tutto il territorio del Comune di Genova e nei comuni limitrofi delle altre province liguri e del basso Piemonte; a seguito delle fusioni che l'hanno interessata serve inoltre il comune di Torino e Sassuolo (Modena) e le province di Reggio Emilia, Parma e Piacenza.

Il gruppo è altresì attivo nella vendita di servizi gestione calore e global service sia a favore di soggetti privati sia di enti pubblici. L'attività di sviluppo è stata concentrata sulla filiera dedicata alla gestione degli impianti di climatizzazione degli edifici adibiti ad usi di civile abitazione e terziario con l'offerta di contratti servizi energia anche attraverso società controllate e partecipate. Tale modello garantisce la fidelizzazione dei clienti nel lungo periodo con il conseguente mantenimento delle forniture di gas naturale che costituiscono una delle principali attività di Iren Mercato.

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi complessivi di gas naturale approvvigionati nel corso del 2013 sono stati pari a 3.029 Mmc di cui circa 1.269 Mmc commercializzati a clienti finali esterni al Gruppo, 122 Mmc impiegati nella produzione di energia elettrica tramite i contratti di tolling con Edipower, 1.439 Mmc impiegati all'interno del Gruppo IREN sia per la produzione di energia elettrica e termica sia per la fornitura di servizi calore mentre 200 Mmc rappresentano le rimanenze di gas in stoccaggio.

Al 31 dicembre 2013 i clienti gas gestiti direttamente da Iren Mercato sono oltre 745.000 distribuiti sul bacino storico genovese e sulle aree di sviluppo limitrofe, sul bacino torinese e sui bacini storici emiliani.

Commercializzazione energia elettrica

I volumi commercializzati nel 2013, al netto delle perdite di distribuzione, sono risultati pari a 12.281 GWh (13.231 GWh considerando l'energia elettrica compravenduta attraverso la Borsa elettrica).

Nel seguito viene presentata un'analisi per cluster di clientela finale.

Mercato libero e borsa

I volumi complessivamente venduti a clienti finali e grossisti sono pari a 5.573 GWh, mentre i volumi impiegati sulla borsa al netto dell'energia compravenduta sono pari a 6.805 GWh.

Nei corso del 2013 le disponibilità interne al Gruppo Iren, ammontano a 7.833 GWh. I volumi provenienti dal tolling di Edipower sono stati pari a 861 GWh. Il ricorso a fonti esterne è stato pari a 2.054 GWh per acquisti in borsa al lordo dell'energia compravenduta e a 2.162 GWh per acquisti da grossisti. La parte residuale dei volumi commercializzati si riferisce principalmente alle operazioni infragruppo ed alle perdite di distribuzione.

Mercato ex vincolato

I clienti complessivamente gestiti in regime di maggior tutela da Iren Mercato nei corso del 2013 sono pari a 337.000, mentre i volumi complessivamente venduti ammontano a 852 GWh.

Vendita calore tramite rete di teleriscaldamento

Iren Mercato gestisce la vendita del calore ai clienti teleriscaldati del Comune di Genova attraverso il CAE, del Comune di Torino, di Nichelino e delle province di Reggio Emilia, Piacenza e Parma.

Tale attività si espleta nella fornitura di calore ai clienti già serviti dalla rete di teleriscaldamento, nella gestione dei rapporti con i medesimi e nel controllo e conduzione delle sottocentrali che alimentano impianti termici degli edifici serviti dalla rete. Il calore venduto ai clienti è fornito da Iren Energia S.p.A. a condizioni economiche tali da garantire un'adeguata remunerazione.

Nel 2013 la volumetria teleriscaldata si è attestata a 79 milioni di metri cubi in incremento rispetto all'esercizio precedente (+2,1 milioni di metri cubi).

Gestione servizi calore

Nell'ambito delle attività relative alla gestione dei servizi energetici svolte in ATI nelle ASL regione Lazio (San Filippo Neri di Roma, ASL E e ASL F di Roma e ASL di Viterbo) che si concluderanno a giugno 2014 è proseguita l'attività di gestione e fornitura gas ed energia elettrica.

Impianto di rigassificazione LNG

Il 2013 è stato un anno di grande importanza per il progetto in quanto sono terminate le attività di costruzione e il Terminale di Rigassificazione è diventato ufficialmente operativo.

Nei primi mesi del 2013 sono proseguiti i lavori di costruzione nel cantiere di Dubai. Il 2 giugno 2013 è iniziata l'attività di rimorchio durata fino al 30 luglio 2013, data in cui il terminale ha raggiunto il sito di Livorno dove sono iniziate le attività di installazione e commissioning.

In data 4 ottobre 2013 è stato immesso il primo gas rigassificato in rete e contestualmente Olt ha proceduto alla pubblicazione del Codice di Accesso del Terminale (Access Code) e della procedura per il primo conferimento della capacità di rigassificazione. I collaudi si sono conclusi il 19 dicembre 2013 ed il giorno dopo il Terminale è entrato in esercizio.

Nel corso del 2013, durante la fase del commissioning del Terminale, sono stati rigassificati circa 200 milioni standard di metri cubi di gas.

In data 12 luglio 2013, Olt ha formalizzato la propria rinuncia all'esenzione dal TPA (Third Party Access), inviandone formale comunicazione al Ministero dello Sviluppo Economico.

La rinuncia al diritto di esenzione dal regime di TPA era espressamente prevista nell'ambito della disciplina del fattore di garanzia stabilita dalla delibera AEEG n. 92/08.

Sono in corso contatti con il Ministero sulla base dei quali gli amministratori ritengono che vi siano sufficienti elementi per far ritenere che il decreto ministeriale sia un atto dovuto e di conseguenza sia ragionevole supporre il rilascio del fattore di garanzia alla Società.

Olt ha inoltre effettuato una analisi di recuperabilità dell'investimento basata sull'impairment test che si fonda sui flussi di cassa attesi nell'arco temporale di utilizzo prevedibile del terminale. I flussi di cassa stimati consentono di recuperare integralmente l'investimento sostenuto.

Nel bilancio consolidato 2013 del Gruppo Iren è stato svalutato per 7,2 milioni di euro l'avviamento derivante dal maggior valore delle partecipazioni in OLT Offshore rispetto al pro-quota del patrimonio netto.

La configurazione societaria non ha subito modifiche nel corso dell'esercizio 2013 ed è tuttora la seguente: Iren Mercato 41,71%, Asa 5,08%, Eon Europa 46,79%, Golar 2,69%, Olt Energy 3,73%.

IREN ACQUA GAS

Servizi Idrici Integrati

Iren Acqua Gas, direttamente e tramite le società operative controllate Mediterranea delle Acque e Idrotigullio e la partecipata Am.Ter, si occupa della gestione dei servizi idrici nelle province di Genova, Parma, Reggio Emilia e Piacenza. In particolare ha assunto a partire dal luglio 2004 il ruolo di Gestore d'Ambito nell'ATO Genovese e dal 1° luglio 2010 si è aggiunta la gestione del ramo idrico relativamente agli ambiti di Reggio Emilia e Parma, conferito a Iren Acqua Gas nel processo di fusione Iride-Enìa.

A partire dal 1° ottobre 2011 Iren Acqua Gas, in virtù del conferimento del ramo idrico effettuato da Iren Emilia, ha esteso la propria gestione nel territorio dell'Ambito di Piacenza.

Iren Acqua Gas, con la propria struttura raggiunge, negli Ambiti Territoriali Ottimali (ATO) gestiti (Area Genovese, Reggio Emilia Parma e Piacenza), complessivamente un bacino di 177 Comuni e oltre 2 milioni di abitanti serviti.

Iren Acqua Gas direttamente e tramite le sue controllate, nel corso del 2013, ha venduto circa 171 Mmc di acqua nelle aree gestite, attraverso una rete di distribuzione di oltre 14.100 km. Per quanto riguarda le acque reflue gestisce una rete fognaria complessiva di circa 8.000 Km.

Distribuzione Gas

Iren Acqua Gas, tramite la controllata Genova Reti Gas, distribuisce il gas metano nel comune di Genova e in altri 19 comuni limitrofi per un totale di circa 350.000 clienti finali. La rete di distribuzione è composta da circa 1.800 km di rete di cui circa 418 Km in media pressione e la restante in bassa pressione. L'area servita si estende per circa 571 kmq ed è caratterizzata da una corografia estremamente complessa con notevoli variazioni altimetriche. Il gas naturale in arrivo dai metanodotti di trasporto nazionale, transita attraverso 7 cabine di ricezione metano di proprietà dell'azienda interconnesse fra di loro e viene immesso nella rete di distribuzione locale. L'impiego di tecnologie innovative per la posa e la manutenzione delle reti consente di effettuare le necessarie manutenzioni riducendo al minimo tempi, costi e disagi alla cittadinanza.

Iren Acqua Gas tramite la sua controllata Genova Reti Gas ha distribuito gas, nel corso del 2013, per complessivi 393 milioni di metri cubi.

Servizi tecnologici specialistici / ricerca

Attraverso le proprie Divisioni Saster e SasterPipe, Genova Reti Gas è in grado di offrire al mercato servizi di ingegneria delle reti (informatizzazione, modellizzazione, simulazioni) e attività di rinnovo delle reti tecnologiche con tecnologie no dig, per le quali vanta un know-how esclusivo. Al fine specifico di promuovere e organizzare iniziative scientifiche e culturali finalizzate alla tutela dell'ambiente e delle risorse idriche e ad una gestione ottimale dei servizi a rete, dal 2003 è stata inoltre costituita la Fondazione AMGA Onlus, le cui attività istituzionali sono volte alla promozione e realizzazione di progetti di ricerca, di formazione e informazione, nonché al sostegno di azioni intraprese da altri enti in relazione alla salvaguardia ambientale e all'organizzazione dei servizi di pubblica utilità.

IREN EMILIA

Iren Emilia opera nel settore della distribuzione del gas metano, della raccolta rifiuti e dell'igiene ambientale e coordina l'attività delle società territoriali dell'Emilia Romagna per la gestione operativa del ciclo idrico integrato, delle reti elettriche e del teleriscaldamento, e altri business minori (illuminazione pubblica, gestione verde pubblico, ecc.).

Iren Emilia gestisce l'attività di distribuzione del gas naturale in 72 dei 140 comuni delle province di Reggio Emilia, Parma e Piacenza. La società gestisce complessivamente quasi 5.950 km di rete di distribuzione locale di alta, media e bassa pressione per una potenzialità progettata massima di prelievo pari complessivamente a 726.879 Smc/h.

Iren Emilia svolge la sua attività nell'ambito dei servizi di Igiene Ambientale nelle province di Piacenza, Parma e Reggio Emilia per un totale di 116 comuni del territorio, servendo un bacino di 1.135.000 abitanti. Sensibile alla salvaguardia ambientale ed allo sviluppo sostenibile, Iren Emilia ha attivato sistemi di raccolta differenziata capillarizzata dei rifiuti che, anche grazie alla gestione di 123 stazioni ecologiche attrezzate, hanno consentito al bacino servito di ottenere risultati superiori al 61,5%.

La società, in particolare, effettua la raccolta dei rifiuti urbani, la pulizia delle strade e dei marciapiedi, lo sgombero della neve; compie la pulizia e la manutenzione dei parchi e delle aree verdi della città e avvia i rifiuti riciclabili alle corrette filiere per trasformarli in materia prima o energia rinnovabile. Attraverso Iren

Ambiente, società del gruppo Iren, assicura che lo smaltimento dei rifiuti avvenga in modo da preservare e tutelare l'ambiente e studia gli aspetti del problema di smaltimento dei rifiuti, approfondendo la conoscenza delle tecnologie più innovative e ambientalmente sicure attualmente esistenti.

Iren Emilia svolge altresì la gestione operativa del ciclo idrico integrato (acquedotto, depurazione e fognatura) sulle province di Parma, Piacenza e Reggio Emilia. Tale attività riguarda una rete complessiva di 12.250 km di rete di acquedotto, 6.900 km di reti fognarie e 489 impianti di sollevamento delle acque reflue e 794 impianti di trattamento tra depuratori biologici e fosse imhoff distribuiti sul territorio di 110 Comuni.

L'attività di gestione operativa della rete di teleriscaldamento è attiva nelle città di Reggio Emilia, Parma e Piacenza e riguarda una rete complessiva di 325 km con una volumetria complessiva servita pari a 19,3 milioni di metri cubi.

Iren Emilia svolge inoltre l'attività di conduzione degli impianti di teleriscaldamento attraverso la gestione, manutenzione straordinaria e realizzazione di centrali termiche e impianti di cogenerazione di proprietà di Iren Energia nelle tre province emiliane di Parma, Reggio Emilia e Piacenza.

La gestione operativa della rete di distribuzione di energia elettrica è svolta nella città di Parma e riguarda 2.400 km di rete con un numero prossimo ai 125.000 punti di consegna alla clientela finale.

IREN AMBIENTE

Settore ambiente

Iren Ambiente, direttamente e attraverso le società partecipate, svolge nelle province di Parma, Reggio Emilia e Piacenza le attività di trattamento, smaltimento, stoccaggio, recupero e riciclo dei rifiuti urbani e speciali, di recupero energetico (calore e energia elettrica) attraverso la termovalorizzazione e la gestione di impianti per la produzione di biogas.

Iren Ambiente gestisce un importante portafoglio clienti a cui fornisce servizi per lo smaltimento di rifiuti speciali e svolge l'attività di trattamento, selezione, recupero e smaltimento finale dei rifiuti urbani raccolti da Iren Emilia S.p.A.

La frazione indifferenziata dei rifiuti raccolti è destinata a diverse modalità di smaltimento nella ricerca della migliore valorizzazione della risorsa rifiuto attraverso un processo industriale di preventiva selezione meccanica al fine di ridurre la frazione destinata alla termovalorizzazione e allo smaltimento in discarica.

Iren Ambiente tratta circa 1.000.000 tonnellate annue di rifiuti con 12 impianti di trattamento, selezione e stoccaggio, 2 termovalorizzatori (Piacenza e Parma), 1 discarica (Poiatica - Reggio Emilia), 2 impianti di compostaggio (Reggio Emilia). Il nuovo Polo Ambientale Integrato (PAI), impianto di selezione e termovalorizzazione da rifiuti della provincia di Parma è stato avviato a partire dal mese di aprile 2013 e nei mesi successivi sono state svolte le attività di collaudo.

Produzione energia elettrica da fonti rinnovabili (Iren Ambiente Holding)

Iren Ambiente holding, attraverso la società partecipata Iren Rinnovabili e le sue controllate, è operativa nell'attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nel campo dell'efficienza energetica e nello sviluppo di diversi progetti in collaborazione con l'università di Modena e Reggio Emilia e con centri di ricerca.

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili avviene attraverso la gestione di impianti principalmente nel settore fotovoltaico oltre che in quello idroelettrico (1MW di potenza per una produzione complessiva di 7.000 Mwh annui) e delle biomasse.

Dal 1° Luglio 2013 è divenuta pienamente efficace la joint venture tra Iren Ambiente Holding e il gruppo CCPL: da tale data Iren Ambiente Holding detiene il 70% di Iren Rinnovabili S.p.A. che a sua volta detiene il 100% di Greensource S.p.A..

Greensource comprende, direttamente o attraverso le società controllate, impianti fotovoltaici per una potenza complessiva installata di 17,3 Mw. Rimangono all'interno di Iren Rinnovabili l'impianto minidro di Baiso, le turbine a Biogas, le attività di servizio legate all'efficienza energetica e la struttura di sviluppo e supporto.

Le produzioni di energia elettrica nel 2013 hanno raggiunto 23,3 GWh così suddivisi: 13,9 GWh da impianti fotovoltaici, 8,4 GWh dall'impianto idroelettrico, 0,9 GWh da impianti a biogas.

INFORMAZIONI SUL TITOLO IREN NEL 2013

Andamento del titolo IREN in Borsa

Nel corso del 2013 il mercato borsistico italiano ha riportato una crescita dell'indice MTA di circa il 13% dovuto principalmente all'allentamento delle tensioni finanziarie europee in generale, ed al miglioramento in particolare della situazione italiana che ha visto lo spread tornare a circa 200 bps a fine anno.

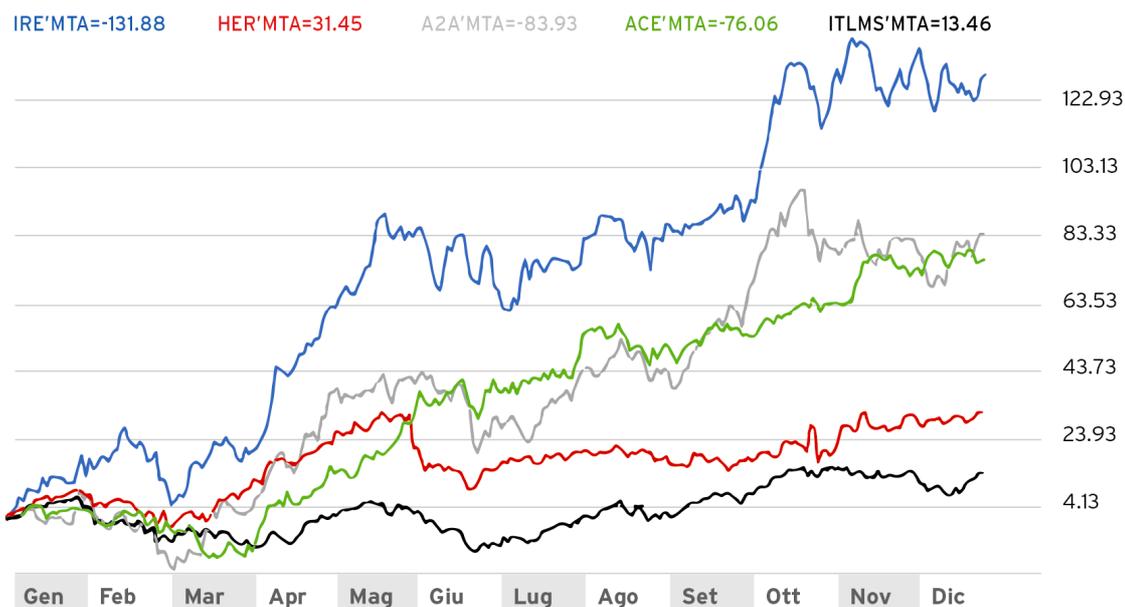
Il miglioramento del contesto finanziario ha avuto un impatto positivo sui principali titoli del listino italiano nonostante il persistente andamento negativo dei principali indicatori macroeconomici.

In tale scenario è di particolare rilevanza la performance del titolo Iren che nel 2013 è cresciuto di circa il 130% riportando una performance superiore non solo all'indice generale ma anche superiore alle performance riportate dai principali titoli del settore.

Ad influenzare positivamente l'andamento del titolo sono stati diversi fattori, tra cui principalmente:

- l'efficacia delle azioni straordinarie mirate alla riduzione del debito;
- i buoni risultati operativi riportati nelle chiusure trimestrali che confermano il profilo difensivo del portafoglio delle attività del Gruppo in grado di riportare risultati positivi nonostante il perdurare della difficile congiuntura economica;
- l'apprezzamento della nuova Governance del Gruppo e la nomina dei nuovi Vertici (Presidente ed Amministratore Delegato).

Confronto andamento titolo Iren vs Competitors nel 2013



Il titolo Iren a fine dicembre 2013 si è attestato a 1,11 euro per azione con volumi medi da inizio anno che si sono attestati intorno a 2,5 milioni di pezzi giornalieri.

Nello stesso periodo il prezzo medio è stato di 0,83 euro per azione avendo toccato il massimo di 1,17 euro per azione il 7 dicembre 2013 ed il minimo di 0,48 ad inizio anno.

DATI DI BORSA

Prezzo medio
Prezzo massimo
Prezzo minimo
N. azioni ('000)

euro/azione nel 2013
0,83
1,17
0,48
1.276.226

ANDAMENTO PREZZO E VOLUMI DEL TITOLO IREN**IRE'MTA= 1.11****Il coverage del titolo**

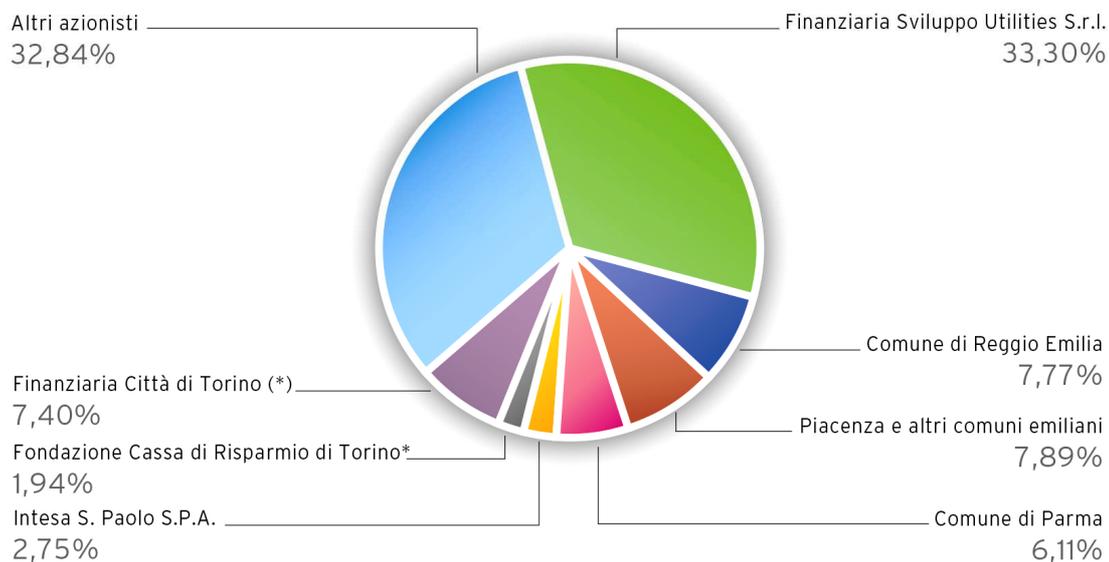
Nel corso dell'ultimo anno si sono verificati numerosi cambi di strategia tra i broker focalizzati sul settore delle multiutility italiane: si sono verificate operazioni di fusione tra banche, mentre altre hanno deciso di abbandonare la copertura del mercato italiano.

Attualmente, il Gruppo IREN è seguito da cinque broker: Banca Akros, Equita, Fidentis, Intermonte, KeplerCheuvreux.

Azionariato

Al 31 dicembre 2013 sulla base delle informazioni disponibili alla società, l'azionariato di Iren era il seguente:

Azionariato di Iren S.p.A.
(% su capitale sociale complessivo)



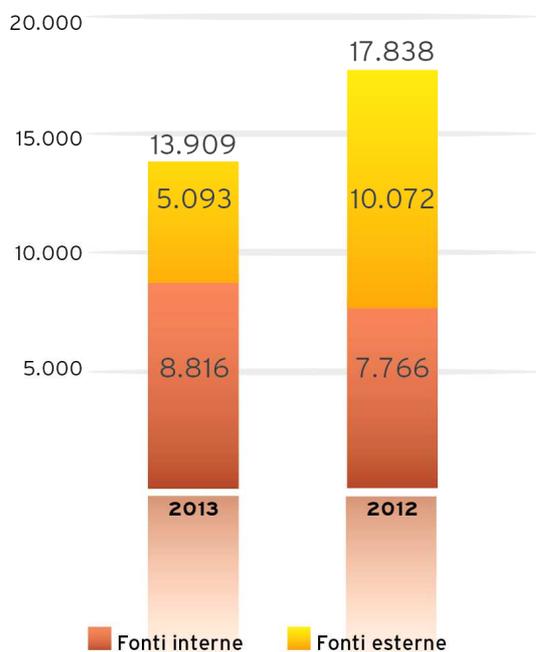
(*) azioni di risparmio prive di diritto di voto

DATI OPERATIVI

Bilancio dell'energia elettrica

GWh	Esercizio 2013	Esercizio 2012	Variaz. %
FONTI			
Produzione lorda	8.816	7.766	13,5
<i>a) Termoelettrica</i>	6.432	5.248	22,6
<i>b) Idroelettrica</i>	1.374	1.075	27,8
<i>c) Produzione da WTE e Fonti Rinnovabili</i>	149	122	21,6
<i>d) Produzione da impianti Edipower</i>	861	1.321	(34,8)
Acquisto da Acquirente Unico	877	1.051	(16,5)
Acquisto energia in Borsa Elettrica	2.054	4.889	(58,0)
Acquisto energia da grossisti e importazioni	2.162	4.132	(47,7)
Totale Fonti	13.909	17.838	(22,0)
IMPIEGHI			
Vendite a clienti di maggior tutela	852	998	(14,6)
Vendite in Borsa Elettrica	6.805	4.909	38,6
Vendite a clienti finali e grossisti	5.574	11.145	(50,0)
Pompaggi, perdite di distribuzione e altro	678	786	(13,6)
Totale Impieghi	13.909	17.838	(22,0)

Composizione Fonti



Composizione impieghi



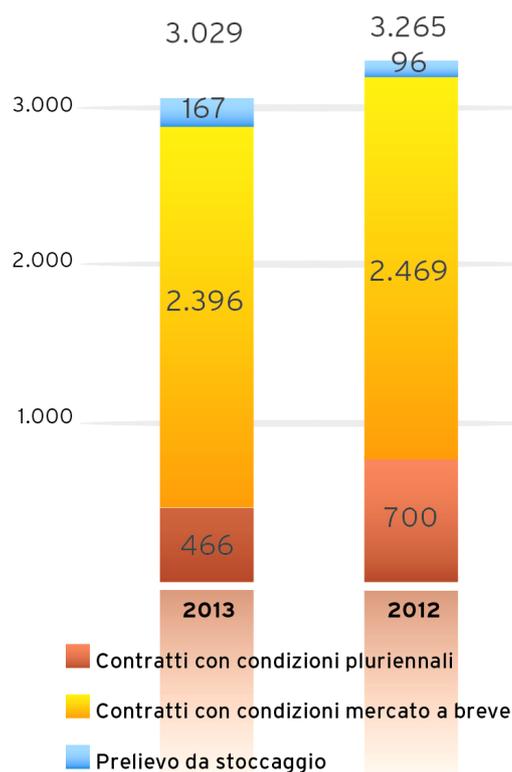
Bilancio del gas

Milioni di metri cubi	Esercizio 2013	Esercizio 2012	Variaz. %
FONTI			
Contratti con condizioni pluriennali	466	700	(33,5)
Contratti con condizioni mercato a breve (annuali e spot)	2.396	2.469	(2,9)
Prelievo da stoccaggio (1)	167	96	73,9
Totale Fonti	3.029	3.265	(7,2)
IMPIEGHI			
Gas commercializzato dal Gruppo	1.269	1.719	(26,2)
Gas destinato ad usi interni (2)	1.561	1.405	11,1
Gas immesso a stoccaggio	200	141	41,5
Totale Impieghi	3.029	3.265	(7,2)

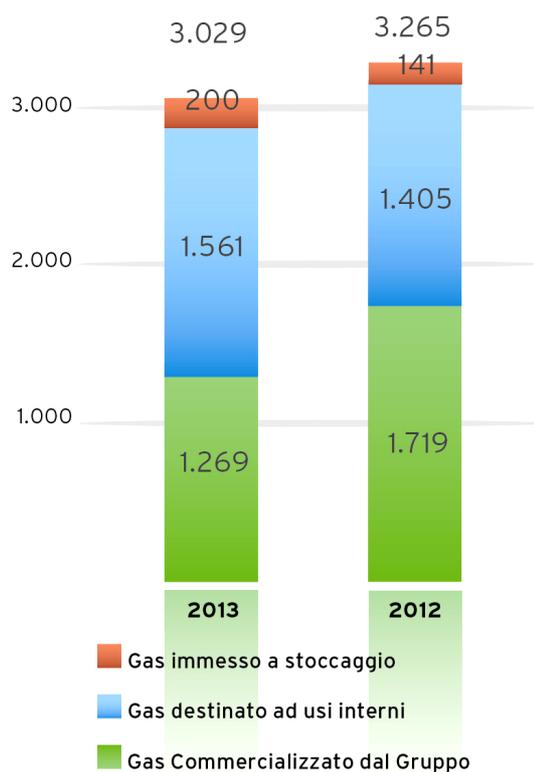
(1) A partire dall'esercizio 2013 vengono evidenziati separatamente il prelievo da stoccaggio e il gas immesso a stoccaggio. Coerentemente sono stati riclassificati i dati del 2012.

(2) Gli usi interni riguardano il termoelettrico, il tolling, l'impiego per la generazione di servizi calore e gli autoconsumi.

Composizione Fonti



Composizione impieghi



Servizi a rete

	Esercizio 2013	Esercizio 2012	Variaz. %
DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA			
Energia elettrica distribuita (GWh)	4.136	4.241	(2,5)
N. contatori elettronici	697.179	687.477	1,4
DISTRIBUZIONE GAS			
<i>Gas distribuito da AES Torino (mln mc)</i>	625	580	7,7
<i>Gas distribuito da Iren Acqua Gas (mln mc)</i>	393	397	(0,9)
<i>Gas distribuito da Iren Emilia (mln mc)</i>	960	952	0,9
Totale Gas distribuito	1.978	1.929	2,6
TELERISCALDAMENTO			
Volumetria teleriscaldata (mln mc)	79	76	2,7
Rete Teleriscaldamento (Km)	878	825	6,4
SERVIZIO IDRICO INTEGRATO			
Volumi Acqua (mln mc)	171	179	(4,3)

SCENARIO DI MERCATO

Andamento macroeconomico

Nel 2013, secondo le stime del Fondo Monetario Internazionale, la crescita del PIL mondiale è stata prossima al 3,0%, in calo rispetto ai due anni precedenti, 2012 (3,1%) e 2011 (3,9%).

Le diverse aree geografiche continuano a mostrare notevoli differenze. In particolare, permane il divario tra le economie avanzate, che nel 2013 hanno fatto registrare una crescita dell'1,3% (rispetto all'1,4% del 2012), e le economie in via di sviluppo (Asia, Medio Oriente e Nord Africa) che continuano a crescere a ritmi più sostenuti (+4,7%) seppur in calo rispetto al 2012.

Per quanto riguarda l'Italia la crescita del PIL acquisita a chiusura del terzo trimestre 2013 era negativo per l'1,8 % (fonte Istat). Le prime stime indicano tale percentuale anche come valore negativo acquisito per l'intero anno, compatibile pertanto con un ritorno al segno positivo nel quarto trimestre 2013.

Bilancio del Gas Naturale in Italia

I dati provvisori resi disponibili da Snam Rete Gas sui consumi di gas naturale indicano che il 2013 chiude a 69,5 md mc, con una variazione pesantemente negativa rispetto al 2012: -6,4% pari a -4,8 md mc. In pratica la domanda di metano è tornata a valori di inizio secolo. Pesa la riduzione del 16,4% (4,1 md mc) degli usi del gas nelle centrali termoelettriche dovuta al calo dei consumi di elettricità (-3,4% per -11,2 TWh¹) e crescita delle rinnovabili (+18% circa per +14,4 TWh²); la contrazione risulta del 30,8% (9,2 md mc) se rapportata al 2010. I consumi delle industrie allacciate alla rete di trasporto risultano lievemente inferiori al 2012 (-0,7%), ma ben più marcata resta la differenza con i livelli precedenti alla crisi del 2009: -9,5% vs. il 2008 e -15% in confronto al 2007. In linea con il 2012 i prelievi delle reti di distribuzione diretti prevalentemente ai consumi civili.

Impieghi/fonti di gas naturale nell'esercizio 2013 e confronto con gli anni precedenti

	2013	2012	2011	2010	Var. % '13/'12	Var. % '13/'11	Var. % '13/'10
UTILIZZI GAS NATURALE							
(Mld mc)							
Impianti di distribuzione	33,7	33,8	33,6	36,5	(0,2)	0,3	(7,7)
Usi industriali	13,2	13,3	13,5	13,3	(0,7)	(2,8)	(1,1)
Usi termoelettrici	20,6	24,7	27,7	29,8	(16,4)	(25,6)	(30,8)
Rete Terzi e consumi di sistema (*)	2,0	2,5	2,5	3,0	(21,9)	(22,2)	(35,1)
Totale prelevato	69,5	74,3	77,4	82,7	(6,4)	(10,2)	(15,9)
FONTI GAS NATURALE							
(Mld mc)							
Produzione nazionale	7,5	8,2	8,0	8,5	(8,1)	(6,5)	(7,8)
Importazioni	61,5	67,6	70,3	75,2	(9,0)	(12,5)	(18,2)
Stoccaggi	0,5	(1,5)	(0,9)	(0,6)	n.s.	n.s.	n.s.
Totale immesso	69,5	74,3	77,4	82,7	(6,4)	(10,2)	(15,9)

(*) Comprende: transiti, esportazioni, riconsegne imprese di trasporto, variazioni di invaso/svaso, perdite, consumi e il gas non contabilizzato.

Fonte: elaborazioni su dati Snam Rete Gas: provvisori per il periodo gennaio – marzo 2013

¹ Dati provvisori Terna

² Dati provvisori Terna

Sul lato Fonti, il 2013 vede le importazioni complessive diminuire del 9%: i volumi in ingresso a Mazara del Vallo (le rinegoziazioni con l'Algeria hanno determinato un abbassamento degli impegni minimi contrattuali) sono calati del 40,1% (-6,1 md mc), mentre quelli a Tarvisio (Russia) sono cresciuti del 26,8% (+6,4 md mc). Gli *entry point* di Passo Gries (gas da Norvegia e Olanda) e Gela (Libia) fanno registrare rispettivamente variazioni di -17,1% e di -11,8%; relativamente ai terminali GNL, i volumi rigassificati al terminale di Rovigo sono diminuiti del 13,3%, quasi nulla l'attività di rigassificazione a Panigaglia, mentre OLT, dopo i *commissioning tests*, ha avviato formalmente l'attività di commercializzazione il 20 dicembre scorso. La produzione nazionale si è ridotta dell'8,1%.

Bilancio dell'energia elettrica in Italia

Il 2013 al pari del 2012 ha visto complessivamente una netta riduzione della domanda elettrica passata da 328.220 GWh a 317.144 GWh.

Domanda e offerta di energia elettrica cumulata

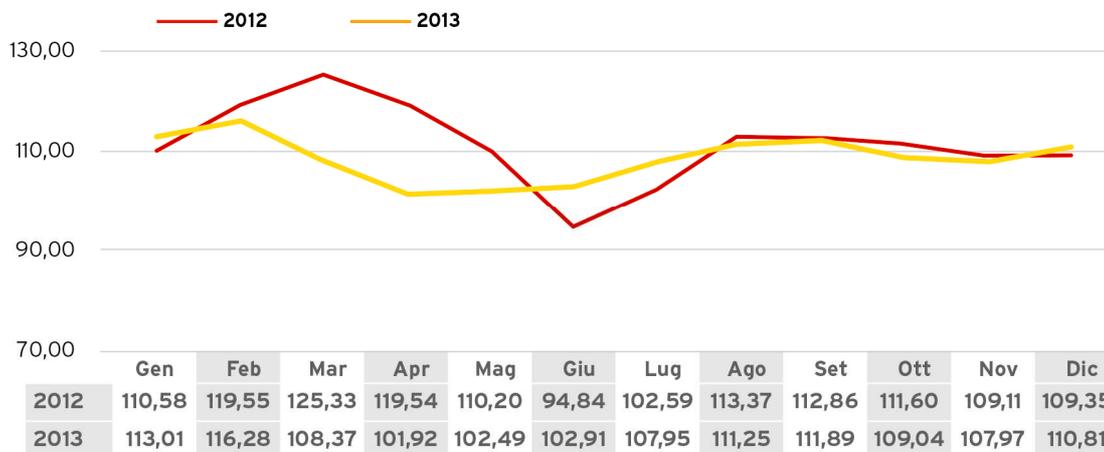
	(GWh e variazioni tendenziali)		
	fino al 31/12/2013	fino al 31/12/2012	Var. %
Domanda	317.144	328.220	(3,4)
- Nord	145.526	149.703	(2,8)
- Centro	93.372	96.963	(3,7)
- Sud	47.862	48.824	(2,0)
- Isole	30.384	32.730	(7,2)
Produzione netta	277.380	287.806	(3,6)
- Idroelettrico	52.515	43.260	21,4
- Termoelettrico	182.528	207.331	(12,0)
- Geotermoelettrico	5.305	5.251	1,0
- Eolico e fotovoltaico	37.032	31.964	15,9
Saldo estero	42.153	43.103	(2,2)

Fonte: elaborazione RIE su dati TERNA

La richiesta di energia elettrica è stata soddisfatta per l'88,2% dalla produzione nazionale (- 3,6% rispetto al 2012) e per la restante parte pari a 11,8% dal saldo con l'estero (-2,2%). Rispetto al 2012 la produzione da fonte geotermica, eolica e fotovoltaica vede un incremento del 13,8% mentre quella da fonte idroelettrica rileva un aumento del 21,4%. La produzione termoelettrica ha registrato una riduzione del 12% rispetto al 2012.

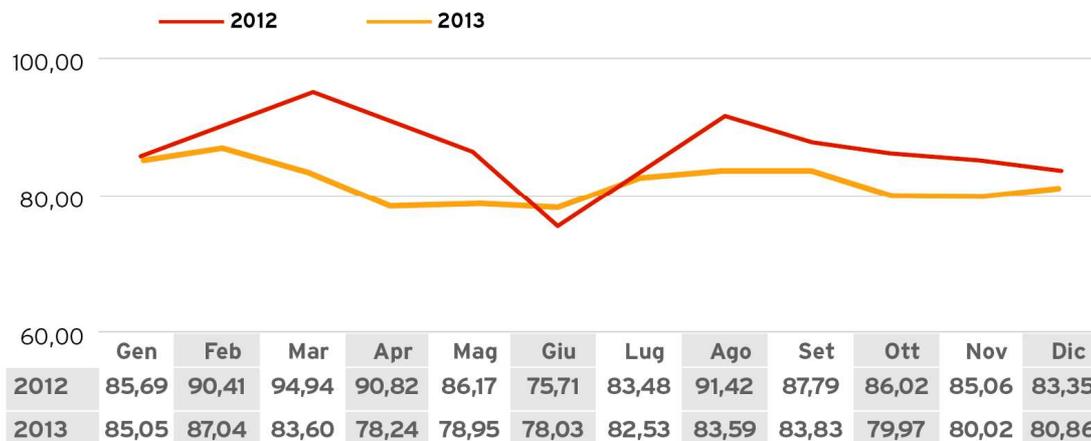
Prodotti petroliferi

BRENT \$/BBL



Fonte: statistiche RIE/REF

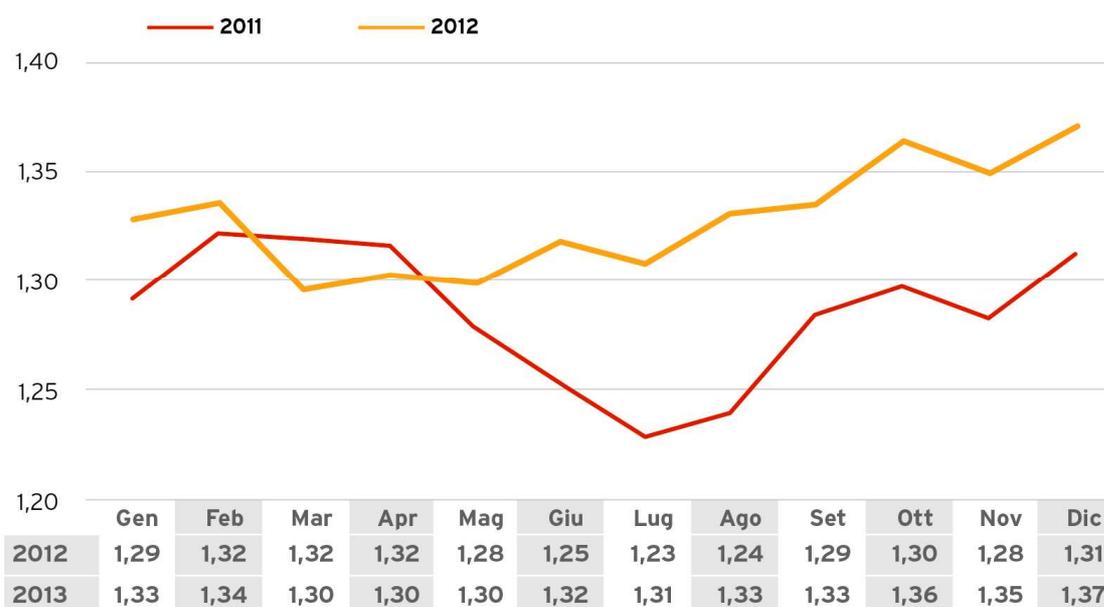
BRENT €/BBL



Fonte: statistiche RIE/REF

Il 2013 si è chiuso con un valore annuo di 108,6 doll./bbl, in riduzione rispetto al dato del 2012 (111,6 doll./bbl) e con una riduzione del 6% del valore in euro/bbl, da 86,8 a 81,7.

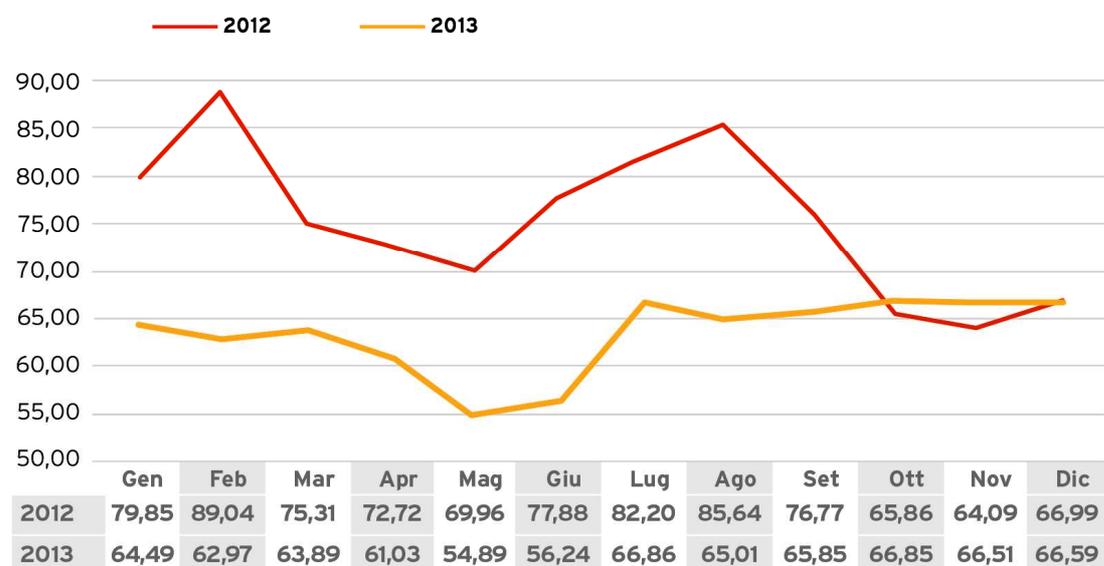
CAMBIO \$/€



Fonte: statistiche RIE/REF

Nel 2013 il cambio Euro/Dollaro si è attestato ad un valore medio di 1,33 contro 1,28 del 2012. Il deprezzamento della moneta unica, iniziato nella seconda metà del 2012 ha visto una parziale inversione di tendenza nella primavera del 2013, per poi toccare il livello massimo nell'ultima parte dell'anno (media di 1,37 nel mese di Dicembre).

PUN €/MWh

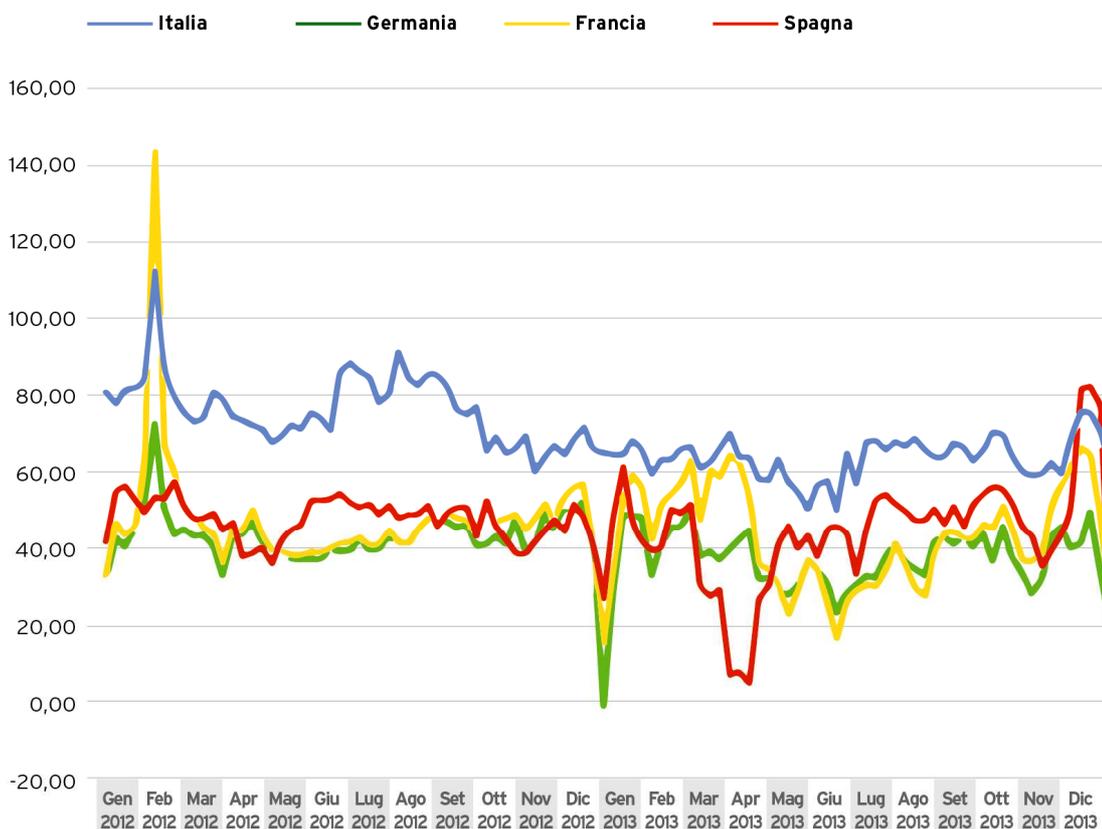


Fonte: GME

Il prezzo medio di acquisto (PUN) della borsa elettrica italiana è stato pari a 63,0 €/MWh, in riduzione del -16,6% rispetto al 2012 (75,5 €/MWh).

Il differenziale tra il PUN ed il prezzo di acquisto delle altre borse europee, che nel 2012 era di circa 30 €/MWh, nel 2013, ha subito una netta riduzione pari a circa 9 €/MWh. I ribassi sono stati generalizzati su tutte le borse e si sono verificati nel corso dell'anno, a cominciare dal picco negativo raggiunto tra la fine del 2012 e l'inizio del 2013.

PREZZI SETTIMANALI SULLE BORSE DELL'ELETTRICITÀ (EURO/MWH)



Prezzo Gas

Nel 2013 i prezzi internazionali del gas naturale hanno continuato a mostrare notevoli differenze tra macro aree a causa di difformità negli equilibri domanda/offerta, diversi sistemi di pricing, costi di trasporto. Mentre i prezzi europei si sono mediamente situati sui 10,6 \$/Mbtu degli scambi spot e sugli 11,9 \$/Mbtu per i contratti a lungo termine (valore indicativo di stima), i prezzi all'ingrosso USA si sono mantenuti a 3,7 \$/Mbtu, un terzo circa di quelli europei; i prezzi asiatici (GNL spot) sono risultati invece in media annua intorno ai 16 \$/Mbtu, superiori ai valori europei del 35-50% e quattro volte circa quelli nord-americani.

Nel corso dell'anno non si sono registrati cambiamenti significativi nei fondamentali del mercato europeo del gas, persistendo una situazione di domanda debole nei settori termoelettrico ed industriale ed abbondanza di offerta. La debolezza della domanda è stata accentuata nelle ultime settimane dell'anno da un clima particolarmente mite con riflessi negativi sui consumi civili.

In questo contesto si è andato confermando un modello di pricing "ibrido", in cui due sistemi di prezzo, a lungo termine e spot coesistono problematicamente. Si tratta di una situazione in fase di transizione, ma il cui punto di approdo e di equilibrio rimane estremamente incerto nelle modalità e nei tempi. I prezzi di vendita all'ingrosso e al dettaglio hanno accresciuto il legame con i prezzi a breve e sono risultati quindi meno agganciati ai prezzi dei contratti di importazione "long term" collegati al petrolio; è continuata

conseguentemente l'attività di rinegoziazione su prezzi e volumi di questi contratti, come già era accaduto nei due-tre anni precedenti.

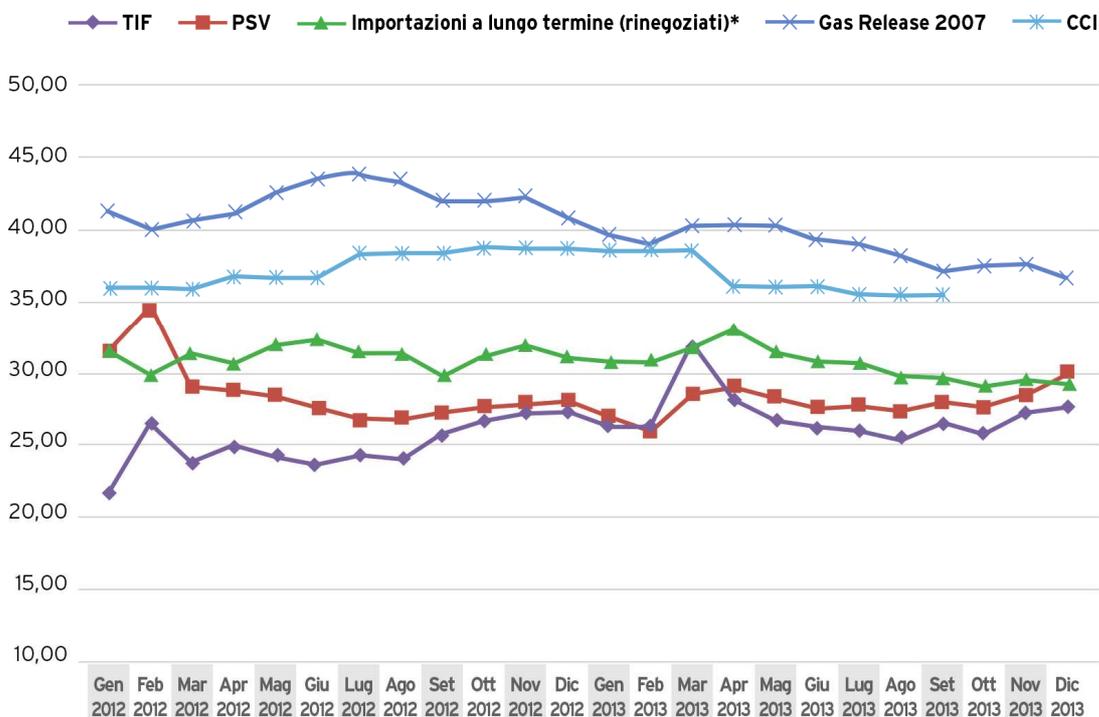
Nel 2013 i prezzi spot dei principali mercati europei si sono mantenuti mediamente inferiori a quelli di importazione alla frontiera nell'ordine dell'11% (stima), differenza minore rispetto al 20% circa stimato nel 2012: infatti, mentre i prezzi dei contratti a lungo termine hanno avuto solo una leggera flessione rispetto al 2012, i prezzi dei maggiori hubs nord-europei hanno registrato un aumento medio dell'8%, situandosi indicativamente su 27 €/MWh rispetto ai 25 €/MWh dell'anno precedente.

In controtendenza il PSV nazionale che ha segnalato su media annua una diminuzione delle quotazioni da 28,7 €/MWh a 28 €/MWh (-2,7%). Si è andata così confermando la riduzione, già cominciata nella seconda parte del 2012, dello spread tra l'hub italiano e le quotazioni degli hubs del Nord-Europa. In particolare in confronto all'olandese TTF - considerato il più liquido e significativo hub dell'Unione Europea continentale - la differenza media è passata da 3,7 Euro/MWh del 2012 (+15%) a circa 1 Euro/MWh nel 2013 (+3,5%). Il mercato del bilanciamento italiano (PB-Gas), ha espresso un prezzo medio di 27,9 Euro/MWh molto vicino a quello delle contrattazioni al PSV. La M-Gas (Borsa Gas) resta un mercato ancora ben poco o nulla utilizzato con scambi del tutto residuali o assenti. Dal 2 settembre è partito formalmente il mercato a termine senza però registrare ancora transazioni.

Riguardo i valori italiani del gas all'ingrosso legati prevalentemente o interamente ai prodotti petroliferi, nei primi 9 mesi la c.d. CCI per il servizio di tutela è stata mediamente pari a 36,0 €/MWh, in diminuzione del 2,6% rispetto allo stesso periodo 2012. Dal 1° ottobre AEEG ha stabilito per il calcolo della materia prima l'abbandono della CCI e dello storico riferimento ai contratti di importazione di lungo periodo "oil linked" per passare ad un collegamento esclusivo con i prezzi dei mercati a breve. In particolare per l'anno termico 2013-2014 il Regolatore ha temporaneamente definito un'indicizzazione alle quotazioni forward dell'hub TTF, riflesse nella componente di prezzo C_{MEM} (Costo di approvvigionamento del gas sui mercati all'ingrosso) calcolata a 29 Euro/MWh per il IV trimestre.

Quanto alla "Gas Release 2007", formula legata esclusivamente ai prodotti petroliferi, nel 2013 ha espresso un valore medio di 38,3 €/MWh vs 42,0 €/MWh del 2012 (-8,3%).

DINAMICA DEI PREZZI DEL GAS



*Valori stimati sull'andamento indicativo dei prezzi a lungo termine alle frontiere in Europa

Nota: i prezzi della Gas Release e della CCI sono stati trasformati in Euro/MWh sulla base di un potere calorifico rispettivamente di 38,1 MJ/mcs e 38,52 MJ/mcs

Fonte: Elaborazioni RIE; su dati, Platts, APX-Endex, GME, AEEG

Di seguito si rappresenta la sintesi dei principali indicatori:

	2013	2012	DELTA	DELTA%
Brent U\$D/bbl	108,6	111,6	-3,0	-3%
U\$D/euro	1,33	1,29	0,0	3%
Brent euro/bbl	81,7	86,8	-5,1	-6%
Domanda Gas (Bcm)	69.490,3	74.267,1	-4.776,7	-6%
Gas Release 2, cent/scm	41,2	44,5	-3,3	-7%
CCI, cent/scm	38,8	40,1	-1,3	-3%
Domanda Elettricità (TWh)	317,14	328,22	-11,1	-3%
Prezzo EE PUN (euro/MWh)	63,0	75,5	12,5	-17%

Fonte: statistiche: RIE/ REF

Mercato vendita calore tramite rete di teleriscaldamento in Italia

La tabella mostra le principali dimensioni dello sviluppo del teleriscaldamento in Italia:

	2012	2011
Numero città teleriscaldate (n)	109	104
Volumetria complessiva riscaldata (Mmc)	279	263
Energia termica fornita all'utenza (GWht)	8.005	7.322
Lunghezza reti distribuzione (km)	3.161	2.877
Risparmio energia primaria fossile (Tep)	439.518	404.922
Emissioni evitate di anidride carbonica (t)	1.433.537	1.323.601

Fonte: elaborazione annuario AIRU

Dal 1995 al 2012 in Italia il numero di città teleriscaldate è passato da 27 a 109, la volumetria da 74 a 279 Mmc. Le reti sono concentrate nell'Italia settentrionale e la quasi totalità della volumetria teleriscaldata (più del 97%) è localizzata in Lombardia, Piemonte, Emilia Romagna, Veneto, Trentino Alto Adige, Liguria e Valle d'Aosta.

Certificati verdi

A livello di sistema, il mercato ha continuato a presentarsi "lungo" così come nell'anno precedente, in quanto l'offerta ha superato la domanda. Il prezzo di ritiro, da parte del GSE, dei CV emessi nel 2013 e che risulteranno invenduti al marzo 2014, è pari a 89,28 €/MWh al netto di IVA.

Il prezzo di ritiro dei CV_TLR rilasciati per le produzioni da cogenerazione abbinata a teleriscaldamento dell'anno 2013 è pari a 84,34 €/CV_TLR, al netto di IVA. Con la riforma del sistema delle incentivazioni delle fonti rinnovabili, vi sarà il graduale azzeramento, entro il 2015, del sistema dei CV.

CO₂

Il 2013, anno in cui è iniziata la fase 3 dell'ETS segnata dal passaggio per gran parte degli impianti assoggettati dall'allocatione gratuita a quella all'asta, registra un'ulteriore contrazione dei prezzi dei permessi EUA che chiudono a quota 4,74 €/ton (-28,5% rispetto al 2012). Il valor medio nell'anno è stato di 4,47 €/ton.

La Commissione Europea ha avviato nella seconda parte dell'anno un processo per giungere entro i primi mesi del 2014 ad una proposta di legge atta a riformare lo schema EU ETS a livello strutturale. Le intenzioni sono quelle di creare un meccanismo che preveda un istituto indipendente che agisca come una sorta di banca centrale con lo scopo di regolare l'offerta dei crediti venduti all'asta, evitando così l'accumulo di permessi sul mercato, attualmente ingessato in una situazione di sovra-allocazione di quote, e un conseguente aumento dei prezzi.

Certificati Bianchi

Per quanto riguarda la situazione di scarsità dei titoli rispetto alla domanda, si segnala che il numero di TEE emessi dall'inizio del meccanismo a fine dicembre 2013 è stato pari a circa 23,99 milioni, a fronte di un quantitativo di TEE cumulato necessario ai soggetti obbligati per gli adempimenti, compreso quello del 2013 in scadenza a maggio 2014, pari a 27,62 milioni.

Per il raggiungimento degli obiettivi 2013 in scadenza a maggio 2014 per i soggetti obbligati è sufficiente coprire il 60% dei 5,51 milioni di TEE relativi all'obbligo 2013 per essere comunque adempienti. Pertanto, il quantitativo cumulato di TEE necessario per coprire le necessità minime dei distributori obbligati è pari a 25,42 milioni di TEE, ammontare superiore a quelli emessi a livello cumulato al 31 dicembre 2013 (1,43 milioni i TEE mancanti).

Per l'anno d'obbligo 2013 il prezzo del contributo unitario preventivo ai distributori è stato fissato a 96,43 €/TEE, sulla base degli scambi registrati in borsa negli ultimi due anni.

FATTI DI RILIEVO DELL'ESERCIZIO

Finanziamento di 100 milioni di euro da Cassa Depositi e Prestiti

Il 25 febbraio 2013 IREN S.p.A. ha stipulato con Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. (CDP) un contratto di finanziamento dell'ammontare di 100 milioni di euro e durata 15 anni. L'operazione è destinata a supportare la realizzazione del Piano Industriale 2013-2015 di IREN, in particolare per quanto riguarda gli investimenti del settore Infrastrutture energetiche. Gli investimenti previsti dal Gruppo IREN nelle reti energetiche sono stati valutati coerenti con la missione istituzionale di CDP che prevede l'impiego dei fondi per investimenti infrastrutturali a sostegno della crescita del Paese.

Approvazione delle modifiche statutarie per la riforma della *governance*

L'Assemblea straordinaria degli azionisti, riunitasi il 19 giugno 2013, ha proceduto alla modifica degli articoli 6, 15, 16, 21, 22, 23, 24, 25, 30, 31, 32, 41 e alla soppressione degli articoli 26, 27, 28, 29 dello Statuto sociale, con conseguente rinumerazione degli articoli 26 e seguenti, nonché dei riferimenti agli articoli statuari in essi contenuti.

Nomina del nuovo Consiglio di Amministrazione e del Presidente

L'Assemblea ordinaria degli Azionisti, riunitasi il 27 giugno 2013, ha provveduto a nominare il nuovo Consiglio di Amministrazione della società che rimarrà in carica per gli esercizi 2013/2014/2015 (scadenza: data di approvazione del bilancio dell'esercizio 2015).

I tredici componenti del nuovo Consiglio di Amministrazione sono: Lorenzo Bagnacani, Roberto Bazzano, Tommaso Dealessandri, Nicola De Sanctis, Anna Ferrero, Alessandro Ghibellini, Fabiola Mascardi, Francesco Profumo, Ettore Rocchi, Andrea Viero, Barbara Zanardi, nominati dalla lista presentata da Finanziaria Sviluppo Utilities S.r.l. e n. 73 Soci pubblici ex Eni e votata dalla maggioranza, a cui si aggiungono Franco Amato e Roberto Walter Firpo, nominati dalla lista presentata da Fondazione Cassa di Risparmio di Torino ed Equiter S.p.A., votata dalla minoranza.

L'Assemblea ha, inoltre, nominato Francesco Profumo alla carica di Presidente.

Attribuite deleghe e poteri da parte del Consiglio di Amministrazione

Il nuovo Consiglio di Amministrazione, riunitosi il 27 giugno 2013, dopo la nomina da parte dell'Assemblea degli Azionisti, ha proceduto alla nomina del Vice Presidente, Andrea Viero, e dell'Amministratore Delegato, Nicola De Sanctis, oltre che all'attribuzione delle deleghe e dei poteri, così come previsto dagli artt. 25 e 26 dello Statuto vigente.

Approvato il progetto di scissione non proporzionale di Edipower

Sulla base degli accordi assunti tra Iren ed A2A in occasione dell'operazione di acquisizione di Edipower, avvenuta in data 24 maggio 2012, e a seguito della deliberazione assunta, in data 16 gennaio 2013, dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. di dar corso all'esercizio dell'opzione *put* per l'uscita da Edipower, le assemblee straordinarie di Iren Energia ed Edipower hanno approvato il 28 giugno 2013 il progetto di scissione non proporzionale di Edipower. Nel mese di giugno del 2013 Iren S.p.A. aveva conferito ad Iren Energia la propria quota detenuta in Edipower.

Riforma della *governance* del Gruppo

Conformemente alle indicazioni sulla nuova *governance* del Gruppo delineata dagli Azionisti, il Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A. ha definito, in data 17 settembre 2013, la composizione degli Organi di Amministrazione e di Controllo delle società di primo livello, stabilendo per ciascuna di esse la nomina di tre amministratori, rispetto ai cinque finora previsti, con evidente risparmio dei costi e valorizzando sia le competenze interne al Gruppo sia la rappresentanza di genere.

Emissione di un *Private Placement*

Iren S.p.A. ha completato con successo il 14 ottobre 2013 l'emissione di un *Private Placement* per un ammontare di 125 milioni di euro, sottoscritto da investitori istituzionali italiani ed esteri con la durata di 7 anni e cedola pari a 4,37% annuo. A seguito dell'operazione di riapertura dell'emissione obbligazionaria, conclusa il 29 ottobre 2013, sono stati raccolti 85 milioni di euro aggiuntivi rispetto ai 125 milioni di euro dell'emissione originaria alle medesime condizioni di durata e di cedola.

Le obbligazioni sono quotate alla Borsa Irlandese.

L'operazione, che ha inaugurato l'accesso di Iren S.p.A. al mercato obbligazionario, si inserisce nell'indirizzo strategico definito nel Piano Industriale del Gruppo per rafforzare la propria flessibilità e solidità finanziaria.

L'emissione del prestito obbligazionario consente di migliorare il profilo dell'indebitamento del Gruppo Iren attraverso un allungamento della scadenza media e assicura una maggiore differenziazione delle fonti di finanziamento, confermando, nel contempo, la disponibilità del mercato, non solo bancario, a finanziare le attività e i progetti di sviluppo del Gruppo.

Altri finanziamenti per complessivi 158 milioni di euro

A maggio 2013 è stata perfezionata ed utilizzata da Iren S.p.A. l'ultima tranche di 58 milioni di euro con durata 15 anni a valere sui fondi concessi dalla Banca Europea per gli Investimenti (BEI) con rilascio di garanzia bancaria.

Inoltre il 30 settembre 2013 Iren S.p.A. ha stipulato con Banca Regionale Europea (BRE) un contratto di finanziamento dell'ammontare di 100 milioni di euro e scadenza al 30 settembre 2018 con contemporanea estinzione del finanziamento BRE di originari 75 milioni di euro in scadenza nel 2014.

Conclusa la scissione non proporzionale di Edipower

Il 24 ottobre 2013 è stato sottoscritto l'atto di scissione non proporzionale di Edipower, con efficacia dal 1° novembre 2013. Con la conclusione dell'operazione di scissione, che ha comportato la completa uscita del Gruppo Iren dall'azionariato di Edipower, sono entrati nella proprietà di Iren Energia l'impianto termoelettrico a ciclo combinato di Turbigo (800 MW) e il nucleo idroelettrico di Tuscano (circa 100 MW). Con l'acquisizione degli impianti di Turbigo e di Tuscano, il Gruppo IREN dispone direttamente di una capacità complessiva di produzione di circa 2.800 MW, per oltre il 70% rinnovabile, nel caso della generazione idroelettrica, ed ecocompatibile, considerando la produzione cogenerativa, in rapporto ad una media nazionale che si attesta al 38%.

SITUAZIONE ECONOMICA, PATRIMONIALE E FINANZIARIA DEL GRUPPO IREN

Nel seguito sono presentati lo schema di conto economico, quello patrimoniale ed il rendiconto finanziario del Gruppo Iren, a cui si riferiscono i commenti relativi all'andamento gestionale.

Situazione economica

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO GRUPPO IREN

	migliaia di euro		
	Esercizio 2013	Esercizio 2012	Var. %
Ricavi			
Ricavi per beni e servizi	3.228.038	4.003.654	(19,4)
Variazione dei lavori in corso	(355)	669	(*)
Altri proventi	220.290	323.518	(31,9)
- di cui non ricorrenti	-	23.015	
Totale ricavi	3.447.973	4.327.841	(20,3)
Costi operativi			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(1.462.729)	(2.116.257)	(30,9)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(1.000.406)	(1.236.254)	(19,1)
Oneri diversi di gestione	(89.629)	(105.250)	(14,8)
- di cui non ricorrenti	-	(14.644)	
Costi per lavori interni capitalizzati	24.394	20.667	18,0
Costo del personale	(273.586)	(261.142)	4,8
Totale costi operativi	(2.801.956)	(3.698.236)	(24,2)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	646.017	629.605	2,6
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni			
Ammortamenti	(219.717)	(205.495)	6,9
Accantonamenti e svalutazioni	(113.221)	(89.962)	25,9
- di cui relativi ad operazioni non ricorrenti	(5.262)	(7.631)	
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(332.938)	(295.457)	12,7
Risultato Operativo (EBIT)	313.079	334.148	(6,3)
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	21.846	24.075	(9,3)
Oneri finanziari	(111.262)	(122.827)	(9,4)
Totale gestione finanziaria	(89.416)	(98.752)	(9,5)
Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	10.421	(599)	(*)
Rettifica di valore di partecipazioni	(20.095)	(105)	(*)
Risultato prima delle imposte	213.989	234.692	(8,8)
Imposte sul reddito	(122.034)	(85.251)	43,1
Risultato netto delle attività in continuità	91.955	149.441	(38,5)
Risultato netto da attività operative cessate	-	12.730	(100,0)
Risultato netto del periodo	91.955	162.171	(43,3)
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	80.554	152.559	(47,2)
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	11.401	9.612	18,6

(*) Variazione superiore al 100%

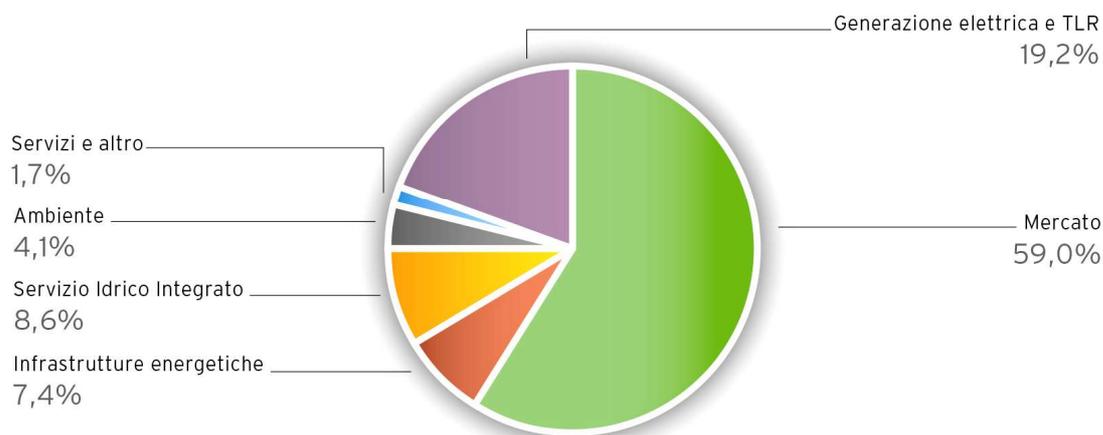
I dati comparativi dell'esercizio 2012 sono stati riclassificati per:

- esporre i risultati delle società Delmi ed Edipower nella voce "Risultato netto da attività operative cessate", precedentemente classificati nelle voci "Proventi finanziari" (2.458 mila euro) e "Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto" (10.272 mila euro);
- esporre nella voce "Accantonamenti", coerentemente con quanto fatto nell'esercizio 2013, l'adeguamento del fondo ripristino beni di terzi, precedentemente classificato nella voce "Oneri finanziari" (6.783 mila euro).

Ricavi

Nel corso dell'esercizio 2013 il Gruppo Iren ha conseguito ricavi per 3.448,0 milioni di euro in diminuzione del -20,3% rispetto ai 4.327,8 milioni di euro dell'esercizio 2012. La flessione dei ricavi è riconducibile ad una politica commerciale selettiva, in funzione del rischio controparte e dell'obiettivo di contenimento del capitale circolante commerciale, che ha comportato una riduzione dei volumi venduti nei settori energetici e prevalentemente con riferimento alla clientela del segmento business. Nel grafico seguente viene riportata la composizione dei ricavi per settore di business al lordo delle elisioni e rettifiche intersettore.

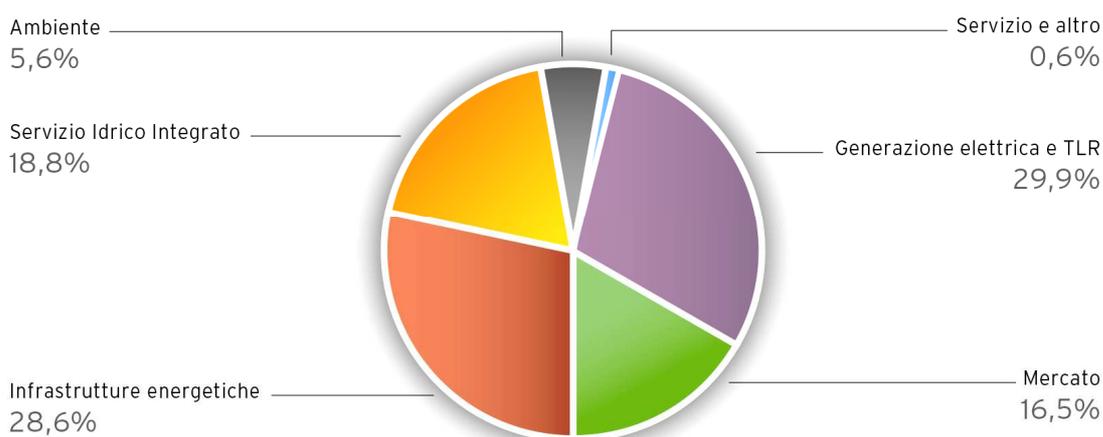
Composizione ricavi



Margine Operativo Lordo

Il margine operativo lordo (Ebitda) ammonta a 646 milioni di euro in aumento del +2,6% rispetto ai 629,6 milioni di euro dell'esercizio 2012. Al miglioramento del margine hanno contribuito i settori: Mercato, Infrastrutture Energetiche e Servizio Idrico Integrato. In flessione i settori della Cogenerazione e Teleriscaldamento, Ambiente, Servizi ed Altro.

Composizione Ebitda



Risultato operativo

Il risultato operativo (Ebit) è pari a 313,1 milioni di euro in flessione del -6,3% rispetto ai 334,1 milioni di euro dell'esercizio 2012. L'andamento del risultato operativo è caratterizzato prudentemente dai maggiori accantonamenti al fondo svalutazione crediti ed a fondo rischi oltre ad un incremento degli ammortamenti. Tali incrementi sono parzialmente compensati da minori accantonamenti al fondo ripristino beni di terzi.

Oneri e Proventi finanziari

Gli oneri e proventi finanziari esprimono un saldo negativo per 89 milioni di euro. In particolare gli oneri finanziari ammontano a 111 milioni. La riduzione rispetto all'anno 2012 è dovuta principalmente alla diminuzione dell'indebitamento finanziario netto medio del 2013 rispetto al 2012. I proventi finanziari ammontano a 22 milioni di euro (-9%).

Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto

Il risultato di società collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto è positivo per circa 10 milioni di euro, in crescita rispetto al corrispondente periodo del 2012, principalmente per il risultato positivo di ASA che ha beneficiato della plusvalenza per la cessione della controllata ASA Trade.

Rettifica di valore di partecipazioni

Ammonta a circa 20 milioni di euro ed è relativa principalmente alla svalutazione delle partecipazioni in Energia Italiana per circa 13 milioni di euro, di Fingas per circa 6 milioni di euro, di Mestni Plinovodi per 4 milioni di euro, di Atena per 3 milioni di euro e al risultato positivo riconducibile alla partecipazione in AMIAT per 7 milioni di euro.

Risultato prima delle imposte

Per effetto delle dinamiche sopra indicate il risultato consolidato prima delle imposte ha raggiunto 214 milioni di euro, in diminuzione dell'8,8% rispetto ai 235 milioni di euro dell'esercizio 2012.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito dell'esercizio 2013 sono pari a 122 milioni, con un incremento del 43,1% rispetto allo stesso periodo del 2012. Il Tax rate nominale è del 57,0%.

Risultato netto del periodo

Il risultato netto è positivo per 92 milioni di euro, in diminuzione del 43,3% rispetto allo stesso periodo del 2012.

Analisi per settori di attività

Il Gruppo Iren opera nei seguenti settori di attività:

- Generazione e Teleriscaldamento (Produzione Idroelettrica, Cogenerazione elettrica e calore, Reti di Teleriscaldamento e produzione da Fonti rinnovabili)
- Mercato (Vendita energia elettrica, gas, calore)
- Infrastrutture Energetiche (Reti di distribuzione dell'energia elettrica, Reti di distribuzione del gas, impianti di rigassificazione LNG)
- Servizio Idrico Integrato (Vendita e distribuzione acqua, depurazione e fognatura)
- Ambiente (Raccolta e Smaltimento rifiuti)
- Altri servizi (Telecomunicazioni, Illuminazione Pubblica, Servizi global service 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 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 (area Nord-Ovest).

Nei prospetti seguenti vengono esposti il capitale investito netto e i conti economici (fino al risultato operativo) per settore di attività e il comparativo con i valori del 2012.

Risultati per settori di attività al 31 dicembre 2013

milioni di euro

	Generazione e TLR	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.904	55	1.372	988	336	28	189	4.871
Capitale circolante netto	134	20	(84)	86	(30)	(12)	7	121
Altre attività e passività non correnti	(100)	36	(64)	(272)	(51)	(13)	(15)	(478)
Capitale investito netto (CIN)	1.939	111	1.224	801	255	4	180	4.514
Patrimonio netto								1.989
Posizione Finanziaria netta								2.525
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								4.514

Risultati per settori di attività al 31 dicembre 2012

milioni di euro

	Generazione e TLR	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Servizi e altro	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.621	51	1.287	950	296	36	494	4.735
Capitale circolante netto	161	48	(20)	106	(25)	(43)	8	235
Altre attività e passività non correnti	(77)	3	(55)	(264)	(46)	(11)	(12)	(461)
Capitale investito netto (CIN)	1.705	102	1.212	792	225	(17)	490	4.509
Patrimonio netto								1.954
Posizione Finanziaria netta								2.555
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								4.509

Risultati per settori di attività al 31 dicembre 2013

milioni di euro

	Generazione e TLR	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Servizi e altro	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	1.010	3.098	388	450	214	90	(1.802)	3.448
Totale costi operativi	(817)	(2.991)	(203)	(328)	(178)	(87)	1.802	(2.802)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	193	107	185	122	36	3	-	646
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(109)	(55)	(60)	(73)	(30)	(5)	-	(333)
Risultato operativo (EBIT)	84	52	125	49	6	(3)	-	313

Risultati per settori di attività al 31 dicembre 2012

milioni di euro

	Generazione e TLR	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Servizi e altro	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	983	4.052	385	432	211	131	(1.867)	4.328
Totale costi operativi	(773)	(3.999)	(205)	(316)	(172)	(99)	1.867	(3.698)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	210	52	180	116	39	32	-	630
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(82)	(39)	(54)	(83)	(23)	(15)	-	(295)
Risultato operativo (EBIT)	129	14	126	33	16	17	-	334

I dati comparativi dell'esercizio 2012 sono stati riclassificati per esporre nella voce "Accantonamenti", coerentemente con quanto fatto nell'esercizio 2013, l'adeguamento del fondo ripristino beni di terzi, precedentemente classificato nella voce "Oneri finanziari" (6,8 milioni di euro).

Nel seguito sono presentate le principali grandezze economiche con i relativi commenti suddivisi per settore di attività.

Generazione e Teleriscaldamento

I ricavi di periodo ammontano a 1.010 milioni di euro in aumento del +2,7% rispetto ai 983 milioni di euro dell'esercizio 2012.

		Esercizio 2013	Esercizio 2012	Δ %
Ricavi	€/mil.	1.010	983	2,7%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	193	210	-8,0%
<i>Ebitda Margin</i>		19,1%	21,4%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	84	129	-34,7%
Investimenti	€/mil.	41	69	-40,5%
Energia elettrica prodotta	GWh	7.830	6.339	23,5%
<i>da fonte idroelettrica</i>	GWh	1.374	1.075	27,8%
<i>da fonte termoelettrica</i>	GWh	6.432	5.248	22,6%
<i>da fonti rinnovabili</i>	GWh	24	16	48,6%
Calore prodotto	GWh _t	3.072	2.931	4,8%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh _t	2.531	2.232	13,4%
<i>da fonte non cogenerativa</i>	GWh _t	541	699	-22,6%
Volumetrie teleriscaldate	Mmc	79	76	2,7%

Nell'esercizio 2013 l'energia elettrica prodotta è stata pari a 7.830 GWh in aumento del 23,5% rispetto ai 6.339 GWh dell'esercizio 2012, per effetto sia della maggiore produzione da fonte termoelettrica +22,6% sia della produzione idroelettrica +27,8%.

In particolare la produzione termoelettrica è stata pari a 6.432 GWh, in aumento di +1.184 GWh (+22,6%) rispetto ai 5.248 GWh dello stesso periodo del 2012, grazie alla maggior produzione dell'impianto di Torino Nord (+452 GWh), dell'impianto di Moncalieri (+360 GWh) e all'apporto dell'impianto ex-Edipower di Turbigo per gli ultimi due mesi del 2013 di gestione diretta da parte del gruppo (+363 GWh). Tale andamento è in controtendenza rispetto al dato nazionale della produzione da fonti termoelettriche, che ha visto una contrazione del -12% rispetto al corrispondente periodo del 2012.

La produzione idroelettrica è stata pari a 1.374 GWh in aumento del +27,8% rispetto ai 1.075 GWh dell'esercizio 2012 per effetto della maggior produzione di tutti gli impianti, grazie alla particolare idraulicità verificatesi nel 2013, nonché all'apporto, nell'ultimo bimestre 2013 del Nucleo di produzione ex-Edipower di Tuscano (+53 GWh). La produzione nazionale da fonti idroelettriche riporta un incremento del +21% rispetto all'esercizio 2012.

La produzione di calore nell'esercizio 2013 è stata pari a 3.072 GWh_t in aumento del +4,8% rispetto ai 2.931 GWh_t del 2012, principalmente per lo sviluppo dei volumi abitativi e produttivi serviti dal teleriscaldamento nell'area torinese ed emiliana (circa +2 milioni di metri cubi di nuove utenze).

La volumetria teleriscaldata ha raggiunto i 79 milioni di metri cubi, di cui 56 milioni su Torino, facendone la città più teleriscaldata d'Italia, oltre 3 milioni di metri cubi su Genova e circa 19 milioni di metri cubi nelle città di Reggio Emilia, Parma e Piacenza. La quota di calore cogenerato è pari all'82%, in aumento rispetto al 76% del 2012, per effetto del maggior utilizzo dei sistemi di accumulo che hanno consentito di ottimizzare la produzione in assetto cogenerativo.

Il margine operativo lordo (Ebitda) è stato pari a 193 milioni di euro in flessione del -8% rispetto ai 210 milioni di euro dell'esercizio 2012, principalmente per effetti non ricorrenti.

Al netto degli effetti non ripetibili, il margine operativo lordo dell'esercizio presenta un'importante crescita dovuta alla maggiore produzione di energia elettrica, sia da fonte idroelettrica per l'idraulicità particolarmente favorevole, che da fonte cogenerativa, al contributo delle attività svolte sul Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) e alla marginalità del calore positivamente influenzata dall'incremento della quota di produzione in cogenerazione.

Gli effetti non ripetibili si possono sintetizzare nel venir meno sull'esercizio 2013 di proventi legati al rimborso, non replicabile e avvenuto nel 2012, degli stranded costs dell'impianto di Telesio oltre alla riduzione del valore di alcuni assets, incorporati con la scissione del ramo d'azienda ex-Edipower.

Il risultato operativo (Ebit) del settore è pari a 84 milioni di euro rispetto ai 129 milioni di euro dell'esercizio 2012. Il risultato operativo, riflette la dinamica del margine operativo lordo ed è influenzata dai maggiori ammortamenti relativi al pieno esercizio del nuovo impianto-polo cogenerativo di Torino Nord e degli impianti idroelettrici, nonché dai maggiori ammortamenti e accantonamenti relativi agli assets ex-Edipower di Tuscano e Turbigio, e da altri accantonamenti a fondo rischi.

Gli investimenti tecnici relativi al settore sono pari a 41 milioni di euro, di cui circa 35 milioni di euro nel settore della cogenerazione e teleriscaldamento e circa 5 milioni di euro nel settore idroelettrico.

Mercato

Il volume d'affari del settore mercato ammonta a 3.098 milioni di euro rispetto ai 4.052 milioni di euro dell'esercizio precedente (-23,5%). Tale riduzione è riconducibile alla politica commerciale selettiva attuata dal Gruppo al fine di ridurre il capitale circolante commerciale ed il rischio controparte in particolare nei confronti della clientela business.

Il margine operativo lordo (Ebitda) pari a 107 milioni di euro, più che raddoppia con una crescita di circa il 104%, rispetto ai 52 milioni di euro del 2012. La crescita riguarda sia il settore della vendita di energia elettrica, principalmente per gli effetti legati alla gestione del contratto di tolling con Edipower, sia il settore della vendita gas che grazie alle condizioni di approvvigionamento ha sviluppato una crescita di +23,9% rispetto all'esercizio 2012.

		Esercizio 2013	Esercizio 2012	Δ %	
Ricavi	€/mil.	3.098	4.052	-23,5%	
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	107	52	(*)	
<i>Ebitda Margin</i>		3,5%	1,3%		
	<i>da Energia Elettrica</i>	€/mil.	14	-28	(*)
	<i>da Gas</i>	€/mil.	92	74	23,9%
	<i>da Calore</i>	€/mil.	1	6	-90,0%
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	52	14	(*)	
Investimenti		8	8	-3,3%	
Energia Elettrica Venduta	GWh	13.231	17.053	-22,4%	
Energia Elettrica Venduta al netto Compravendita in Borsa	GWh	12.281	14.303	-14,1%	
Gas Acquistato	Mmc	3.029	3.265	-7,2%	
	<i>Gas commercializzato dal Gruppo</i>	Mmc	1.269	1.719	-26,2%
	<i>Gas destinato ad usi interni</i>	Mmc	1.561	1.405	11,1%
	<i>Gas immesso a stoccaggio</i>	Mmc	200	141	41,5%

(*) Variazione superiore al 100%

Commercializzazione energia elettrica

Mercato libero e borsa

I volumi complessivamente venduti a clienti finali e grossisti sono stati pari a 5.574 GWh (11.145 GWh nel 2012), mentre i volumi impiegati sulla borsa al lordo dell'energia compravenduta sono pari a 6.805 GWh (4.909 GWh nel 2012). Tale riduzione è dovuta all'adozione di una politica commerciale di selezione e di razionalizzazione delle vendite in ottica di contenimento del capitale circolante e di riduzione rischio controparte.

I volumi di energia elettrica prodotta dal Gruppo e disponibili per la vendita sono stati pari a 7.833 GWh contro i 6.308 GWh del 2012 mentre i volumi disponibili tramite il tolling di Edipower sono diminuiti da 1.321 GWh del 2012 a 861 GWh del 2013. Tale contratto si è chiuso nel corso del 2013. Alle disponibilità interne al Gruppo si sono aggiunti gli approvvigionamenti tramite la borsa elettrica (al lordo dell'energia compravenduta) per 2.054 GWh contro i 4.889 GWh del 2012 e gli acquisti da grossisti per 2.162 GWh contro 4.132 GWh del 2012.

Mercato ex vincolato

I clienti complessivamente gestiti in regime di maggior tutela da Iren Mercato nel 2013 sono pari a circa 337.000. I volumi complessivamente venduti ammontano a 852 GWh in calo rispetto allo scorso anno (998 GWh) per effetto della liberalizzazione del mercato.

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi complessivi di gas naturale approvvigionati dal Gruppo nel 2013 sono stati pari a circa 3.029 milioni di mc (circa 3.265 Mln. di mc nel 2012), di cui circa 1.269 milioni di mc sono stati commercializzati a clienti finali (1.719 Mln. di mc nel 2012), 122 milioni di mc sono stati impiegati nella produzione di energia elettrica tramite i contratti di tolling con Edipower (191 Mln. di mc nel 2012), 1.439 milioni di mc sono stati impiegati all'interno del Gruppo IREN sia per la produzione di energia elettrica sia per la fornitura di servizi calore (1.213 Mln di mc nel 2012), oltre ad una quota di gas immesso a stoccaggio.

Vendita calore tramite reti di teleriscaldamento:

Il margine operativo lordo nel 2013 ammonta a 1 milioni di euro in flessione rispetto ai 6 milioni di euro del 2012 principalmente per le mutate condizioni di fornitura relative ad alcuni contratti di gestione calore.

Infrastrutture energetiche

Nell'esercizio 2013 il settore di attività Infrastrutture Energetiche, che comprende i business della distribuzione gas, energia elettrica e impianti di rigassificazione, ha registrato ricavi per 388 milioni di euro, in lieve incremento rispetto ai 385 milioni di euro del 2012 (+0,8%) .

Il margine operativo lordo (Ebitda) è stato pari a 185 milioni di euro in miglioramento rispetto ai 180 milioni di euro del 2012 (+2,9%).

Il risultato operativo netto (Ebit) è stato pari a 125 milioni di euro in lieve flessione rispetto ai 126 milioni di euro del 2012 (-1,2%)

Di seguito vengono esposte le principali dinamiche dei settori interessati.

		Esercizio 2013	Esercizio 2012	Δ %
Ricavi	€/mil.	388	385	0,8%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	185	180	2,9%
<i>Ebitda Margin</i>		47,6%	46,7%	
	<i>da Reti Elettriche</i>	€/mil. 80	67	18,5%
	<i>da Reti Gas</i>	€/mil. 103	113	-9,2%
	<i>da Rigassificatore</i>	€/mil. 2	-1	(*)
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	125	126	-1,2%
Investimenti	€/mil.	143	102	39,9%
	<i>in Reti Elettriche</i>	€/mil. 27	15	74,6%
	<i>in Reti Gas</i>	€/mil. 34	42	-19,7%
	<i>in Rigassificatore</i>	€/mil. 82	45	84,4%
Energia elettrica distribuita	GWh	4.136	4.241	-2,5%
Gas distribuito	Mmc	1.978	1.929	2,6%

(*) Variazione superiore al 100%

Reti Distribuzione Energia elettrica

Il margine operativo lordo (Ebitda) è stato pari a 80 milioni di euro, in aumento del +18,6% rispetto ai 68 milioni di euro del 2012.

L'incremento di circa 12 milioni di euro rispetto al 2012 è attribuibile all'effetto positivo delle tariffe di distribuzione previste per il nuovo periodo regolatorio, a minori costi da corrispettivo di trasporto (CTS), alla plusvalenza sulla cessione della rete extraurbana della Città di Torino ed alcune sopravvenienze attive relativi a conguagli di esercizi precedenti.

Nel corso del 2013 sono stati effettuati investimenti per circa 27 milioni di euro, prevalentemente inerenti ai nuovi allacciamenti, alla costruzione di nuove cabine MT/BT e linee MT/BT.

Reti Distribuzione Gas

Il margine operativo lordo (Ebitda) è pari a 103 milioni di euro rispetto ai 113 milioni di euro del 2012 (-9,2%). La variazione in diminuzione del margine è attribuibile interamente alla plusvalenza relativa alla cessione, avvenuta nel corso del 2012, della società di distribuzione Gea-Grosseto.

Gli investimenti di periodo realizzati ammontano a 34 milioni di euro e riguardano quanto previsto dalle delibere dell'AEEG, in particolare il piano di risanamento decennale della rete tramite sostituzione delle tubazioni ghisa grigia e le iniziative di sviluppo della rete di distribuzione, degli allacciamenti e dei misuratori elettronici.

Rigassificatore

Gli investimenti realizzati nell'esercizio per il completamento dell'impianto OLT Livorno ammontano a circa 82 milioni di euro.

Il terminale ha terminato la fase di collaudo ed è entrato in esercizio solo alla fine del mese di dicembre, pertanto i risultati economici sono poco significativi.

Servizio idrico integrato

Nell'esercizio 2013 l'area di attività del Servizio Idrico Integrato ha registrato ricavi per 450 milioni di euro in aumento del +4,2% rispetto ai 432 milioni di euro del 2012. L'incremento è riconducibile per +14 milioni di euro all'applicazione del nuovo sistema tariffario e per +4 milioni di euro ad altri ricavi.

		Esercizio 2013	Esercizio 2012	Δ %
Ricavi	€/mil.	450	432	4,2%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	122	116	5,2%
<i>Ebitda Margin</i>		27,1%	26,8%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	49	33	48,9%
Investimenti	€/mil.	76	74	1,6%
Acqua Venduta	Mmc	171	179	-4,3%

I dati comparativi dell'esercizio 2012 sono stati riclassificati per esporre nell'Ebit, coerentemente con quanto fatto nell'esercizio 2013, l'adeguamento del fondo ripristino beni di terzi, precedentemente classificato negli Oneri finanziari (6,8 milioni di euro).

Il margine operativo lordo (Ebitda) ammonta a 122 milioni di euro in aumento del 5,2% rispetto a 116 milioni di euro del 2012. L'incremento del margine è riconducibile prevalentemente alla crescita tariffaria parzialmente compensata dalla sopravvenienza passiva per il rimborso della remunerazione del capitale investito dovuto in esito al referendum del 2011.

Il risultato operativo (Ebit) ammonta a 49 milioni di euro in aumento del + 48,9% rispetto ai 33 milioni di euro dell'esercizio 2012. Tale crescita è dovuta, oltre che all'incremento del margine operativo lordo, ai minori accantonamenti a fondo ripristino beni di terzi che invece avevano caratterizzato maggiormente

l'esercizio 2012, in parte compensati da maggiori ammortamenti e accantonamenti a fondo svalutazione crediti.

Gli investimenti ammontano a 76 milioni di euro e sono relativi alla realizzazione, sviluppo e manutenzione di reti ed impianti della rete di distribuzione, della rete fognaria e dei sistemi di depurazione.

Ambiente

Nell'esercizio 2013 i ricavi del settore sono stati pari a 214 milioni di euro in aumento del +1,5% rispetto ai 211 milioni di euro dell'esercizio 2012. Tale incremento è dovuto alla crescita dei ricavi relativi ai servizi di igiene ambientale e all'avvio a recupero dei materiali rivenienti dalla raccolta differenziata dei rifiuti che ha raggiunto una percentuale del 61,4%, parzialmente compensati da minori ricavi energetici in particolare per la chiusura, a maggio 2012, del WTE di Reggio Emilia.

		Esercizio 2013	Esercizio 2012	Δ %
Ricavi	€/mil.	214	211	1,5%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	36	39	-6,9%
<i>Ebitda Margin</i>		<i>16,9%</i>	<i>18,4%</i>	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	6	16	-62,5%
Investimenti	€/mil.	56	61	-7,6%
Rifiuti trattati	ton	1.003.276	954.450	5,1%
<i>Rifiuti urbani</i>	ton	<i>727.559</i>	<i>728.225</i>	<i>-0,1%</i>
<i>Rifiuti speciali</i>	ton	<i>275.717</i>	<i>226.225</i>	<i>21,9%</i>

Il margine operativo lordo (Ebitda) è stato pari a 36 milioni di euro rispetto ai 39 milioni di euro dell'esercizio 2012 (-6,9%). Tale flessione è dovuta al maggior utilizzo di poli di smaltimento esterni al gruppo oltre che ai costi di trattamento di maggiori quantità delle frazioni organiche dei rifiuti.

Il risultato operativo (Ebit) ammonta a 6 milioni di euro in flessione del -62,5% rispetto ai 16 milioni di euro dell'esercizio 2012. Oltre alla dinamica del margine operativo lordo si manifesta un peggioramento riconducibile principalmente al venir meno dell'effetto straordinario di rilascio di parte dei fondi di gestione post-mortem delle discariche, ai maggiori accantonamenti a fondo svalutazione crediti ed altri rischi minori.

Gli investimenti realizzati nell'esercizio ammontano a 56 milioni di euro e si riferiscono principalmente ai lavori di completamento del Polo Ambientale Integrato (PAI) di Parma, all'impianto di trattamento delle terre da spazzamento di Piacenza, all'acquisto di automezzi e attrezzature a supporto dell'espansione della raccolta dei rifiuti urbani con la modalità del porta a porta.

Servizi e altro

		Esercizio 2013	Esercizio 2012	Δ %
Ricavi	€/mil.	90	131	-31,4%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	3	32	-91,2%
<i>Ebitda Margin</i>		3,2%	24,7%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	-3	17	(*)
Investimenti	€/mil.	14	25	-43,6%

(*) Variazione superiore al 100%

Nell'esercizio 2013 i ricavi sono stati pari a 90 milioni di euro in flessione rispetto ai 131 milioni di euro dell'esercizio 2012. Tale flessione è riconducibile alla rinegoziazione di alcuni contratti di facility relativi alla gestione della manutenzione degli immobili e gestione calore. Nel corso dell'esercizio 2012 si era altresì realizzata la cessione di alcune sedi aziendali.

Il margine operativo (Ebitda) ammonta a 3 milioni di euro in flessione rispetto ai 32 milioni di euro dell'esercizio 2012 per effetto del venir meno delle significative plusvalenze relative alla cessione di immobili aziendali oltre che alla variazione delle condizioni di alcuni contratti di servizio.

Situazione patrimoniale

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO GRUPPO IREN (1)

	migliaia di euro		
	31.12.2013	31.12.2012	Var. %
Attivo immobilizzato	4.871.404	4.734.916	2,9
Altre attività (Passività) non correnti	(131.136)	(116.258)	12,8
Capitale circolante netto	121.051	235.106	(48,5)
Attività (Passività) per imposte differite	130.589	105.197	24,1
Fondi rischi e Benefici ai dipendenti	(481.512)	(457.291)	5,3
Attività (Passività) destinate a essere cedute	3.582	7.718	(53,6)
Capitale investito netto	4.513.978	4.509.388	0,1
Patrimonio netto	1.989.027	1.954.257	1,8
<i>Attività finanziarie a lungo termine</i>	<i>(60.167)</i>	<i>(116.168)</i>	<i>(48,2)</i>
<i>Indebitamento finanziario a medio e lungo termine</i>	<i>1.913.299</i>	<i>2.197.827</i>	<i>(12,9)</i>
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	1.853.132	2.081.659	(11,0)
<i>Attività finanziarie a breve termine</i>	<i>(311.387)</i>	<i>(301.591)</i>	<i>3,2</i>
<i>Indebitamento finanziario a breve termine</i>	<i>983.206</i>	<i>775.063</i>	<i>26,9</i>
Indebitamento finanziario netto a breve termine	671.819	473.472	41,9
Indebitamento finanziario netto	2.524.951	2.555.131	(1,2)
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	4.513.978	4.509.388	0,1

(*) Variazione superiore al 100%

(1) Per la riconciliazione del prospetto di stato patrimoniale riclassificato con quello di bilancio si rimanda all'apposito allegato al bilancio consolidato semestrale abbreviato (paragrafo XI).

Nel seguito sono commentate le principali dinamiche patrimoniali del periodo chiuso al 31 dicembre 2013.

L'attivo immobilizzato risulta in aumento del 2,9% rispetto al 31 dicembre 2012 principalmente per la variazione di area di consolidamento che ha riguardato l'operazione di scissione di Edipower e il consolidamento proporzionale di Greensource e controllate. Gli investimenti effettuati nell'anno risultano superiori all'ammortamento del periodo e alle dismissioni. Per maggiori informazioni sul dettaglio degli investimenti dell'esercizio, si rimanda al paragrafo Analisi per settori di attività.

La riduzione del Capitale Circolante netto risente della dinamica dei debiti e crediti commerciali e delle poste tributarie. Si segnala che il capitale circolante netto si è ridotto di circa 114 milioni rispetto al 31 dicembre 2012.

La fiscalità differita risulta in crescita rispetto al 31 dicembre 2012 principalmente a causa della fiscalità differita sugli accantonamenti e a causa del compendio acquisito con la scissione di Edipower.

L'incremento del Patrimonio netto deriva principalmente dall'utile di periodo al netto dei dividendi distribuiti.

Il rendiconto finanziario, presentato nel seguito, fornisce un dettaglio analitico delle ragioni della movimentazione dell'esercizio 2013.

Situazione finanziaria

RENDICONTO FINANZIARIO DEL GRUPPO IREN

migliaia di euro

	Esercizio 2013	Esercizio 2012	Var. %
A. Disponibilità liquide iniziali	28.041	44.758	(37,3)
Flusso finanziario generato dall'attività operativa			
Risultato del periodo	91.955	162.171	(43,3)
Rettifiche per:			
Ammortamenti attività materiali e immateriali	219.717	205.495	6,9
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	959	(33.073)	(*)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	1.013	818	23,8
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	(39.119)	33.538	(*)
Variazione imposte anticipate e differite	(16.140)	(30.683)	(47,4)
Variazione altre attività/passività non correnti	14.880	1.392	(*)
Dividendi contabilizzati al netto delle elisioni	(1.304)	(656)	98,8
Quota del risultato di collegate	(10.421)	(9.673)	7,7
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività	70.747	(1.784)	(*)
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	332.287	327.545	1,4
Variazione rimanenze	478	(21.321)	(*)
Variazione crediti commerciali	203.403	(18.269)	(*)
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	62.416	(3.540)	(*)
Variazione debiti commerciali	(124.446)	98.154	(*)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	(1.456)	(3.998)	(63,6)
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	140.395	51.026	(*)
D. Cash flow operativo (B+C)	472.682	378.571	24,9
Flusso finanziario da (per) attività di investimento			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(351.538)	(339.749)	3,5
Investimenti in attività finanziarie	(1.423)	(60.285)	(97,6)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	13.883	154.307	(91,0)
Variazione area di consolidamento	(61.356)	3.468	(*)
Dividendi incassati	8.868	9.417	(5,8)
Altri movimenti di attività finanziarie	-	131	(100,0)
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(391.566)	(232.711)	68,3
F. Free cash flow (D+E)	81.116	145.860	(44,4)
Flusso finanziario da attività di finanziamento			
Erogazione di dividendi	(76.070)	(22.282)	(*)
Nuovi finanziamenti a lungo termine	583.021	440.250	32,4
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(395.019)	(503.133)	(21,5)
Variazione debiti finanziari	(239.253)	(195.850)	22,2
Variazione crediti finanziari	73.777	118.438	(37,7)
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	(53.544)	(162.577)	(67,1)
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	27.572	(16.717)	(*)
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	55.613	28.041	98,3

(*) Variazione superiore al 100%

La tabella seguente evidenzia sinteticamente la variazione dell'indebitamento finanziario netto del Gruppo nei periodi considerati.

	migliaia di euro		
	Esercizio 2013	Esercizio 2012	Var. %
Free cash flow	81.116	145.860	(44,4)
Erogazione di dividendi	(76.070)	(22.282)	(*)
Variazione fair value strumenti derivati di copertura	25.134	(26.488)	(*)
Attività (Passività) finanziarie cessate	-	454	(100,0)
Variazione posizione finanziaria netta	30.180	97.544	(69,1)

(*) Variazione superiore al 100%

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2013 è pari a 2.525 milioni di euro, in diminuzione del 1,2% rispetto al 31 dicembre 2012.

In particolare il free cash flow, positivo per 81 milioni di euro, deriva dall'effetto congiunto dei seguenti flussi monetari:

- il cash flow operativo è positivo per 473 milioni di euro e si compone per 332 milioni di euro da cash flow operativo prima delle variazioni di capitale circolante netto e per 140 milioni di euro dal flusso finanziario derivante da variazioni di capitale circolante netto;
- il flusso monetario da attività di investimento, negativo per 392 milioni di euro, è generato da investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali per 352 milioni di euro (comprensivi degli investimenti effettuati per la costruzione delle infrastrutture in regime di concessione secondo quanto stabilito dall'IFRIC 12), da variazione di area di consolidamento per 61 milioni di euro, da realizzo di attività immobilizzate per 14 milioni di euro e dall'incasso di dividendi per 9 milioni di euro.

SITUAZIONE ECONOMICA, PATRIMONIALE E FINANZIARIA DI IREN S.P.A.

Situazione Economica

CONTO ECONOMICO IREN S.p.A.

	migliaia di euro		
	Esercizio 2013	Esercizio 2012	Var. %
Ricavi			
Ricavi per beni e servizi	10.446	13.320	(21,6)
Altri proventi	3.981	18.542	(78,5)
Totale ricavi	14.427	31.862	(54,7)
Costi operativi			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(11)	(12)	(8,3)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(11.076)	(16.870)	(34,3)
Oneri diversi di gestione	(3.785)	(5.368)	(29,5)
Costi per lavori interni capitalizzati	370	166	-
Costo del personale	(21.232)	(19.905)	6,7
Totale costi operativi	(35.734)	(41.989)	(14,9)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	(21.307)	(10.127)	(*)
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni			
Ammortamenti	(187)	(114)	64,0
Accantonamenti e svalutazioni	(794)	(3.772)	(79,0)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(981)	(3.886)	(74,8)
Risultato Operativo (EBIT)	(22.288)	(14.013)	59,1
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	197.389	180.649	9,3
Oneri finanziari	(99.295)	(110.273)	(10,0)
Totale gestione finanziaria	98.094	70.376	39,4
Rettifica di valore di partecipazioni	-	-	-
- di cui non ricorrenti	-	-	-
Risultato prima delle imposte	75.806	56.363	34,5
Imposte sul reddito	11.053	13.948	(20,7)
Risultato netto delle attività in continuità	86.859	70.311	23,5
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	-
Risultato netto del periodo	86.859	70.311	23,5

(*) Variazione superiore al 100%

Ricavi

Il totale dei ricavi di IREN S.p.A. è stato pari a 14 milioni di euro ed è principalmente riferito alle attività di servizio prestate a favore di società del Gruppo.

Costi operativi

I costi operativi sono pari a 36 milioni di euro e includono prestazioni di servizi e godimento beni di terzi (11 milioni di euro), oneri diversi di gestione (4 milioni di euro) e costo del lavoro (21 milioni di euro).

Ammortamenti e accantonamenti

Gli ammortamenti e accantonamenti ammontano a circa 1 milione di euro.

Oneri e proventi finanziari

Il saldo oneri e proventi finanziari è positivo per 98 milioni di euro. I proventi finanziari, pari a 197 milioni di euro, includono tra l'altro dividendi da società controllate e collegate (circa 131 milioni di euro) e interessi attivi verso società controllate (66 milioni di euro). I proventi da partecipazioni includono la distribuzione straordinaria effettuata dalle società di primo livello IREN Acqua Gas, IREN Energia, IREN Emilia, attingendo dalle riserve distribuibili, per complessivi 70 milioni di euro. Gli oneri finanziari sono pari a 99 milioni di euro.

Risultato prima delle imposte

Il risultato prima delle imposte è positivo per 76 milioni di euro.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito sono positive per 11 milioni di euro in quanto sono prevalentemente costituite dai proventi da consolidamento. La Società, infatti, ha optato per il consolidato fiscale ai sensi dell'art. 118 del nuovo Tuir, IREN S.p.A. determina l'IRES su una base imponibile corrispondente alla somma algebrica degli imponibili positivi e negativi delle singole società che partecipano al consolidato.

A fronte del reddito imponibile conseguito e trasferito alla società consolidante, la consolidata si obbliga a riconoscere alla società consolidante "conguagli per imposte" pari alle imposte dovute sul reddito trasferito al netto dei crediti per IRES trasferiti.

Risultato netto

Il risultato, al netto delle imposte di periodo, è positivo per 87 milioni di euro.

Situazione Patrimoniale

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO DI IREN S.p.A. (1)

	migliaia di euro		
	31.12.2013	31.12.2012	Var. %
Attivo immobilizzato	2.510.837	2.412.370	4,3
Altre attività (Passività) non correnti	(6.176)	1.826	(*)
Capitale circolante netto	8.884	5.967	48,9
Attività (Passività) per imposte differite	15.654	24.803	(36,9)
Fondi rischi e Benefici ai dipendenti	(21.966)	(30.261)	(27,4)
Capitale investito netto	2.507.233	2.414.705	4,0
Patrimonio netto	1.536.777	1.504.872	2,1
<i>Attività finanziarie a lungo termine</i>	<i>(1.479.764)</i>	<i>(1.453.795)</i>	<i>1,8</i>
<i>Indebitamento finanziario a medio e lungo termine</i>	<i>1.791.845</i>	<i>2.076.087</i>	<i>(13,7)</i>
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	312.081	622.292	(49,8)
<i>Attività finanziarie a breve termine</i>	<i>(141.855)</i>	<i>(278.988)</i>	<i>(51,0)</i>
<i>Indebitamento finanziario a breve termine</i>	<i>800.228</i>	<i>566.530</i>	<i>41,3</i>
Indebitamento finanziario netto a breve termine	658.373	287.542	(*)
Indebitamento finanziario netto	970.454	909.833	7,2
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	2.507.231	2.414.705	4,0

(*) Variazione superiore al 100%

(1) Per la riconciliazione del prospetto di stato patrimoniale riclassificato con quello di bilancio si rimanda all'apposito allegato al bilancio separato (paragrafo X).

Attivo immobilizzato

Le immobilizzazioni immateriali, materiali e finanziarie sono pari a 2.511 milioni di euro.

Capitale Circolante Netto

Il capitale circolante netto è positivo per 9 milioni di euro. Le attività per imposte anticipate ammontano a 16 milioni di euro, mentre i Fondi Rischi e Benefici a dipendenti sono pari a 22 milioni di euro.

Patrimonio netto

L'esercizio 2013 si è chiuso con un Patrimonio netto pari a 1.537 milioni di euro.

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto a fine 2013 ammonta a 970 milioni di euro. In particolare l'indebitamento a medio-lungo termine, pari a 312 milioni di euro, è composto da passività finanziarie a medio-lungo termine per 1.792 milioni di euro e da attività finanziarie a medio-lungo termine per 1.480 milioni di euro. Queste ultime sono rappresentate in gran parte da finanziamenti verso controllate. L'indebitamento finanziario a breve termine è pari a 658 milioni di euro e si compone di debiti a breve termine prevalentemente verso istituti bancari per 800 milioni di euro, crediti finanziari a breve termine prevalentemente verso società del Gruppo per 111 milioni di euro e disponibilità liquide per 31 milioni di euro.

Situazione Finanziaria

RENDICONTO FINANZIARIO DI IREN S.p.A.

	migliaia di euro		
	Esercizio 2013	Esercizio 2012	Var. %
A. Disponibilità liquide e saldo gestione tesoreria accentrata iniziali	79.628	457.742	(82,6)
Flusso finanziario generato dall'attività operativa			
Risultato del periodo	86.859	70.311	23,5
Rettifiche per:			
Ammortamenti attività materiali e immateriali	187	114	64,0
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	-	(14.780)	(100,0)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	(99)	(434)	(77,2)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	(9.180)	(220)	(*)
Variazione imposte anticipate e differite	1.199	3.962	(69,7)
Variazione altre attività/passività non correnti	8.001	(1.458)	(*)
Dividendi ricevuti	(130.575)	(93.194)	40,1
Svalutazioni di attività immobilizzate e partecipazioni	-	(2.458)	(100,0)
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	(43.608)	(38.157)	14,3
Variazione crediti commerciali	2.021	4.808	(58,0)
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	8.161	1.563	(*)
Variazione debiti commerciali	(7.328)	4.358	(*)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	(5.767)	(3.713)	55,3
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(2.913)	7.016	(*)
D. Cash flow operativo (B+C)	(46.521)	(31.141)	49,4
Flusso finanziario da (per) attività di investimento			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(934)	(324)	(*)
Investimenti in attività finanziarie	(97.720)	(31.214)	(*)
Realizzo investimenti	-	20.000	(100,0)
Dividendi ricevuti	130.575	93.194	40,1
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	31.921	81.656	(60,9)
F. Free cash flow (D+E)	(14.600)	50.515	(*)
Flusso finanziario da attività di finanziamento			
Erogazione di dividendi	(67.460)	(16.591)	(*)
Nuovi finanziamenti a lungo termine	468.000	402.000	16,4
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(272.697)	(458.085)	(40,5)
Variazione crediti finanziari	(20.760)	(110.593)	(81,2)
Variazione debiti finanziari	(247.456)	(245.360)	0,9
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	(139.660)	(428.629)	(67,4)
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	(154.260)	(378.114)	(59,2)
I. Disponibilità liquide e saldo gestione tesoreria accentrata finali (A+H)	(74.632)	79.628	(*)
L. Saldo gestione tesoreria accentrata a breve verso società controllate	105.690	(74.998)	(*)
M. Disponibilità liquide finali (I+L)	31.058	4.630	(*)

(*) Variazione superiore al 100%

La tabella seguente evidenzia sinteticamente la variazione dell'indebitamento finanziario netto della capogruppo IREN S.p.A. nei periodi considerati.

	migliaia di euro		
	Esercizio 2013	Esercizio 2012	Var. %
Free cash flow	(14.600)	50.515	(*)
Erogazione di dividendi	(67.460)	(16.591)	(*)
Altre variazioni di Patrimonio netto	713	-	-
Variazione fair value strumenti derivati di copertura	20.727	(16.591)	(*)
Attività (Passività) finanziarie destinate a essere cedute	-	-	-
Variazione posizione finanziaria netta	(60.620)	17.333	(*)

(*) Variazione superiore al 100%

Di seguito viene riportato il prospetto di raccordo tra il patrimonio netto e il risultato della Capogruppo IREN S.p.A. risultanti al 31 dicembre 2013 e al 31 dicembre 2012 e quelli risultanti dal bilancio consolidato.

	migliaia di euro	
31/12/2013	Patrimonio Netto	Risultato del periodo
Patrimonio netto e utile del bilancio d'esercizio della Capogruppo	1.536.777	86.859
Differenza fra valore di carico e valore delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto	31.010	6.668
Maggior valore risultante dal consolidamento rispetto al valore di carico delle partecipazioni consolidate	288.117	118.571
Storno dividendi da società controllate/collegate	-	(133.659)
Eliminazione Margini Infragruppo	(84.140)	2.073
Altre	737	42
Patrimonio netto e utile del Gruppo	1.772.501	80.554

Si sottolinea che la riga "eliminazione di margini infragruppo" si riferisce allo storno delle plusvalenze relative a cessione di rami d'azienda o di società all'interno del Gruppo. In particolare si evidenzia l'operazione relativa al servizio idrico integrato di Genova effettuata dall'ex AMGA (effetto positivo per 4 milioni di euro sul conto economico e negativo per 61 milioni di euro sul Patrimonio netto).

	migliaia di euro	
31/12/2012	Patrimonio Netto	Risultato del periodo
Patrimonio netto e utile del bilancio d'esercizio della Capogruppo	1.504.872	70.311
Differenza fra valore di carico e valore delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto	27.165	17.964
Maggior valore risultante dal consolidamento rispetto al valore di carico delle partecipazioni consolidate	295.363	165.563
Storno dividendi da società controllate/collegate	-	(101.608)
Eliminazione Margini Infragruppo	(88.239)	6.107
Altre	694	(5.778)
Patrimonio netto e utile del Gruppo	1.739.855	152.559

FATTI DI RILIEVO INTERVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO ED EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

Emissione di un *Private Placement* per 100 milioni di euro con scadenza a 5 anni

Iren S.p.A. ha completato con successo l'11 febbraio 2014 l'emissione di un *Private Placement* per un ammontare di 100 milioni di euro con la durata di 5 anni e cedola pari al 3% annuo.

Le obbligazioni, quotate alla Borsa Irlandese, sono interamente sottoscritte da Morgan Stanley e sono riservate per la negoziazione ad investitori istituzionali.

L'operazione segue il primo collocamento obbligazionario perfezionato nel 2013.

Riapertura dell'operazione di *Private Placement* effettuata il 14 ottobre 2013, incrementando l'ammontare di 50 milioni di euro

Iren S.p.A. ha concluso con successo il 19 marzo 2014 l'operazione di riapertura (*tap issue*) dell'emissione obbligazionaria a tasso fisso 4.37%, effettuata il 14 ottobre 2013 e con scadenza al 14 ottobre 2020.

Le obbligazioni, quotate alla Borsa Irlandese, sono destinate esclusivamente ad investitori istituzionali.

L'operazione consente di raccogliere 50 milioni di euro aggiuntivi rispetto ai 210 milioni di euro dell'emissione originaria (incluso l'importo della riapertura effettuata in data 29 ottobre 2013), alle medesime condizioni di scadenza e cedola dell'emissione originaria, ma con un rendimento più basso (inferiore al 4%).

Accordo per la progressiva integrazione della Divisione Ambiente di Unieco nel Gruppo Iren

Il Gruppo Iren, attraverso la controllata Iren Ambiente S.p.A., e Unieco Società Cooperativa, attraverso la propria controllata UCM S.r.l., hanno sottoscritto in data 28 febbraio 2014 un accordo finalizzato alla progressiva integrazione della Divisione Ambiente di Unieco in Iren Ambiente.

L'operazione consentirà al Gruppo Iren, in linea con le previsioni del proprio Piano Industriale, di rafforzare la propria posizione nel settore ambiente, divenendo uno dei principali soggetti nel panorama nazionale attivo lungo tutta la filiera della gestione rifiuti, di sviluppare la propria presenza nelle regioni di riferimento (Emilia Romagna, Liguria e Piemonte) e di ampliare il proprio bacino geografico in territori con rilevanti potenzialità di sviluppo.

Offerta Pubblica di Acquisto su Acque Potabili S.p.A.

Iren S.p.A., Iren Acqua Gas S.p.A. (IAG), società interamente detenuta da Iren S.p.A., e Società Metropolitana Acque Torino S.p.A. (SMAT), hanno deliberato in data 11 marzo 2014 di promuovere per il tramite della società Sviluppo Idrico S.r.l., società il cui intero capitale sociale è detenuto in parti uguali da IAG e da SMAT, un'offerta pubblica di acquisto volontaria totalitaria ai sensi degli articoli 102 e seguenti del TUF su n. 13.785.355 azioni ordinarie di Acque Potabili S.p.A. – Società per la condotta di Acque Potabili (SAP).

IAG e SAP detengono attualmente rispettivamente n. 11.108.795 e n. 11.109.295 azioni SAP, pari complessivamente al 61,71% del capitale sociale della società.

L'offerta è finalizzata, in primo luogo, alla revoca delle azioni ordinarie di SAP dalla quotazione sul Mercato Telematico Azionario, gestito da Borsa Italiana.

Scissione AES Torino S.p.A.

Sono in corso le trattative tra Iren Energia S.p.A. e Italgas S.p.A. per la separazione dei rami teleriscaldamento e gas attualmente gestiti da AES Torino S.p.A.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Lo scenario macroeconomico nell'area Euro prevede che, nell'orizzonte di previsione 2014, l'attività economica acceleri moderatamente (0,2% nel primo trimestre 2014 e 0,3% nel secondo trimestre 2014) con un graduale ribilanciamento tra domanda interna ed esportazioni nette. Tuttavia, l'orientamento ancora restrittivo della politica fiscale in molti Stati membri, le condizioni stagnanti del mercato del lavoro e la conseguente bassa dinamica del reddito disponibile determineranno una persistente debolezza dei consumi delle famiglie.

Per il nostro paese gli scenari risultano estremamente variabili in ragione degli sviluppi della crisi del debito sovrano e dai suoi riflessi sulla capacità di prestito delle banche, nonché dall'attuazione o meno delle riforme in itinere conseguenti all'attuale fase politico istituzionale.

Risulta, peraltro, prevedibile che gli investimenti privati accelerino gradualmente per effetto della ripresa dell'attività economica e della necessità di ricostituire la capacità produttiva dopo una fase di riduzione prolungata.

Uno scenario di maggiore crescita economica potrebbe manifestarsi in caso di aumento superiore alle attese degli investimenti privati dovuto al miglioramento delle condizioni di accesso al credito. Per converso, la stagnazione dei consumi privati a causa della debolezza del mercato del lavoro e un rallentamento della domanda delle economie emergenti costituiscono i principali rischi al ribasso delle previsioni.

In tale contesto macroeconomico, la strategia di breve termine del Gruppo si focalizza sul mantenimento della redditività, anche attraverso il perseguimento di significative sinergie gestionali, sul consolidamento della presenza del Gruppo nei settori regolati, oltre al rigoroso presidio della propria stabilità finanziaria ed all'ottimizzazione del portafoglio investimenti, con particolare attenzione ad opportunità di sviluppo selettivamente individuate.

QUADRO NORMATIVO

Nel seguito sono presentate le principali novità normative emerse nel corso del 2013 che influenzano i settori nei quali il Gruppo opera.

Norme in materia di gestione dei servizi pubblici locali di interesse economico

La disciplina dei servizi pubblici locali risultante, ad oggi, dal complesso quadro normativo è contenuta nella Legge di conversione del D.L. 18/10/2012 n.179 recante ulteriori misure urgenti per la crescita del Paese, art. 34 come risultante dalla legge di conversione - L. 17/12/2012 n. 221, secondo l'Allegato, che reca "Modificazioni apportate in sede di conversione al decreto-legge 18 ottobre 2012, n. 179" di cui si riportano i commi che qui interessano:

"20. Per i servizi pubblici locali di rilevanza economica, al fine di assicurare il rispetto della disciplina europea, la parità tra gli operatori, l'economicità della gestione e di garantire adeguata informazione alla collettività di riferimento, l'affidamento del servizio è effettuato sulla base di apposita relazione, pubblicata sul sito internet dell'ente affidante, che dà conto delle ragioni e della sussistenza dei requisiti previsti dall'ordinamento europeo per la forma di affidamento prescelta e che definisce i contenuti specifici degli obblighi di servizio pubblico e servizio universale, indicando le compensazioni economiche se previste.

21. Gli affidamenti in essere alla data di entrata in vigore del presente decreto non conformi ai requisiti previsti dalla normativa europea devono essere adeguati entro il termine del 31 dicembre 2013 pubblicando, entro la stessa data, la relazione prevista al comma 20. Per gli affidamenti in cui non è prevista una data di scadenza gli enti competenti provvedono contestualmente ad inserire nel contratto di servizio o negli altri atti che regolano il rapporto un termine di scadenza dell'affidamento. Il mancato adempimento degli obblighi previsti nel presente comma determina la cessazione dell'affidamento alla data del 31 dicembre 2013. Laddove l'ente di governo dell'ambito o bacino territoriale ottimale abbia già avviato procedure di affidamento, il servizio è espletato dal gestore già operante fino al subentro del nuovo gestore e comunque non oltre il 31 dicembre 2014 (art. 13 decreto-legge 30 dicembre 2013, n. 150).

22. Gli affidamenti diretti assentiti alla data del 1° ottobre 2003 a società a partecipazione pubblica già quotate in borsa a tale data, e a quelle da esse controllate ai sensi dell'articolo 2359 del codice civile, cessano alla scadenza prevista nel contratto di servizio o negli altri atti che regolano il rapporto; gli affidamenti che non prevedono una data di scadenza cessano, improrogabilmente e senza necessità di apposita deliberazione dell'ente affidante, il 31 dicembre 2020.

23. Dopo il comma 1 dell'articolo 3-bis del decreto-legge 13 agosto 2011, n. 138, convertito, con modificazioni, dalla legge 14 settembre 2011, n. 148, e successive modificazioni, è inserito il seguente:

"1-bis. Le funzioni di organizzazione dei servizi pubblici locali a rete di rilevanza economica, compresi quelli appartenenti al settore dei rifiuti urbani, di scelta della forma di gestione, di determinazione delle tariffe all'utenza per quanto di competenza, di affidamento della gestione e relativo controllo sono esercitate unicamente dagli enti di governo degli ambiti o bacini territoriali ottimali e omogenei istituiti o designati ai sensi del comma 1 del presente articolo".

24. All'articolo 53, comma 1, del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito, con modificazioni, dalla legge 7 agosto 2012, n. 134, la lettera b) è abrogata."

Da ultimo si segnala che il 15 gennaio 2014 il Parlamento Europeo ha approvato una nuova direttiva per l'assegnazione delle concessioni. La direttiva entrerà in vigore 20 giorni dopo la pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea e dovrà essere recepita dagli Stati membri entro i successivi 24 mesi. Le modalità di assegnazione sono le seguenti:

- a) a società private, selezionate mediante una procedura di gara pubblica;
- b) direttamente a società pubblico-privata, qualora il socio privato sia selezionato mediante una gara d'appalto avente per oggetto (i) l'assegnazione della posizione di socio e, allo stesso tempo, (ii) l'attribuzione al socio privato di compiti operativi connessi alla gestione del servizio;
- c) direttamente a società interamente posseduta da enti pubblici, se l'unico scopo di tali società è quello di fornire servizi ai soci pubblici e se l'amministrazione aggiudicatrice può esercitare lo stesso controllo che l'autorità esercita sui propri uffici (le cosiddette società "in house").

Codice dei contratti pubblici

Il testo del D. lgs. 163/2006 (Codice dei Contratti Pubblici) è stato oggetto di ulteriori integrazioni e modifiche nella seconda metà del 2013. Nel seguito si riportano le novità di maggior rilievo:

- per le imprese partecipanti alle gare, non è causa di esclusione la dichiarazione di concordato preventivo c.d. in continuità; al fine di favorire l'accesso delle piccole e medie imprese, le stazioni appaltanti devono, ove possibile ed economicamente conveniente, suddividere gli appalti in lotti funzionali;
- istituzione della Banca Dati Nazionale Dei Contratti Pubblici che permetterà alle Stazioni appaltanti di verificare i requisiti di capacità generale, tecnica ed economico finanziaria;
- nelle gare con aggiudicazione al prezzo più basso detto prezzo è determinato al netto delle spese relative al costo del personale, valutato sulla base dei minimi salariali definiti dalla contrattazione collettiva nazionale di settore tra le organizzazioni sindacali dei lavoratori e le organizzazioni dei datori di lavoro comparativamente più rappresentative sul piano nazionale, e delle misure di adempimento alle disposizioni in materia di salute e sicurezza sui luoghi di lavoro;
- la legge anti-corruzione introduce nuovi obblighi di pubblicità per le Pubbliche Amministrazioni e le società controllate da Enti pubblici tenute all'applicazione delle norme del codice dei contratti pubblici; per l'adempimento di tali obblighi occorre tenere conto di quanto disposto dalla deliberazione dell'Autorità di Vigilanza sui Contratti Pubblici n. 26 del 22 maggio 2013, dei comunicati del Presidente AVCP 22 maggio 2013 e 13 giugno 2013 e del comunicato 22 ottobre 2013 e delle indicazioni della CIVIT ora A.N.A.C (Autorità Nazionale Anticorruzione). Mancano ancora i decreti attuativi per poter applicare le disposizioni;
- con il decreto-legge n. 145 del 2013, art 13, sono state introdotte all'art. 118 del codice norme che consentono alle stazioni appaltanti di pagare direttamente i subappaltatori ove ricorrano condizioni di particolare urgenza inerenti al completamento dell'esecuzione dei contratti di appalto in corso. Inoltre è sempre consentito alla stazione appaltante, anche per i contratti di appalto in corso, nella pendenza di procedura di concordato preventivo, provvedere ai pagamenti dovuti per le prestazioni eseguite dall'affidatario medesimo e dai subappaltatori e cottimisti, presso il Tribunale competente per l'ammissione alla predetta procedura.
- Infine a fine 2013 la Commissione UE ha emanato il Regolamento n. 1336/2013 con il quale sono state modificate per il biennio 2014/2015 le soglie di applicazione in materia di procedure di aggiudicazione degli appalti pubblici : 207.000 euro per i settori ordinari (invece di 200.000) e per i settori speciali; 414.000 euro (invece di 400.000) per tutti gli appalti pubblici di forniture e di servizi e 5.186.000 euro (invece di 5.000.000) per gli appalti pubblici di lavori.

Codice antimafia

Con il decreto legislativo 6 settembre 2011, n. 159 è stato approvato il codice delle leggi antimafia e delle misure di prevenzione, che raggruppa in unico testo le disposizioni in materia di lotta alla delinquenza mafiosa.

In particolare si evidenziano: eliminazione delle c.d. "informative atipiche", validità annuale delle informative antimafia, anziché semestrale, ed ottenimento delle comunicazioni antimafia solo dalla Prefettura, non più dalla Camera di Commercio attraverso il certificato camerale.

Robin Hood Tax

L'art. 7 del decreto-legge 13 agosto 2011, n. 138, convertito in legge 14 settembre 2011, n. 148, ha innalzato di quattro punti percentuali (dal 6,5% al 10,5%), la cosiddetta "Robin Hood Tax", ossia l'aliquota addizionale IRES per le società operanti nel settore energetico per i periodi di imposta dal 2011 al 2013 e l'ha estesa agli esercenti la trasmissione/dispacciamento/distribuzione elettrica e il trasporto/distribuzione gas, nonché alle società che producono energia elettrica mediante l'impiego prevalente di biomasse e da fonte solare-fotovoltaica ed eolica. Al momento l'addizionale non è stata confermata per gli anni successivi al 2013.

Trasferimento di contante

Lo stesso decreto-legge, all'art. 4, ha abbassato a 2.500 euro il limite, previsto dall'art. 49 del D. lgs. 21/11/2007, n. 231, oltre il quale non è consentito il trasferimento di denaro contante o di libretti di

deposito bancari o postali al portatore. Il suddetto limite è stato ulteriormente ridotto a 1.000 euro dall'art. 12 del decreto-legge 6 dicembre 2011, n. 201, convertito in legge 22 dicembre 2011, n. 214.

Distribuzione gas

Il Decreto Letta del 2000 ha introdotto la concorrenza nel mercato del gas naturale italiano attraverso la liberalizzazione delle importazioni, esportazione, trasporto, dispacciamento e vendita di gas. Ai sensi dell'articolo 9 del Decreto Letta, sono considerate attività di interesse pubblico il trasporto del gas naturale e il dispacciamento.

L'attività di stoccaggio ha lo scopo di compensare le fluttuazioni della domanda dei consumi all'interno del sistema nazionale del gas, in modo da garantire una riserva strategica di gas naturale per la sicurezza dell'intero Paese. L'attività di stoccaggio è svolta da imprese sulla base di concessioni aggiudicate mediante pubblica procedura di gara. Ai sensi del Decreto Letta, l'attività di distribuzione è considerata come un servizio pubblico e può essere effettuata solo da aziende che non forniscono già altri servizi nel settore del gas, come la vendita, attività di dispacciamento e stoccaggio. Attualmente, il servizio di distribuzione viene assegnato sulla base di gare pubbliche per un periodo massimo di 12 anni.

Con decreto del 19 gennaio 2011 il Ministro dello sviluppo economico ha determinato gli ambiti territoriali nel settore della distribuzione del gas naturale. È stato anche approvato il regolamento per i criteri di gara e per la valutazione delle offerte per l'affidamento del servizio di distribuzione gas. In tale regolamento è stabilito che il Comune capoluogo di Provincia sia stazione appaltante per la gestione della gara per l'affidamento delle nuove concessioni di distribuzione a livello di ambito territoriale. Il termine per l'individuazione della stazione appaltante è fissato in sei mesi dall'entrata in vigore del regolamento (11 febbraio 2012) per gli ambiti di Parma, Reggio Emilia, Torino 1 – Città di Torino, Torino 2 – Impianto di Torino, in 24 mesi per l'ambito Genova 2 – Provincia e in 30 mesi per Genova 1 – Città e Impianto di Genova, in 36 mesi per l'ambito di Piacenza 2 est.

Le relative gare devono essere indette entro 15 mesi dalla scadenza dei termini di cui sopra dal Comune capoluogo di provincia (se compreso nell'ambito territoriale), oppure entro 18 mesi da soggetto individuato dai Comuni appartenenti all'ambito territoriale (se quest'ultimo non comprende il Comune Capoluogo).

Nel corso del 2013 il "Decreto del Fare" (decreto-legge 21 giugno 2013, n. 68) ha introdotto alcune modifiche al "regolamento criteri" (D.M. n. 226/2011) che definisce le regole fondamentali per lo svolgimento delle gare d'ambito. È stata prevista la perentorietà delle scadenze per la nomina della stazione appaltante, con una penale per il mancato rispetto dei termini e il rafforzamento dei poteri sostitutivi, mediante la nomina di un "commissario ad acta". Le date limite indicate nell'Allegato I al D.M. n. 226/2011 per l'indizione delle gare sono state prorogate in misura differenziata a seconda delle situazioni. In sede di conversione del Decreto "Destinazione Italia" sono stati proposti emendamenti per un'ulteriore proroga di 4 mesi per indire le gare che vanno in scadenza per prime e per la modifica dei criteri di determinazione dell'indennizzo al Gestore uscente.

Con la delibera 382/2012/R/gas è stato pubblicato lo schema di contratto di servizio tipo per la distribuzione del gas naturale.

Tra i fatti più significativi intervenuti nel quadro normativo del settore della distribuzione gas vanno ricordati soprattutto i provvedimenti dell'Autorità per l'Energia e il Gas in materia di:

- tariffe di distribuzione e misura;
- servizio di distribuzione e misura.

Tariffe di distribuzione e misura gas

Con la delibera 553/2012 R/gas, sono state determinate le tariffe di riferimento, le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale e le opzioni tariffarie per i servizi di distribuzione e misura di gas diversi dal naturale con riferimento all'anno 2013, in coerenza con le disposizioni transitorie definite nella deliberazione 436/2012/R/GAS, con la quale è stato prorogato il periodo di vigenza della regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas contenute nella RTDG e nella RQDG al 31 dicembre 2013.

Accertamento sicurezza impianti di utenza a gas

Con la delibera 291/2012/R/gas è stata disposta l'effettuazione di controlli tecnici, nei confronti di imprese di distribuzione, relativi alla qualità del gas, per il periodo 1° ottobre 2012 - 30 settembre 2013.

Servizio di misura del gas

Con la delibera ARG/gas n. 184/09 del 1° dicembre 2009 l'Autorità ha attribuito all'impresa di distribuzione le responsabilità dell'installazione e della manutenzione dei misuratori (*metering*) nei punti di consegna delle reti di distribuzione, di cui al Testo Unico allegato alla delibera n. 159/08, precedentemente assegnate all'impresa di trasporto, al fine di renderle coerenti con le disposizioni relative al nuovo assetto del servizio di misura. Pertanto, dopo la predetta modifica, le responsabilità del servizio di misura del gas naturale nei punti di consegna e riconsegna degli impianti di distribuzione, sono così determinate:

- il soggetto responsabile dell'installazione e della manutenzione dei misuratori (*metering*) è:
 - con riferimento ai punti di consegna, l'impresa di distribuzione;
 - con riferimento ai punti di riconsegna, l'impresa distributrice per i clienti finali che prelevano gas da tali punti;
 - con riferimento ai punti di interconnessione, l'impresa distributrice sottendente;
- il soggetto responsabile della raccolta e della validazione e registrazione delle misure del gas (*meter reading*) è:
 - con riferimento ai punti di consegna, l'impresa di trasporto;
 - con riferimento ai punti di riconsegna, l'impresa distributrice per i clienti finali che prelevano gas da tali punti, a decorrere dal 1° luglio 2009;
 - con riferimento ai punti di interconnessione, l'impresa distributrice sottendente.

Con il provvedimento 28/2012/R/gas è stata revisionata la regolamentazione tariffaria del servizio di misura, modificando gli obblighi, previsti dalla deliberazione ARG/gas 155/08, per l'introduzione della telelettura/telegestione dei misuratori gas.

Con la deliberazione 193/2012/R/gas sono state altresì adottate misure urgenti, in ordine agli obblighi di installazione dei misuratori elettronici gas, a partire dal 1°/3/2012 oltre all'avvio di un procedimento per la revisione dei costi standard connessi alla messa in servizio dei medesimi misuratori.

Con la delibera 575/2012/R/gas sono stati modificati gli obblighi per la promozione dell'installazione di misuratori intermedi a requisiti di telegestione e telelettura nei prossimi anni, adeguandone la connessa regolamentazione tariffaria.

Qualità dei servizi di distribuzione a misura del gas

Con la deliberazione AEEG 574/2013/R/GAS è stato, tra l'altro, introdotto come obiettivo primario da assumere da parte delle società di distribuzione, la catodizzazione delle tubazioni in acciaio, in sostituzione del precedente obiettivo primario costituito dalla sostituzione delle condotte in ghisa grigia, che, comunque, rimane un obbligo del distributore ai fini della sicurezza. La delibera è stata impugnata in quanto ha modificato in modo repentino gli obblighi primari dei distributori, con gravi effetti sui piani di investimento a lungo periodo, già dagli stessi adottati.

Servizio default

Con la deliberazione ARG/gas 99/11, l'Autorità aveva introdotto disposizioni per il mercato della vendita al dettaglio del gas naturale, con particolare riferimento alle modalità di acquisto e perdita della responsabilità dei prelievi, alla disciplina dell'inadempimento del cliente finale alle proprie obbligazioni di pagamento (c.d. morosità) e al completamento dell'assetto previsto in materia di servizi di ultima istanza, disciplinando, tra l'altro, ai sensi dell'articolo 7, comma 4, lettera c), del decreto legislativo 93/11, il servizio di default (c.d. SdD), finalizzato a garantire il bilanciamento della rete di distribuzione in relazione ai prelievi di gas effettuati direttamente dal cliente finale (privo di un fornitore) titolare del punto di riconsegna per il quale non ricorrano i presupposti per l'attivazione del fornitore di ultima istanza, o ne sia comunque impossibile l'attivazione. Con la deliberazione 166/2012/R/gas l'Autorità aveva sospeso la data di entrata in vigore delle disposizioni contenute nella deliberazione ARG/gas 99/11 con riferimento al SdD, prevedendo altresì che tale data fosse individuata nel provvedimento che disciplina le modalità di remunerazione del SdD.

Con la delibera 352/2012/R/gas sono state adottate disposizioni a completamento della disciplina del servizio di default, stabilendo la remunerazione dell'impresa di distribuzione che eroga il servizio di default e l'entrata in vigore della disciplina relativa alla remunerazione del SdD, fissata a partire dall'1 gennaio 2013, tenuto conto dell'intervento del DM 3 agosto 2012 il quale ha inteso comprendere tra i clienti finali aventi diritto al fornitore di ultima istanza anche i clienti che siano rimasti privi di fornitore per motivi dipendenti dalla propria volontà e siano titolari di punti di prelievo non disalimentabili.

Con la sentenza 29/12/2012 n. 3296 della sez. III del Tar Lombardia è stata ritenuta illegittima la Deliberazione 99/11 in quanto, in violazione del principio comunitario e nazionale della separazione anche funzionale tra le attività di distribuzione e le attività di fornitura del gas ha introdotto il servizio di default ponendolo a carico delle imprese di distribuzione del gas.

L'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG) ha proposto appello con istanza di misure cautelari monocratiche contro la sentenza del TAR. Il Consiglio di Stato, il 28 gennaio 2013, ha accolto l'appello dell'AEEG in via cautelativa e ha sospeso gli effetti della sentenza del TAR Lombardia, fissando l'udienza di merito per il 19 febbraio 2013. A seguito della decisione di sospensiva indicata, AEEG ha ritenuto di pubblicare il giorno 30 gennaio 2013 la delibera 25/2013/R/gas "Disposizioni Urgenti, in attuazione dei decreti monocratici 28 gennaio 2013 del Consiglio di Stato, in materia di servizio di default sulle reti di distribuzione del gas naturale".

A fronte dell'apertura di un tavolo tecnico con l'AEEG, è stato chiesto il rinvio della discussione del ricorso al fine di poter portare avanti il tavolo tecnico frattanto avviato con gli operatori.

Il Consiglio di Stato ha quindi rinviato la discussione della domanda cautelare alla camera di consiglio del 9.7.2013.

All'udienza del 9 luglio 2013 il Consiglio di Stato ha fissato per il 4 marzo 2014 l'udienza per discussione di merito dei ricorsi in appello proposti da AEEG avverso le sentenze del TAR di Milano del dicembre 2012.

L'AEEG in data 21.11.2013 ha assunto una ulteriore delibera 533/2013/R/GAS in merito alla disciplina del default 533/2013/R/GAS. In data 21 gennaio 2014 è stato proposto ricorso per motivi aggiunti per il suo annullamento.

Distribuzione di Energia Elettrica

Il decreto legislativo n. 79 del 16 marzo 1999 (il "Decreto Bersani") ha istituito un quadro normativo generale per il mercato elettrico italiano che ha introdotto gradualmente la concorrenza nella produzione di energia elettrica e vendita a clienti idonei, a fronte del mantenimento di una struttura di monopolio regolamentato per la trasmissione e la distribuzione.

In particolare, il Decreto Bersani ha:

- liberalizzato le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica dal 1° gennaio 2003, a condizione che nessuna società fosse autorizzata a produrre o importare direttamente o indirettamente oltre il 50% del totale dell'energia elettrica generata o importata in Italia, al fine di aumentare la concorrenza nel mercato della produzione di energia elettrica;
- previsto l'istituzione dell'Acquirente Unico, che deve stipulare e gestire contratti di fornitura, al fine di garantire la capacità di generazione necessaria e la fornitura di energia elettrica in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio di tutto il sistema, nonché parità di trattamento tariffario;
- previsto la creazione della "Power Exchange", una piazza virtuale in cui i produttori, importatori, grossisti, distributori, gestore della rete di trasmissione nazionale, l'Acquirente Unico e gli altri partecipanti al mercato libero possono comprare e vendere energia elettrica a prezzi determinati attraverso una procedura di gara;
- prevista la creazione del soggetto che gestisce la Borsa elettrica (cioè GME o Gestore del Mercato) ed attribuite le attività di trasmissione e dispacciamento in concessione al gestore della rete di trasmissione nazionale (Terna), mentre l'attività di distribuzione di energia elettrica viene effettuata in regime di concessione rilasciata dal Ministero dello Sviluppo Economico.

La legge n 290 del 27 ottobre 2003 ha stabilito la riunificazione di proprietà e gestione della rete di trasmissione.

La legge n 239 del 23 agosto 2004 (la "Legge Marzano") ha riorganizzato alcuni aspetti del quadro normativo del mercato dell'energia elettrica.

Nel 2007 sono state adottate misure per assicurare la separazione funzionale ("unbundling").

Struttura tariffaria per trasmissione, distribuzione e misura:

L'AEEG ha stabilito un regime tariffario che è entrato in vigore il 1° gennaio 2000. Questo regime ha sostituito il sistema "cost plus" con un nuovo meccanismo di "price cap", che prevede un limite per gli incrementi tariffari annuali corrispondenti alla differenza tra il tasso di inflazione e l'aumento della produttività conseguibile dal fornitore di servizi, insieme ad ulteriori fattori, come il miglioramento della qualità. Secondo la metodologia del price-cap, le tariffe dovrebbero essere ridotte di una percentuale fissa

ogni anno così da incoraggiare gli operatori regolamentati per migliorare l'efficienza e gradualmente trasferire il risparmio sul cliente finale.

L'AEEG ha approvato il testo unico delle disposizioni per regolare la trasmissione e distribuzione di energia elettrica ("TIT") ed il testo unico delle disposizioni che disciplinano la fornitura del servizio elettrico *Metering* ("TIME") per il quarto periodo regolatorio (2012-2015).

Il 2013 è il secondo anno del quarto periodo regolatorio (2012-2015), nel quale vigono provvedimenti che regolano le attività principali della distribuzione elettrica, che opera in un mercato elettrico oramai completamente liberalizzato.

Tali attività sono:

- 1) tariffe del servizio di trasmissione, distribuzione e misura (del. ARG/elt 199/11)
- 2) tariffa sociale (del. ARG/elt 117/08)
- 3) qualità del servizio (del. ARG/elt 198/11)
- 4) morosità (del. ARG/elt 4/08)
- 5) *switching* (del. ARG/elt 42/08)
- 6) regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento *settlement* (del. ARG/elt 107/09)
- 7) *unbundling* (del. ARG/elt 11/07)
- 8) sistema indennitario (del. ARG/elt 191/09).

In merito al punto 1), la del. ARG/elt 199/11 contiene i testi integrati per il trasporto (TIT), misura (TIME) e connessione (TIC) dell'energia elettrica per il periodo 2012-2015.

Rispetto alle regole in vigore fino al 2011, dal 2012 il meccanismo della tariffa media nazionale integrata da perequazioni (generali + specifica aziendale) viene sostituito da una tariffa individuale per singolo distributore che:

- a) riconosce con criterio parametrico il capitale di media e bassa tensione al 2007 investito dell'impresa;
- b) riconosce puntualmente per impresa il suo capitale effettivo per l'alta tensione e per gli incrementi dal 2008;
- c) riconosce i costi operativi d'impresa secondo un coefficiente di modulazione dei costi medi nazionali stabilito con parametri AEEG rapportati alle variabili di scala 2010 dell'impresa;
- d) mantiene la perequazione dei ricavi di misura per i punti di prelievo in BT;
- e) abroga la perequazione dei costi commerciali, coprendo differentemente i costi medi nazionali tra i distributori che hanno costituito separata società di vendita e quelli che non hanno provveduto;
- f) conferma le regole di aggiornamento del capitale investito, riconoscendo per le tariffe 2012-2013 un rendimento medio ponderato del costo di capitale del 7,6% e, per le tariffe 2014-2015 un rendimento del 6,4% per il capitale investito fino al 2011 e un rendimento del 7,4% per gli incrementi patrimoniali degli anni successivi (come da del. 607/2013/R/eel);
- g) conferma le regole di aggiornamento dei costi operativi con i meccanismi dei recuperi di efficienza (x-factor) fissati al 2,8% per la distribuzione e al 7,1% per la misura;
- h) individua una componente di misura che copre i misuratori elettromeccanici non ancora completamente ammortizzati ma sostituiti (per la del. 292/06) e rappresenta un'integrazione unitaria dei ricavi di misura riconosciuta fino al 2027;
- i) modifica parzialmente i tipi di investimento maggiormente incentivati, che sono:
 - trasformatori a basse perdite nelle cabine di trasformazione MT/BT: +1,5% per 8 anni;
 - progetti pilota (*smart grid*): +2% per 12 anni;
 - rinnovo e potenziamento delle reti in media tensione nei centri storici: +1,5% per 12 anni;
 - potenziamento delle capacità di trasformazione delle cabine primarie nelle aree critiche, individuate secondo criteri stabiliti dall'AEEG: +1,5% per 12 anni;
 - progetti pilota relativi a sistemi di accumulo: +2% per 12 anni;
- j) modifica la struttura della tariffa di riferimento, da cui scompaiono le parti variabili (quota energia per i clienti non domestici e quota energia più quota potenza per i clienti domestici) e rimane la parte fissa (per punto di prelievo): si arriva quindi ad un costo unitario per punto di prelievo (POD), con l'unica eccezione dell'illuminazione Pubblica (tariffa composta dalla sola quota energia).

In tema di perequazioni, si ricorda il meccanismo di perequazione perdite di rete (allegato A del. 301/2012/R/eel – TIV) che prevede una regolazione economica annua con i distributori relativa alle

differenze tra le perdite standard (riconosciute pari ad un livello prefissato e omogeneo sul territorio nazionale) e le loro perdite effettive.

Successivamente, il DCO 269/2013/R/eel ha proposto una revisione del meccanismo per il periodo 2013-2015 con la previsione di fattori standard specifici per ogni distributore, perché gli incentivi al contenimento delle perdite fossero più coerenti con le effettive condizioni di esercizio delle reti (es.: caratteristiche tecniche della rete, peculiarità per l'orografia del territorio, diversa concentrazione territoriale dei punti di prelievo, diversa insistenza di prelievi fraudolenti,...).

La del. 559/2012/R/eel prima e la del. 608/2013/R/eel poi hanno previsto una perequazione transitoria delta perdite rispettivamente per il 2012 e per il 2013 che penalizza i distributori efficienti, che dovranno restituire metà per l'anno 2012 e 3/4 per l'anno 2013 della perequazione (i distributori inefficienti, invece, pagano la metà della perequazione da loro dovuta).

In merito al punto 2), al fine di proteggere i clienti domestici in situazioni di disagio (economico e fisico), il decreto interministeriale 28/12/2007 aveva introdotto dal 2008 meccanismi di compensazione della spesa sostenuta dai clienti vulnerabili economicamente e/o fisicamente (con apparecchiature medico-terapeutiche necessarie per il mantenimento in vita) e la successiva del. 117/08 dell'AEEG ha:

- a) avviato il sistema di compensazioni nel primo trimestre 2009, prevedendo l'erogazione retroattiva dall'1/1/2008 delle compensazioni ai richiedenti entro il 29/2/2009;
- b) istituito da ottobre 2008 la nuova componente tariffaria AS a copertura degli oneri per la compensazione e applicata a tutti gli utenti;
- c) consentito che i distributori potessero trattenere la AS nei limiti delle compensazioni erogate;
- d) previsto un sistema informativo centralizzato (SGAtc) per la gestione ordinata e unitaria dei rapporti tra i Comuni (che raccolgono le istanze di accesso alla compensazione) e i distributori;
- e) previsto la copertura dei costi dei distributori con gli ordinari meccanismi di aggiornamento delle tariffe di distribuzione.

Nel meccanismo del bonus elettrico, il distributore deve:

- valutare i requisiti tecnici di ammissione delle domande dei clienti, restituendo un esito al sistema SGAtc;

- erogare la componente compensativa ai venditori per ogni punto di riconsegna intestato agli aventi diritto.

Nel 2012, la del. 350/2012/R/eel ha introdotto con effetto dal 2013 nuove misure per il bonus per disagio fisico, tra cui:

- a) un nuovo meccanismo correlato ai consumi elettrici delle apparecchiature salvavita, che definisce, per categorie simili di apparecchiature, il consumo medio a seconda dell'intensità di utilizzo;
- b) 3 fasce (minima, media, massima) di importo del bonus, a seconda della somma dei consumi medi delle apparecchiature usate dal cliente;
- c) nuovi moduli per la richiesta di ammissione al bonus per disagio fisico e un diverso contenuto minimo delle certificazioni ASL;
- d) una ulteriore verifica a carico del distributore sulla potenza contrattualmente impegnata (inferiore o superiore i 3 kW);
- e) la possibilità di presentare le richieste per il nuovo bonus dall'1/1/2013 e di ottenere un'integrazione (quota retroattiva) per il 2012 per le richieste presentate tra l'1/1/2013 e il 30/4/2013 per clienti in possesso del bonus per disagio fisico già nel 2012.

A valle di consultazione (DCO 253/2013/R/com del 13/6/2013), la del. 402/2013/R/com introduce dall'1/1/2014 il TIBEG (Testo integrato Bonus Elettrico e Gas), che sostituisce le varie delibere sul bonus elettrico e gas e prevede la semplificazione e la rimozione di alcune criticità nella disciplina del bonus elettrico (possibilità di presentazione di una domanda unica per bonus elettrico e bonus gas, semplificazione della domanda di rinnovo in assenza di variazioni delle condizioni del titolare e del contratto di fornitura, rimozione del limite della potenza effettiva per l'accesso al bonus, ...).

Sul punto 3), la del. 198/2011 (TIQE) norma la qualità commerciale e quella tecnica per il 2012-2015.

Di novità per la qualità commerciale, si evidenzia l'entrata in vigore dal 2013 del "preventivo rapido" e di nuovi indicatori per la sostituzione del gruppo di misura guasto e per il ripristino del valore corretto.

Per la qualità tecnica, invece, si segnalano:

- a) nuove cause di secondo livello per le interruzioni senza preavviso;
- b) ulteriori informazioni nell'elenco delle segnalazioni e chiamate telefoniche (registrazione vocale, codice della linea coinvolta, etc...);
- c) nuovi livelli specifici di continuità per utenti MT, definiti sulle interruzioni lunghe più brevi annue;

- d) penalità/indennizzi a favore degli utenti MT calcolati usando la potenza effettivamente interrotta, a partire dal 2013;
- e) CTS per clienti non certificati calcolato in funzione della potenza disponibile;
- f) incentivo alla riduzione del numero di utenti MT con numero di interruzioni superiore ai livelli specifici;
- g) incentivo alla riduzione del numero di utenti MT con consegna su palo e con potenza disponibile in prelievo inferiore o uguale a 100 kW;
- h) nuovi livelli minimi e massimi della tensione di fornitura in BT e MT;
- i) monitoraggio della qualità della tensione sulle semisbarre MT di cabina primaria e registrazione dei buchi di tensione.

In merito al punto 4), continua a valere il sistema definito dalla del. 4/08, che ha regolato dispacciamento, trasporto e misura elettrica nei casi di morosità dei clienti finali o di inadempimento del venditore. Sinteticamente:

- a) vuole tutelare il credito dei venditori e degli esercenti la salvaguardia;
- b) definisce specifiche regole per la gestione della sospensione della fornitura in caso di morosità di clienti finali, connessi in bassa tensione e non dotati di misuratore elettronico, prevedendo obblighi informativi a carico dei distributori.

Sul punto 5), la del. 42/08 ha regolato dispacciamento, trasmissione, distribuzione e misura elettrica nei casi di cambiamento di venditore sullo stesso punto di prelievo attivo, o di attribuzione a un venditore un punto di prelievo nuovo o precedentemente disattivato (*switching*). La del. 42/08 prevede che:

- a) lo *switching* decorra dal primo giorno del secondo mese successivo a quello in cui perviene la richiesta al distributore;
- b) il venditore uscente comunichi al distributore la risoluzione del contratto di vendita e i modi e i tempi in cui tali soggetti comunicano;
- c) l'esercente la maggior tutela comunichi la perdita o la mancanza, da parte di un proprio cliente, dei requisiti per l'inclusione nel servizio di maggior tutela;
- d) siano coerenti i tempi per attivare una fornitura e quelli per uno *switching*.

La successiva del. 396/2012/R/eel ha modificato sia le norme sulla morosità (precedente punto 4) sia le norme sullo *switching*, perché:

- a) migliora le comunicazioni ai clienti sulla loro possibilità di scegliere venditori alternativi al venditore inadempiente;
- b) tiene in considerazione l'eventuale pagamento nel frattempo del venditore inadempiente;
- c) chiarisce ai clienti i tempi di attivazione della maggior tutela/salvaguardia e dei modi per tornare sul mercato libero.

La del. 166/2013/R/eel ha previsto che dall'1/7/2013 il distributore comunicasse i casi in cui, qualora a fronte della comunicazione della sopravvenuta risoluzione di un contratto di vendita, il venditore non fosse titolare di punti di prelievo dal primo giorno del mese successivo.

Correlato allo *switching*, si segnala la del. 153/2012/R/com, che prevede tutele in vigore dal giugno 2012 per prevenire contratti non richiesti dal cliente finale e che avvia lo studio del concetto dello "*switching di default*", vale a dire una futura procedura per ripristinare la situazione antecedente *switching* per forniture elettriche/gas non richiesti dal cliente finale. Al momento è in corso un monitoraggio che prevede comunicazioni dei venditori all'AEEG dal 2013 (le comunicazioni dei distributori sono al momento sospese ai sensi della determina DMEG 4/12).

In merito allo "*switching di default*", nell'estate 2013 sono state messe in consultazione (DCO 245/2013/R/com del 6/6/2013) alcune proposte per completare la disciplina del monitoraggio dei contratti non richiesti e definire criteri, informazioni e modalità di pubblicazione dell'elenco dei venditori non richiesti.

In merito al punto 6), l'allegato A alla delibera ARG/elt 107/09 (Testo Integrato *Settlement* –TIS) riassume in unico testo tutte le disposizioni inerenti il *settlement*, cioè la regolazione delle partite fisiche ed economiche del dispacciamento (regolazione mensile, conguagli annuali, rettifiche delle misure, ...) per ottenere:

- a) la corretta contabilizzazione e valorizzazione economica dell'energia prelevata da ciascun utente del dispacciamento;
- b) il contenimento dell'impatto economico ed amministrativo per gli utenti del dispacciamento dovuto alle rettifiche delle misure (impattano sia sull'utente del dispacciamento titolare dei punti con misure

rettificate sia sugli altri utenti del dispacciamento tramite il prelievo residuo di area e il segno dello sbilanciamento aggregato zonale);

- c) la semplificazione contabile ed amministrativa per Terna e i distributori nel trattamento delle rettifiche e nella determinazione delle associate partite economiche.

La del. 34/2013/R/eel ha confermato per tutto il 2013 le disposizioni transitorie per calcolo/pagamento/riscossione dei corrispettivi di dispacciamento.

Infine, la recente del. 611/2013/R/eel attiva, dai dati di competenza gennaio 2014, alcuni indennizzi a carico del distributore (per Ritardate Curve Orarie e per Curve Orarie Incoerenti) e conferma per il 2014 i tempi di calcolo e fatturazione dei corrispettivi di dispacciamento del 2013 e le regole sulla definizione degli indennizzi automatici per Ritardata Anagrafica e per Punti Trattati Orari Divergenti.

Sul punto 7, il “Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas in merito agli obblighi di separazione amministrativa e contabile (*unbundling*) per le imprese operanti nei settori dell’energia elettrica e il gas e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione” (Testo Integrato o TIU) ha stabilito l’obbligo di separazione funzionale a carico dell’impresa verticalmente integrata - vale a dire l’impresa o il gruppo di imprese che, nel settore dell’energia elettrica o del gas, svolge almeno un’attività in concessione (ad esempio, la distribuzione dell’energia elettrica e/o del gas) e almeno un’attività liberalizzata (ad esempio, la vendita di energia elettrica e/o gas) – recependo sostanzialmente il contenuto delle direttive comunitarie 2003/54/CE (per il settore elettrico) e 2003/55/CE (per il settore gas).

Lo scopo è promuovere la concorrenza, l’efficienza e adeguati livelli di qualità nell’erogazione dei servizi:

- a) garantendo la neutralità della gestione delle infrastrutture essenziali per lo sviluppo di un mercato concorrenziale;
- b) impedendo discriminazioni tra gli operatori del mercato nell’accesso alle informazioni sensibili e nell’utilizzo delle infrastrutture;
- c) separando le attività svolte in regime di concorrenza dalle attività regolate (quelle di gestione delle infrastrutture), evitando il trasferimento incrociato di risorse e di costi.

Per la separazione funzionale occorre in primis affidare, nell’ambito di un’impresa verticalmente integrata, ogni attività regolata a un Gestore Indipendente, che la deve amministrare con autonomia decisionale e organizzativa e perseguendo obiettivi di efficienza, economicità, neutralità e non discriminazione.

Il Gestore Indipendente nomina un garante per la corretta gestione delle informazioni commercialmente sensibili (detto Garante dei Dati), che vigila sulla corretta gestione delle informazioni (intese come quelle commercialmente sensibili, cioè rilevanti per la concorrenza nel mercato).

Per raggiungere gli obiettivi descritti, il Gestore Indipendente si dota del Piano degli adempimenti, documento contenente una serie di misure organizzative e gestionali, i cui requisiti minimi sono fissati dall’Autorità.

Inoltre, annualmente, il Gestore Indipendente predispose ed invia all’Autorità il Rapporto Annuale delle Misure Adottate (RAMA).

In merito al punto 8), la del. ARG/elt 191/09 ha definito il “Sistema Indennitario” che garantisce un indennizzo (Cmor) al venditore uscente in caso di mancato incasso del credito relativo alle fatture degli ultimi mesi di erogazione della fornitura, prima della data di effetto dello *switching* per il servizio prestato. La successiva del. ARG/elt 219/10 (che sostituisce integralmente la delibera precedente) emana le disposizioni per il funzionamento del Sistema Indennitario, contenute nei diversi allegati e nelle Specifiche Tecniche pubblicate dall’Acquirente Unico.

Questo sistema permette a tutti i venditori di potersi rivalere sul cliente finale, indipendentemente dal cambio di venditore richiesto dal cliente finale stesso. Il distributore è tra i principali soggetti, in quanto deve applicare il Cmor al cosiddetto venditore entrante (il nuovo venditore scelto dallo stesso cliente finale moroso).

Nel 2012 le del. 99/2012/R/eel prima e la del. 195/2012/R/eel poi sono intervenute ulteriormente sulla gestione dell’intero funzionamento del sistema indennitario (modi e tempi del processo di fatturazione del Cmor, flussi informativi per la gestione delle richieste di indennizzo, nuova disciplina semplificata...).

La sentenza 683 del 14/3/2013 del TAR Lombardia ha annullato il Sistema Indennitario, ma AEEG si è successivamente appellata al Consiglio di Stato per richiederne la sospensione cautelare degli effetti e l’ordinanza 2595 del 10/7/2013 del Consiglio di Stato ha accolto l’appello AEEG.

Pertanto, il Sistema Indennitario è nuovamente in vigore.

Concessioni di grande derivazione ad uso idroelettrico

Con sentenza della Corte Costituzionale n. 205 del 4 luglio 2011 è stata dichiarata l'illegittimità delle disposizioni del decreto-legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito in legge 30 luglio 2010, n. 122, che prorogavano di cinque anni le concessioni di grande derivazione per la produzione di energia elettrica, con eventuale ulteriore proroga di sette anni in caso di costituzione di società miste da parte di alcune province.

In conseguenza della dichiarazione di illegittimità costituzionale, le concessioni con scadenza al 31 dicembre 2010 si trovano oggi, ai sensi della normativa vigente, in regime di prosecuzione della gestione da parte del concessionario, fino alla data del subentro del nuovo concessionario che dovrà essere scelto mediante procedura ad evidenza pubblica.

Il decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito, con modificazioni, in legge 7 agosto 2012, n. 134, ha introdotto alcune modifiche alla normativa sulle concessioni. La durata delle future concessioni, da rilasciare a seguito di procedura di gara, sarà variabile, secondo criteri da stabilire in un emanando decreto interministeriale d'intesa con la Conferenza Stato-Regioni, da venti a trent'anni, in rapporto agli investimenti ritenuti necessari. Nella scelta della migliore offerta per l'affidamento della concessione si avrà riguardo prevalentemente all'offerta economica per l'acquisizione della risorsa idrica e all'aumento dell'energia prodotta o della potenza installata. Per le concessioni già scadute e per quelle in scadenza entro il 2017, la gara sarà indetta entro due anni dalla data dell'entrata in vigore del decreto interministeriale che fisserà i criteri e la nuova concessione decorrerà dal quinto anno successivo alla scadenza originaria e comunque non oltre il 31 dicembre 2017. Al nuovo concessionario sarà trasferita dal concessionario uscente la titolarità del ramo di azienda relativo all'esercizio della concessione, comprensivo di tutti i rapporti giuridici afferenti alla concessione. Per i beni materiali rientranti nel ramo di azienda il corrispettivo per il concessionario uscente sarà determinato sulla base del valore di mercato inteso come valore di ricostruzione a nuovo diminuito nella misura dell'ordinario degrado, salvo che per le opere devolvibili, per le quali è dovuto un importo determinato sulla base del metodo del costo storico rivalutato, calcolato al netto dei contributi pubblici in conto capitale, anch'essi rivalutati, eventualmente ricevuti dal concessionario, diminuito nella misura dell'ordinario degrado.

Con comunicazione di messa in mora complementare del 26 settembre 2013, inviata nell'ambito della procedura di infrazione n. 2011/2016 già avviata nei confronti dell'Italia, la Commissione europea ha espresso dubbi circa la compatibilità con il diritto europeo di alcune previsioni introdotte dal legislatore italiano con l'art. 37 del decreto-legge n. 83/2012, con particolare riferimento alle proroghe automatiche delle concessioni idroelettriche e all'obbligo per il concessionario entrante di pagare un corrispettivo per il trasferimento del ramo di azienda omnicomprensivo che include anche le opere devolvibili, il che comporterebbe un ulteriore vantaggio per il concessionario uscente e un pregiudizio per l'entrante.

Servizio Idrico Integrato

Il processo di riforma del servizio idrico integrato, avviato con la Legge 36/94 (Legge Galli), è stato rivisto con l'approvazione del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, come modificato dal D. LGS. 10 dicembre 2010, n. 219 e successive modifiche ed integrazioni.

Il Codice Ambientale contiene la regolazione della gestione del sistema di servizio idrico integrato, ed è basato sui seguenti principi:

- istituzione di un unico sistema integrato per la gestione dell'intero ciclo dell'acqua;
- individuazione, da parte delle Regioni, degli "Ambiti Territoriali Ottimali" o "ATO", all'interno dei quali i servizi idrici integrati sono da gestire. I confini di ATO erano stati definiti sulla base di: (i) coerenza con le condizioni idrogeologiche e logistiche, (ii) obiettivo di consolidare il settore; (iii) raggiungimento di economie di scala e di efficienza operativa e istituzione di un'Autorità di Ambito Territoriale Ottimale" per ciascun ATO, responsabile di: (a) organizzare il servizio idrico integrato, mediante un piano che, tra l'altro, deve definire la politica degli investimenti e di gestione (Piano d'Ambito), (b) individuare un operatore del servizio idrico integrato, (c) determinare le tariffe applicabili agli utenti, (d) monitorare e supervisionare il servizio e le attività svolte dal gestore al fine di garantire la corretta applicazione delle tariffe e il conseguimento degli obiettivi e dei livelli di qualità stabiliti nel piano d'ambito;
- l'organizzazione del servizio idrico integrato si basa su una chiara distinzione dei compiti tra i vari organi di governo. Le autorità statali e regionali svolgono la pianificazione generale. Le autorità locali supervisionano, organizzano e controllano il sistema integrato servizi idrici.

La Legge n. 42 del 2010 ha disposto (mediante inserimento del comma 186 bis nella L. 23.12.2009 n. 191) la soppressione delle Autorità d'Ambito Territoriali Ottimali decorso un anno dall'entrata in vigore di tale

legge; tale termine è stato prorogato al 31 marzo 2011 dal decreto “Mille proroghe” (D.L. 29 dicembre 2010, n. 225), e nuovamente prorogato al 31 dicembre 2012 dal DL 29.12.2011 n. 216 (“Mille proroghe”). Il servizio Idrico integrato è altresì disciplinato, per la regione Emilia Romagna, dalle Leggi Regionali n. 25 del 1999 e n. 10 del 2008.

Il settore dei Servizi Idrici è stato inoltre interessato dal Referendum celebrato il 12/13 giugno 2011, in esito al quale è stato parzialmente abrogato l’art. 154 comma 1 (tariffa del servizio idrico integrato) del D. Lgs. n. 152 del 13 aprile 2006 “Determinazione della tariffa del servizio idrico integrato” limitatamente alla parte che prevede la sua fissazione “in base all’adeguata remunerazione del capitale investito”.

La suddetta abrogazione non produce effetti diretti ed immediati sulle tariffe vigenti al momento, ma si limita a modificare i criteri cui deve uniformarsi l’Autorità competente ad elaborare il c.d. “Metodo Tariffario, oggi definito dal DM 1° agosto 1996. Infatti l’art. 170 – 3° comma - del medesimo D. Lgs. 152/2006 (non interessato dal Referendum abrogativo, è quindi rimasto in vita) stabilisce che fino alla emanazione del futuro decreto continuerà ad applicarsi il precedente decreto 1° agosto 1996.

La Corte costituzionale ha chiarito, mediante pronuncia n. 62 del 7 marzo 2012, che a seguito dei risultati del Referendum, le Regioni devono individuare il soggetto sostitutivo delle ATO (che hanno cessato le loro funzioni il 31 dicembre 2012 come detto sopra). Tale entità è responsabile di assegnare la gestione dei servizi idrici nel rispetto dei principi europei in materia di procedure di gare pubbliche.

A seguito della soppressione delle AATO, introdotta dal Parlamento in sede di conversione del decreto legge 25 gennaio 2010 n. 2, le funzioni attinenti alla regolazione e al controllo dei servizi idrici sono state trasferite all’Autorità per l’Energia Elettrica ed il Gas con il D.L. 201/2011 convertito con Legge 22/12/2011 n. 214, il quale ha altresì precisato che tali funzioni “vengono esercitate con i medesimi poteri attribuiti all’Autorità stessa dalla legge 14 novembre 1995, n. 481”.

In tal senso va menzionata la Delibera 585/2012/R/idr (Approvazione del metodo tariffario transitorio per il calcolo delle tariffe per gli anni 2012 e 2013 per tutte le gestioni, ad esclusione dei gestori CIPE e delle Regioni/Province Autonome Valle d’Aosta, Trento e Bolzano). La metodologia proposta non determina le tariffe, ma definisce i criteri per la loro quantificazione e anticipa le linee generali di quella definitiva, prevista a partire dal 2014. L’Autorità ha previsto che nella fase transitoria sia mantenuta un’articolazione tariffaria per gestore/ambito analoga alla preesistente.

In data 25 giugno 2013, l’Autorità per l’energia ha approvato altresì uno specifico provvedimento (n.273/2013) per la definizione dei criteri di calcolo degli importi da restituire agli utenti finali, corrispondenti alla remunerazione del capitale investito e versati nelle bollette dell’acqua nel periodo post referendum, dal 21 luglio al 31 dicembre 2011.

La decisione assunta dall’Autorità è censurabile sotto diversi profili, ed in particolare per il contrasto con le disposizioni comunitarie che prevedono la copertura di tale voce di costo; l’Autorità avrebbe, al contrario, espunto dalla tariffa la remunerazione del capitale investito senza prevedere alcuna forma alternativa di copertura dei costi finanziari. Per tali ragioni si stanno predisponendo ricorsi in sede amministrativa per ottenere la riforma della deliberazione in argomento.

Con Deliberazione n. 643 del 27 dicembre 2013 l’AEEG ha approvato il “Metodo tariffario Idrico e le disposizioni di completamento” (MTI), contenente le modalità e dei parametri di calcolo dei costi (OPEX e CAPEX) che debbono trovare adeguata remunerazione con la tariffa applicata agli utenti dei servizi idrici. Le disposizioni di tale Deliberazione superano il MTT (metodo transitorio elaborato con riferimento agli esercizi 2012 e 2013), e trovano applicazione dall’esercizio 2014 in avanti.

In particolare l’art. 4 prevede che, entro il 31 marzo 2014, l’ente avente competenza sugli Ambiti Territoriali:

- definisca gli obiettivi e rediga (su proposta del Gestore) il Piano degli Interventi;
- predisponga la tariffa per gli anni 2014 e 2015;
- rediga il Piano economico Finanziario (esteso al periodo di durata dell’affidamento), che deve garantire il conseguimento dell’equilibrio gestionale del Gestore;
- trasmetta tali determinazioni all’AEEG per la definitiva approvazione.

Il nuovo MTI regola alcuni temi, non considerati nei precedenti provvedimenti, fra i quali assumono particolare rilievo:

1. la possibilità di recuperare con la tariffa da applicarsi negli anni futuri, oneri di gestione che si sono manifestati in esercizi precedenti e che non hanno trovato copertura nelle tariffe pregresse;
2. il riconoscimento degli oneri conseguenti al fenomeno della morosità;

3. la definizione dei criteri per stabilire l'indennizzo dovuto al Gestore uscente, al termine dell'affidamento, a fronte degli investimenti effettuati e non integralmente ammortizzati.

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

La tabella che segue riporta i dati relativi alle convenzioni in essere nel territorio in cui opera il Gruppo:

ATO	REGIME	DATA DI STIPULA	DATA DI SCADENZA
<i>Area Genovese</i>	Convenzione		31 dicembre 2032
<i>Reggio Emilia</i>	ATO/gestore	16.04.2004/5.10.2009	31 dicembre 2011(*)
	Convenzione	30 giugno 2003	
	ATO/gestore		
<i>Parma</i>	Convenzione	27 dicembre 2004	31 dicembre 2025
	ATO/gestore		
<i>Piacenza</i>	Convenzione	20 dicembre 2004	31 dicembre 2011(*)
	ATO/gestore		

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

Servizio gestione rifiuti

Per Gestione Integrata Rifiuti si intende il complesso delle attività volte ad ottimizzare la gestione dei rifiuti, ovvero l'insieme delle attività di trasporto, trattamento e smaltimento dei rifiuti, ivi compresa l'attività di spazzamento delle strade e il controllo di queste operazioni.

La normativa di carattere generale applicabile al settore dei Servizi di Gestione Integrata Rifiuti, è contenuta a livello nazionale nel dl n. 138/2011 convertito in legge 14 settembre 2011 n. 148, come ulteriormente modificato dal Dl. 24 gennaio 2012 n. 1, nel Codice dell'Ambiente (d.lgs. 152/2006, e s.m.i.), nel Dlgs 36/2003 (discariche), nel D.lgs 133/2005 (incenerimento e co-incenerimento), nel Dpr 13 marzo 2013, n. 59 (Autorizzazione Unica Ambientale), ed a livello regionale dalle L. R. Emilia Romagna n. 25/99, n. 10/2008 e n. 23/2011.

Posto che per le Autorità d'Ambito Territoriale per la gestione delle risorse idriche e per la gestione integrata dei rifiuti urbani di cui agli articoli 148 e 201 del D. Lgs. n. 152/2006 (c.d. Codice ambiente) sono cessate al 31 dicembre 2012, è stato attribuito alle Regioni il compito di conferire con legge le funzioni già esercitate da detti organismi nel rispetto dei principi di sussidiarietà, differenziazione e adeguatezza. La Regione Emilia Romagna ha già provveduto in tal senso con la legge n. 23 del 23 dicembre 2011 "Norme di organizzazione territoriale delle funzioni relative ai servizi pubblici locali dell'ambiente", istituendo l'Agenzia Territoriale dell'Emilia Romagna per i servizi idrici e rifiuti, alla quale partecipano tutti i Comuni e le province, ed alla quale spettano le funzioni di regolazione per l'intero territorio regionale. Tale Agenzia è entrata in funzione nel corso dell'anno 2012.

Si evidenzia inoltre che il sistema Sistri in base al Dl 101/2013, come convertito in legge 125/2013, è entrato in vigore il 1° ottobre 2013 per i gestori di rifiuti speciali pericolosi, e dal 3 marzo 2014 per i produttori iniziali di rifiuti speciali pericolosi.

Il Gruppo IREN presta i servizi ambientali sulla base di specifico affidamento del servizio fatto dai rispettivi Enti Locali regolati dalle Convenzioni a suo tempo stipulate con le ATO provinciali.

La tabella che segue riporta i dati relativi alle convenzioni in essere nel territorio in cui opera il Gruppo.

ATO	REGIME	DATA DI STIPULA	DATA DI SCADENZA
<i>Reggio Emilia</i>	Convenzione	10 giugno 2004	31 dicembre 2011(*)
	ATO/gestore		
<i>Parma</i>	Convenzione	27 dicembre 2004	31 dicembre 2014
	ATO/gestore		
<i>Piacenza</i>	Convenzione	18 maggio 2004	31 dicembre 2011(*)
	ATO/gestore		

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

Inoltre, il Gruppo Iren – in raggruppamento temporaneo di imprese con F2i ed Acea Pinerolese – è risultato aggiudicatario della gara bandita dal Comune di Torino nel 2012 per la cessione dell'80% del

capitale sociale di TRM S.p.A. e del 49% di AMIAT S.p.A.. Sono state costituite due società-veicolo per l'acquisto delle partecipazioni (TRM V ed AMIAT V).

TRM è la società che ha realizzato il termovalorizzatore di Torino e che smaltisce i rifiuti della Città e dei Comuni della provincia di Torino.

AMIAT è la società che provvede alla raccolta ed al trasporto dei rifiuti nella Città di Torino.

Sistema tariffario relativo ai servizi ambientali

L'art. 14 del D.L. 201/2011, convertito nella L. 22/12/2011 n. 214 aveva istituito il Tributo (TARES) in tutti i Comuni a decorrere dal 1° gennaio 2013, a copertura dei costi relativi al servizio di gestione dei rifiuti urbani e dei rifiuti assimilati avviati allo smaltimento svolto in regime di privativa dai comuni, e dei costi relativi ai servizi indivisibili dei comuni.

Il tributo in oggetto era a carico di chiunque possedesse, occupasse o detenesse a qualsiasi titolo locali o aree scoperte, adibiti a qualsiasi uso, suscettibili di produrre rifiuti urbani.

Il tributo era corrisposto in base a tariffa commisurata alle quantità e qualità medie ordinarie di rifiuti prodotti per unità di superficie, in relazione agli usi e alla tipologia di attività svolte.

Dal 1° gennaio 2013 erano stati soppressi, di conseguenza, tutti i vigenti prelievi relativi alla gestione dei rifiuti urbani sia di natura patrimoniale sia di natura tributaria (TIA o TARSU).

La titolarità dell'entrata spettava ai Comuni, così come le modalità di accertamento e riscossione. Il tributo, anche in deroga all'articolo 52 del DLGS 15/12/97 n. 446, doveva essere versato dall'utente al Comune.

A seguito della modifica del c. 35 dell'art. 14 citato, sostituito dall' art. 1, comma 387, lett. f), L. 24 dicembre 2012, n. 228, a decorrere dal 1° gennaio 2013, era stabilito che:

"I comuni, in deroga all'articolo 52 del decreto legislativo 15 dicembre 1997, n. 446, possono affidare, fino al 31 dicembre 2013, la gestione del tributo o della tariffa di cui al comma 29, ai soggetti che, alla data del 31 dicembre 2012, svolgono, anche disgiuntamente, il servizio di gestione dei rifiuti e di accertamento e riscossione della TARSU, della TIA 1 o della TIA 2".

La legge di stabilità 2014 (legge 27 dicembre 2013, n. 247) ha istituito dal 1° gennaio 2014 la IUC (imposta unica comunale) che si compone di: imposta municipale propria di natura patrimoniale (IMU), una componente riferita ai servizi c.d indivisibili (TASI), e la tassa sui rifiuti (TARI) destinata a finanziare il costo del servizio di raccolta e smaltimento dei rifiuti urbani.

Il presupposto della TARI è il possesso o la detenzione di immobili suscettibili di produrre rifiuti ed è commisurata alla superficie calpestabile dell'immobile. Le aliquote possono essere rimodulate dai Comuni in base agli standard qualitativi del servizio.

Nel frattempo, la legge di conversione del DL 102/2013 (legge 28 ottobre 2013, n. 124) ha previsto la facoltà per i Comuni di decidere se applicare la Tarsu o la Tia per il 2013 o se "mantenere" la Tares (oppure, per chi già applica la Tares, di tornare alla Tarsu/Tia). La deliberazione (che avrebbe dovuto essere adottata entro il 30 novembre 2013) valeva comunque solo per la tassazione dell'anno 2013, in quanto a partire dal 2014 è entrata in vigore la nuova tassa TARI.

Certificati Verdi, Titoli di efficienza energetica e Ets

Certificati Verdi

In base all'art. 11 del D. Lgs. 79/99, produttori ed importatori di energia elettrica generata da fonti non rinnovabili devono immettere in rete energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili in misura pari ad una quota dell'energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili e non cogenerative. La quota d'obbligo, inizialmente fissata al 2%, nel periodo 2004-2006 è stata incrementata annualmente di 0,35 punti percentuali (art. 4 comma 1 del D. Lgs. 387/2003), mentre l'incremento annuale della quota per il periodo 2007-2012 è stato portato allo 0,75% dalla Legge 24 dicembre 2007, n. 244 (Finanziaria 2008).

L'obbligo può anche essere assolto mediante acquisto sul mercato e successiva restituzione al GSE per l'annullamento di una quantità corrispondente di certificati verdi; tali certificati vengono attribuiti ai produttori di energia elettrica in base alla produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio o ripotenziati dopo il 1° aprile 1999 e qualificati IAFR (impianti alimentati da fonti rinnovabili) dal GSE secondo i criteri stabiliti dai decreti MAP 24 ottobre 2005.

Il periodo di diritto al riconoscimento ai certificati verdi, inizialmente pari a 8 anni, è stato successivamente esteso a 12 anni dal D. Lgs. 3 aprile 2006, n. 152 (Testo Unico Ambientale).

La Legge n. 244 del 24 dicembre 2007 (Finanziaria 2008) ha modificato la normativa relativa ai C.V. estendendo a 15 anni la durata del periodo di riconoscimento per gli impianti entrati in servizio dopo il 31 dicembre 2007 e introducendo coefficienti differenziati a seconda delle fonti.

Gli impianti riconosciuti cogenerativi in base ai parametri della delibera dell'AEEG n. 42/02 sono esentati dall'acquisto dei certificati verdi. Inoltre, l'art. 1 comma 71 della Legge 24 agosto 2004, n. 239 (Marzano) attribuiva anche agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento (nonché a quelli a idrogeno e a celle a combustibile) il diritto al riconoscimento dei C.V. per le proprie produzioni. Tale comma è stato abrogato dall'art. 1 comma 1120 lettera g della Legge 27 dicembre 2006, n. 296 (Finanziaria 2007), ma i diritti acquisiti dagli impianti che rispettano le condizioni previste dall'art. 14 del D. Lgs. 8 febbraio 2007 n. 20 (in particolare relative alle date di autorizzazione e/o entrata in esercizio e all'ottenimento della certificazione EMAS) sono stati fatti salvi. I C.V. attribuiti agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento tuttavia sono soggetti ad alcune limitazioni: il periodo di riconoscimento è di 8 anni (Legge 24 dicembre 2007, n. 244) e possono essere utilizzati per coprire fino al 20% dell'obbligo (D. Lgs. 8 febbraio 2007, n. 20 – art. 14 comma 3).

Con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 21 dicembre 2007 sono state approvate e pubblicate le Procedure Tecniche che definiscono le modalità di presentazione delle istanze di qualifica IAFR; tali procedure sono differenziate tra fonti rinnovabili e le cosiddette fonti assimilate (tra cui la cogenerazione abbinata al teleriscaldamento).

In base a quanto previsto dall'art. 2 comma 150 della Legge Finanziaria 2008, il Ministero dello Sviluppo Economico con D.M. 18 dicembre 2008 ha stabilito le direttive per l'attuazione di quanto disposto dai commi da 143 a 149 dell'art. 2 della Finanziaria 2008 stabilendo modalità per la transizione dal precedente meccanismo di incentivazione ai nuovi meccanismi (previsti dalla Finanziaria 2008), nonché le modalità per l'estensione dello scambio sul posto agli impianti alimentati con fonti rinnovabili di potenza nominale media annua non superiore a 200 kW.

La transizione riguarda, tra il resto, il periodo 2009-2011 durante il quale il GSE (su richiesta del detentore dei C.V.) ritira i C.V. rilasciati per le produzioni riferite fino a tutto il 2010 al prezzo medio di mercato del triennio precedente.

Con la deliberazione 250/2013/R/efr, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha individuato il 6 giugno 2013 quale data di raggiungimento del costo indicativo cumulato annuo degli incentivi per il fotovoltaico di 6,7 miliardi di euro. Pertanto, a partire dal 6 luglio 2013 (30 giorni solari dopo il raggiungimento di tale costo) sono cessate le applicazioni del DM 5 luglio 2012 e le previsioni di cui ai precedenti decreti di incentivazione del fotovoltaico.

Il Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A. è il soggetto responsabile dell'attuazione e della gestione del meccanismo, inclusa l'erogazione degli incentivi ai soggetti beneficiari.

Il DM 6 luglio 2012 stabilisce le nuove modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili, diverse da quella solare fotovoltaica, con potenza non inferiore a 1 kW.

Gli incentivi previsti dal Decreto si applicano agli impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di intervento di potenziamento o di rifacimento, che entrano in esercizio dal 1° gennaio 2013. Per tutelare gli investimenti in via di completamento, il Decreto prevede che gli impianti dotati di titolo autorizzativo antecedente all'11 luglio 2012 (data di entrata in vigore del decreto) che sono entrati in esercizio entro il 30 aprile 2013 e i soli impianti alimentati da rifiuti di cui all'art. 8, comma 4, lettera c) che sono entrati in esercizio entro il 30 giugno 2013, possono richiedere l'accesso agli incentivi con le modalità e le condizioni stabilite dal DM 18/12/2008. A tali impianti saranno applicate le decurtazioni sulla tariffa onnicomprensiva o sui coefficienti moltiplicativi per i certificati verdi previste nell'art.30, comma 1 del Decreto.

Il nuovo Decreto disciplina anche le modalità con cui gli impianti già in esercizio, incentivati con il DM 18/12/08, passeranno, a partire dal 2016, dal meccanismo dei certificati verdi ai nuovi meccanismi di incentivazione.

Agevolazioni fiscali

In tema di Agevolazioni fiscali per il risparmio energetico, consistenti in detrazioni dall'Irpef (Imposta sul reddito delle persone fisiche) o dall'Ires (Imposta sul reddito delle società), sono concesse quando si eseguono interventi che aumentano il livello di efficienza energetica degli edifici esistenti.

Sulle spese sostenute dal 6 giugno 2013 al 31 dicembre 2014, per gli interventi di riqualificazione energetica di edifici già esistenti, spetta una detrazione del 65%. Percentuale che passerà al 50%, per i pagamenti effettuati dal 1° gennaio 2015 al 31 dicembre 2015.

Si ricorda che le spese sostenute prima del 6 giugno 2013 fruivano della detrazione del 55%. Dal 1° gennaio 2016 il beneficio sarà del 36%, cioè quello ordinariamente previsto per i lavori di ristrutturazione edilizia.

La detrazione spetta per le spese sostenute, e rimane a carico del contribuente (per es. non incentivati dal Comune) per:

- interventi di riqualificazione energetica di edifici esistenti, che ottengono un valore limite di fabbisogno di energia primaria annuo per la climatizzazione invernale inferiore di almeno il 20% rispetto ai valori riportati in un'apposita tabella (i parametri cui far riferimento sono quelli definiti con decreto del ministro dello Sviluppo economico dell'11 marzo 2008, così come modificato dal decreto 26 gennaio 2010). Il valore massimo della detrazione è pari a 100.000 euro
- interventi su edifici esistenti, parti di edifici esistenti o unità immobiliari, riguardanti strutture opache verticali, strutture opache orizzontali (coperture e pavimenti), finestre comprensive di infissi, fino a un valore massimo della detrazione di 60.000 euro. La condizione per fruire dell'agevolazione è che siano rispettati i requisiti di trasmittanza termica U, espressa in W/m²K, in un'apposita tabella (i valori di trasmittanza, validi dal 2008, sono stati definiti con il decreto del ministro dello Sviluppo economico dell'11 marzo 2008, così come modificato dal decreto 26 gennaio 2010). In questo gruppo rientra anche la sostituzione dei portoni d'ingresso, a condizione che si tratti di serramenti che delimitano l'involucro riscaldato dell'edificio verso l'esterno o verso locali non riscaldati e risultino rispettati gli indici di trasmittanza termica richiesti per la sostituzione delle finestre
- l'installazione di pannelli solari per la produzione di acqua calda per usi domestici o industriali e per la copertura del fabbisogno di acqua calda in piscine, strutture sportive, case di ricovero e cura, istituti scolastici e università. Il valore massimo della detrazione è di 60.000 euro
- interventi di sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con impianti dotati di caldaie a condensazione e contestuale messa a punto del sistema di distribuzione. La detrazione spetta fino a un valore massimo di 30.000 euro
- sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con pompe di calore ad alta efficienza e con impianti geotermici a bassa entalpia, con un limite massimo della detrazione pari a 30.000 euro
- interventi di sostituzione di scaldacqua tradizionali con scaldacqua a pompa di calore dedicati alla produzione di acqua calda sanitaria, con un limite massimo della detrazione pari a 30.000 euro.

Titoli di efficienza energetica (TEE)

Il D. Lgs. 79/99 e il D. Lgs. n. 164/00 hanno introdotto l'obbligo rispettivamente per i distributori di energia elettrica e di gas (con almeno 100.000 clienti a fine 2001) di incrementare l'efficienza energetica degli usi finali di energia. Due decreti ministeriali del 20/7/2004 hanno fissato gli obiettivi di risparmio energetico annuale nazionale dei due settori (quantificati in tep) per gli anni 2005-2009 e un decreto ministeriale del 21/12/2007 ha aggiornato gli obiettivi per il 2008-2009, fissato i nuovi obiettivi per il 2010-2012 ed esteso l'obbligo anche ai distributori con almeno 50.000 clienti alla data del 31 dicembre di due anni antecedenti a ciascun anno d'obbligo. Delibere annuali dell'AEEG fissano gli obiettivi dei singoli distributori elettrici e gas e il valore annuo di un contributo (proveniente dalle tariffe elettriche e gas) riconosciuto ai distributori per ogni TEE restituito.

E' stato pubblicato il DM 28 dicembre 2012 (Gazzetta Ufficiale del 2/1/2013) relativo alla "Determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e il gas per gli anni dal 2013 al 2016 e per il potenziamento del meccanismo dei certificati bianchi". In sintesi le novità più rilevanti del DM (rispetto al DM del 27/12/2007 che definiva i risparmi per il periodo 2008-2012):

- la definizione di "obiettivi" (nazionali, in tep), che sono diversi dagli "obblighi" (di settore, in TEE);
- la definizione di un trend degli obblighi 2013 e 2014 più contenuto rispetto al passato;
- i TEE dovuti dai distributori sono tep moltiplicati per il coefficiente "tau" con valore medio 2,5;
- gli obblighi sono al netto dei TEE da CAR;
- possibile teorico aumento degli obblighi per eccesso di TEE anche presso i distributori;
- riduzione degli obblighi grazie agli interventi di efficientamento reti;
- in assenza di nuovi obblighi post-2016 il GSE continuerà a ritirare i TEE a un prezzo standard e non saranno più impedito nuove RVC;

- nuove linee guida sui TEE emanate dal Ministero a valle di consultazione con vigore dal 2014;
- dal 2014 accederanno ai certificati bianchi solo i progetti ancora da realizzarsi o quelli in corso di realizzazione (sarà possibile recuperare gli interventi fatti nel passato solo fino al 31 dicembre 2013);
- ampliamento dei soggetti e minori vincoli per l'accesso ai progetti da parte delle imprese che ricorrono alla legge 10/91 e alla ISO 50001;
- i "grandi progetti" avranno un canale preferenziale e un possibile maggiore riconoscimento dei TEE se in aree metropolitane;
- AEEG definirà un valore massimo del contributo tariffario;
- obbligo minimo del 50% (non più 60%) per il 2013 e 2014;
- la compensazione del residuo avverrà in due anni (non più uno solo) per il 2013-2016;
- AEEG definirà le modalità di calcolo della sanzione;
- più verifiche, specie per i progetti da oltre 3.000 tep/anno;
- dal 2013 AEEG passa al GSE la gestione del meccanismo dal punto di vista operativo;
- approvazione di 18 nuove schede.

Come indicato dal DM anzidetto, con la delibera 1/2013/R/efr è stato disposto il trasferimento alla Società Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. delle attività di gestione valutazione e certificazione di risparmi correlati a progetti presentati nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica, in attuazione del Decreto Interministeriale 28 dicembre 2012.

La del. 11/2013/R/efr, indicando i volumi elettrici e gas distribuiti nel 2011, consente il calcolo dei TEE d'obbligo 2013.

Per AEM Torino Distribuzione, l'obbligo (confermato da lettera del GSE) è 51.413 TEE, minore non solo di quello del 2012 (60.311 TEE), ma anche di quello del 2011 (52.752 TEE).

Analogamente al 2013, la determina DIUC 9/2013 (aggiornata con la determina DIUC 2/2014), indicando i volumi elettrici e gas distribuiti nel 2012, consente di stimare l'obbligo 2014, che per AEMD sembra essere di 63.989 TEE. Resta inteso che l'importo preciso sarà comunicato con lettera del GSE (analogamente all'obbligo 2013).

Sempre in ottemperanza alle indicazioni del DM anzidetto, la del. 13/2014/R/efr (preceduta dal DCO 485/2013/R/efr):

- introduce il contributo tariffario preventivo (Cp) dal 2014, che è il contributo tariffario definitivo (Cd) dell'anno prima, aumentato della metà delle riduzioni percentuali consuntive per i domestici dei prezzi degli ultimi 12 mesi di elettricità, gas e gasolio da riscaldamento;
- introduce il contributo tariffario definitivo (Cd) dal 2013, che è al massimo distante di 2 € dal prezzo medio ponderato degli scambi sul mercato dell'anno d'obbligo. Il contributo non cambia se il distributore adempie al suo obbligo nel primo anno oppure in quelli successivi concessi dalla normativa;
- non determina un contributo massimo né minimo di riferimento in termini assoluti;
- fissa il Cp 2013 pari a 96,43 €/TEE;
- entro il 30/6 prevede siano definiti sia il Cd dell'anno d'obbligo concluso sia il Cp dell'anno d'obbligo in corso;
- non riconosce annullamenti di TEE in corso d'anno, né recuperi degli oneri finanziari dei distributori;
- prevede che i contributi erogati ai distributori elettrici siano caricati sulle tariffe elettriche, e quelli ai distributori gas sulle tariffe gas (finora i rimborsi venivano determinati in base al tipo di TEE restituito);
- dà mandato alla Direzione Mercati AEEG di avviare un'analisi specifica (anche con università ed enti di ricerca) per definire il Cp in funzione dei costi marginali per la realizzazione degli interventi di efficienza energetica;
- rimanda a successive delibere le regole sui TEE di tipo 5 e quelle sui grandi progetti (inclusa la definizione di un valore costante di ritiro dei tee che generano).

Emission trading system

Il Protocollo di Kyoto impegna i Paesi industrializzati e con economie in transizione a ridurre globalmente le emissioni di gas ad effetto serra tra il 2008 e il 2012 del 5% rispetto ai livelli del 1990.

Gli obiettivi di riduzione, diversi per ogni Paese membro, sono pari all'8% per l'Unione Europea e al 6,5% per l'Italia.

Al fine di rispondere agli obblighi di riduzione previsti dal Protocollo di Kyoto, la direttiva 2003/87/CE ha istituito un sistema di scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra all'interno dell'Unione Europea, detto "Emission Trading System" (ETS). La normativa italiana di recepimento della direttiva 2003/87/CE è rappresentata dal D. Lgs. 4 aprile 2006 n. 216.

L'Emission Trading System prevede la fissazione di un limite massimo alle emissioni realizzate dagli impianti industriali che producono gas ad effetto serra, allocando ad ognuno (tramite i Piani Nazionali di Assegnazione - PNA - da approvarsi da parte della Commissione Europea) un determinato numero di quote di emissioni, che danno diritto ad immettere un corrispondente quantitativo di tonnellate di biossido di carbonio equivalente in atmosfera nel corso dell'anno di riferimento delle quote.

Con il decreto D.Lgs. 13 marzo 2013, n. 30, è stata recepita nell'ordinamento nazionale la direttiva 2009/29/CE che, modificando la direttiva 2003/87/CE, introduce nuove regole nel sistema comunitario cosiddetto ETS (Emission Trading Scheme) per lo scambio di quote di emissione di gas serra, nonché nuove attività soggette all'applicazione della normativa nel periodo 2013-2020.

Il nuovo decreto, entrato in vigore il 5 aprile u.s., abroga e sostituisce il precedente decreto che regolamentava il meccanismo dell'Emission Trading in Italia, D. Lgs. 4 aprile 2006, n. 216; in particolare il decreto modifica il campo di applicazione definendolo in maniera più puntuale per quanto riguarda gli impianti di combustione ed estendendo il sistema ad altri gas diversi dalla CO₂. Ha, inoltre, previsto la possibilità di escludere i piccoli impianti; ha introdotto la possibilità di stabilire regole semplificate per il monitoraggio, la rendicontazione e la verifica; ha modificato il metodo di assegnazione delle quote prevedendo che le quote vengano assegnate mediante asta. Più precisamente, per gli impianti termoelettrici e per gli impianti per la cattura e lo stoccaggio del carbonio, l'assegnazione sarà totalmente a titolo oneroso ("full auctioning"), ad eccezione degli impianti di cogenerazione che possono ricevere quote gratuite per l'energia termica destinata al teleriscaldamento.

CONCESSIONI E AFFIDAMENTI

Il Gruppo IREN esercita servizi in concessione/affidamento nei seguenti settori:

- Gas naturale
- Energia elettrica
- Ciclo idrico integrato
- Gestione servizi ambientali

Distribuzione Gas naturale

Area Genovese

Per quanto riguarda il settore del servizio di distribuzione del gas naturale nell'area del Comune di Genova e comuni limitrofi, la stessa viene svolta da Genova Reti Gas S.r.l. controllata al 100% dalla SPL IREN Acqua Gas. Il relativo affidamento da parte del Comune di Genova è stato rilasciato in data 29 dicembre 1995 in capo alla allora AMGA S.p.A..

Si segnala che le concessioni sono attualmente in regime di *prorogatio* in attesa della indizione delle gare ad evidenza pubblica il cui termine è fissato in 24 mesi per l'ambito Genova 2 – Provincia – e in 30 mesi per Genova 1 – Città e Impianto di Genova.

Area Torinese

I servizi, rispettivamente, di distribuzione del gas metano nel comune di Torino e di distribuzione del teleriscaldamento nei comuni di Torino e di Moncalieri, a far tempo dal 27 gennaio 2001, sono gestiti da AES TORINO per effetto del conferimento: (i) da parte di ITALGAS, del ramo di azienda afferente il servizio di distribuzione del gas metano, (ii) da parte di AEM Torino, del ramo di azienda afferente il servizio di distribuzione del calore.

Si segnala che le concessioni per la Distribuzione del Gas sono attualmente in regime di *prorogatio* in attesa della indizione delle gare ad evidenza pubblica il cui termine è fissato in sei mesi dall'entrata in vigore del regolamento (11 febbraio 2012) per gli ambiti di Torino 1 – Città di Torino – Torino 2 – Impianto di Torino.

Con convenzione del 29 dicembre 2008 la Città di Nichelino (TO) ha affidato, con durata di 30 anni dall'ultimo allacciamento effettuato, la concessione per l'occupazione del suolo e del sottosuolo pubblico finalizzata alla posa in opera delle reti, degli impianti e delle infrastrutture relative all'erogazione del servizio di teleriscaldamento all'Associazione Temporanea di Imprese fra IREN Energia S.p.A., IREN Mercato S.p.A. e AES Torino S.p.A., che hanno costituito fra loro la S.r.l. Nichelino Energia.

Area Emiliana

Il servizio di distribuzione del gas metano nelle province emiliane è gestito da Iren Emilia S.p.A.. Si segnala che gli affidamenti in essere sono in regime di prorogatio in attesa della indizione delle gare ad evidenza pubblica.

Altre Aree territoriali

Il Gruppo IREN opera inoltre in numerose altre realtà del territorio Italiano in forza di affidamenti o concessioni rilasciate dai Comuni competenti a società a capitale misto in cui partecipano direttamente o indirettamente società del Gruppo IREN.

Di seguito se ne indicano le principali:

- Provincia di Ancona / Macerata - ASTEA S.p.A. (controllata al 21,32% dal Consorzio G.P.O. partecipato al 62,35% da IREN Emilia): Comuni di Osimo (AN) Recanati (MC), Loreto (AN) e Montecassiano (MC); affidamento con scadenza 31/12/2010;
- Comune di Vercelli - ATENA S.p.A. (partecipata al 40% da IREN Emilia): affidamento nel 1999 con scadenza 31/12/2010;
- Provincia di Livorno - ASA S.p.A. (partecipata al 40% da AGA S.p.A. controllata al 95,09% da IREN Emilia): Comuni di Livorno, Castagneto Carducci, Collesalvetti, Rosignano Marittima e San Vincenzo - Scadenza 31/12/2010.

Si segnala che le concessioni sono attualmente in regime di *prorogatio* in attesa della indizione delle gare ad evidenza pubblica secondo la tempistica fissata nell'allegato 1 del decreto 12 novembre 2011 n. 226.

Vendita gas naturale

In ottemperanza a quanto previsto dal Decreto Letta in materia di *unbundling*, ossia di separazione fra le attività di distribuzione e quelle di vendita di gas il Gruppo IREN svolge, inoltre, l'attività di vendita del gas naturale principalmente attraverso IREN Mercato.

Tale attività viene altresì svolta attraverso la partecipazione diretta o indiretta in società di vendita tra le quali:

- Gea Commerciale S.p.A. e Salerno Energia Vendite S.r.l. per l'area di Grosseto e per il centro sud Italia;
- Astea Energia S.r.l. per l'area Marchigiana;
- Atena Trading S.r.l. per l'area Vercellese.

A seguito di fusione per incorporazione di Enìa Energia S.p.A. in IREN Mercato (efficace dal 1° luglio 2010), quest'ultima ha acquisito la clientela già servita dalla società incorporata nell'area emiliana.

Settore Energia elettrica

AEM Torino Distribuzione gestisce nella Città di Torino il servizio pubblico di distribuzione dell'energia elettrica in forza di concessione ministeriale rilasciata dal Ministro dell'Industria Commercio e Artigianato ad AEM Torino in data 8 maggio 2001 e trasferita alla predetta AEM Torino Distribuzione con decreto di voltura del Ministro delle Attività Produttive del 23 febbraio 2004. Detta concessione ha termine di scadenza al 31 dicembre 2030.

Il Gruppo IREN, attraverso società miste locali, è presente nel settore della distribuzione dell'Energie Elettrica nelle seguenti principali aree:

- area Marchigiana, con ASTEA S.p.A.;
- area Vercellese, con ATENA S.p.A.

AEM Torino Distribuzione S.p.A. distribuisce l'energia elettrica nel Comune di Parma. La concessione per l'esercizio dell'attività di distribuzione di energia elettrica nel Comune di Parma, già attribuita all'AMPS S.p.A. e successivamente confluita in ENIA S.p.A., è stata volturata alla AEM Torino Distribuzione S.p.A., mantenendo la medesima scadenza al 31 dicembre 2030.

Servizio idrico integrato

Area Genovese

IREN Acqua Gas è titolare dell'affidamento della gestione del servizio idrico integrato (acquedotto, fognatura, depurazione) nei 67 comuni della Provincia di Genova per un totale di 880.000 abitanti serviti.

L'affidamento è stato attribuito con Decisione dell'Autorità dell'ATO Genovese il 13 giugno 2003 n. 8. e scadrà nel 2032.

Con L.R. Liguria num. 39 del 28/10/2008 è stata disciplinata l'organizzazione del servizio idrico integrato nel rispetto dei principi fissati dalla normativa comunitaria e nazionale, sono stati individuati sul territorio gli Ambiti territoriali ottimali per la Regione Liguria, tra cui quello di Genova, coincidente con il territorio della rispettiva provincia e sono state istituzionalizzate per ciascun Ambito e Autorità d'ambito territoriale.

Con successiva Decisione n. 9 del 17.12.2008, la Conferenza dei Sindaci dell'A.A.T.O., su richiesta di IAG S.p.A., prendeva atto che, ai sensi e per gli effetti dell'art. 4, comma 5, della Legge Regionale 39/2008, la concessione, già assegnata in via temporanea alla società IAG Spa, con la citata Decisione n. 8 del 13 giugno 2003, doveva ritenersi esistente al momento dell'entrata in vigore della predetta legge Regionale e poi, sempre la Conferenza dei Sindaci, in data 07.08.2009, assumeva la Decisione n. 9 con cui, in particolare, deliberava:

- di determinare, in forza del più volte richiamato art. 4, V comma, Legge Regionale 39/2008, la data di cessazione della concessione esistente, rilasciata ad A.M.G.A. S.p.A. (oggi Iride Acqua Gas S.p.A.) con decisioni di questa Conferenza n. 8 del 13 giugno 2003 e n. 16 del 22 dicembre 2003, al 31 dicembre 2032;
- di dare atto che la gestione del Servizio Idrico Integrato continuerà con le attuali modalità organizzative ed operative e mediante il ricorso a tutte le Società già operanti sul territorio provinciale;
- di approvare il Piano d'Ambito e il disciplinare tecnico sulla gestione degli investimenti e dei lavori, allegati al presente atto;
- (omissis..)".

Sulla base di tale Decisione, in data 05.10.2009 veniva sottoscritta con Iren Acqua Gas la Convenzione Aggiuntiva che, mantenendo ferme le condizioni contrattuali già previste nella precedente Convenzione (quella stipulata sulla base della decisione n. 8 del 13 giugno 2003), recepisce tutte le nuove condizioni contrattuali.

La gestione del servizio idrico integrato nel territorio dei Comuni della provincia di Genova viene svolta da Iren Acqua Gas tramite i gestori operativi salvaguardati e/o autorizzati con specifici provvedimenti dell'Autorità dell'Ambito Territoriale Ottimale Genovese che sono state assunti a decorrere dall'anno 2003. Le società autorizzate e/o salvaguardate del Gruppo IREN che svolgono la funzione di gestore operativo, e che hanno sottoscritto con Iren Acqua Gas specifiche convenzioni, sono Mediterranea delle Acque S.p.A. (controllata al 60% da IREN Acqua Gas), IdroTigullio S.p.A. (controllata al 66,55% da Mediterranea delle Acque S.p.A.) e AMTER S.p.A. (partecipata al 49% da Mediterranea delle Acque S.p.A.).

In particolare, Mediterranea delle Acque rappresenta il principale gestore operativo che supporta la SPL Iren Acqua Gas come gestore dell'ATO Genovese, estendendo la propria attività, oltre che alla Città di Genova, ad altri 37 Comuni (su un totale di 67) appartenenti al medesimo Ambito Territoriale.

Area Emiliana

Il Gruppo IREN presta i servizi idrici integrati sulla base di specifico affidamento del servizio fatto dai rispettivi Enti Locali regolati dalle Convenzioni stipulate con gli ATO competenti. La tabella che segue riporta i dati relativi alle convenzioni in essere nel territorio in cui opera il Gruppo.

ATO	Regime	Data di stipula	Data di scadenza
Reggio Emilia	Convenzione ATO/gestore	30 giugno 2003	31 dicembre 2011 (*)
Parma	Convenzione ATO/gestore	27 dicembre 2004	30 giugno 2025
Piacenza	Convenzione ATO/gestore	20 dicembre 2004	31 dicembre 2011 (*)

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

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

La Regione Emilia Romagna ha disposto la continuazione delle gestioni in corso, nonché la continuità, il livello di qualità e la possibilità di sviluppo del servizio idrico integrato e del servizio gestione rifiuti urbani e assimilati per il periodo 2012-2013-2014.

In esito alle operazioni di riorganizzazione previste dal processo di fusione di Enia S.p.A. in Iride S.p.A., con effetto dal 1° luglio 2010, la gestione dei Servizi Idrici Integrati negli ATO di Parma e Reggio Emilia è stato trasferita in capo a IREN Acqua Gas. Questa si avvale, sul piano operativo, delle strutture di IREN Emilia. La gestione del Servizio Idrico Integrato di Piacenza è stata trasferita da Iren Emilia ad Iren Acqua Gas nel mese di settembre 2011.

La proprietà dei beni e delle reti relative al settore idrico è stata trasferita a società interamente possedute da Enti pubblici. Queste società hanno messo le reti e gli *asset* a disposizione del Gruppo Iren sulla base di un contratto ed a fronte del pagamento di un canone.

Altre Aree territoriali

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

- ATO Toscana Costa – ASA S.p.A. (partecipata al 40% di AGA S.p.A. controllata al 99,64% da IREN Emilia) Servizio idrico integrato in Comune di Livorno ed altri della Provincia;
- Ambito Territoriale Marche Centro - Macerata (ATO3). ASTEA S.p.A. (partecipata al 21,32% da Consorzio GPO a sua volta controllato al 62,35% IREN Emilia) limitatamente ai Comuni di Recanati – Loreto – Montecassiano – Osimo - Potenza Picena - Porto Recanati;
- Ambito territoriale Biellese Casalese Vercellese: ATENA S.p.A. (partecipata al 40% da IREN Emilia) per l'area Vercellese;
- Comune di Ventimiglia: AIGA S.p.A. (partecipata al 49% IREN Acqua Gas);
- Comune di Imperia: AMAT S.p.A. (partecipata al 48% IREN Acqua Gas);
- Ambito Territoriale Alessandrino: ACOS S.p.A. (partecipata al 25% IREN Emilia) per il Comune di Novi Ligure.

Settore ambientale

Il Gruppo IREN tramite la società Iren Emilia presta i servizi ambientali sulla base degli affidamenti disposti dagli Enti Locali regolati dalle Convenzioni stipulate con le ATO competenti. La tabella che segue riporta i dati relativi alle convenzioni in essere nel territorio 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	27 dicembre 2004	31 dicembre 2014
Piacenza	Convenzione ATO/gestore	18 maggio 2004	31 dicembre 2011 (*)

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

Sulla base della normativa della Regione Emilia Romagna, le convenzioni prevedono una durata decennale degli Affidamenti. Anche per il servizio gestione rifiuti si applicano le scadenze previste dal legislatore nazionale con L. 221/2012 e dal legislatore regionale.

Settore Servizi al Comune di Torino

Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi), dal 31/10/2006, è subentrata ad AEM Torino S.p.A.:

- nella titolarità della Convenzione stipulata con il Comune di Torino, efficace dal 01/01/1997, avente ad oggetto l'affidamento, con scadenza 31/12/2036, della gestione del servizio pubblico di illuminazione pubblica e semaforico nel comune di Torino;

- nella titolarità dell'affidamento, con scadenza il 31/12/2014, del servizio di gestione degli impianti termici comunali(Disciplinare del 30/11/2000);
- nella titolarità dell'affidamento, con scadenza il 31/12/2014, del servizio di gestione degli impianti elettrici e speciali degli edifici comunali (convenzione efficace dal 01/01/2000).

Con deliberazione del 3 novembre 2010 la Giunta Comunale di Torino ha deliberato di affidare, ai sensi dell'articolo 218 del codice dei contratti pubblici (decreto legislativo n. 163/2006) a Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi) i contratti di servizi inerenti alla gestione degli Impianti Elettrici e Speciali e degli Impianti Termici e di Condizionamento degli edifici comunali, fino al 31 dicembre 2017.

Con deliberazione del 27 novembre 2012, la Giunta Comunale di Torino ha prolungato fino al 31 dicembre 2020 gli affidamenti dei suddetti contratti di servizi.

GESTIONE FINANZIARIA

Scenario di riferimento.

Nel corso dell'anno 2013 il trend ribassista dei tassi di interesse, proseguito durante tutto l'anno 2012, si è arrestato. La Banca Centrale Europea è intervenuta con due ulteriori tagli del tasso a maggio e novembre 2013 portando il livello di riferimento allo 0,25%.

Esaminando l'andamento del tasso euribor a sei mesi, si rileva che alla fase ribassista dell'anno 2012 è seguita una fase di stabilità per tutto l'anno 2013 in linea con l'attuale livello dello 0,4%. Le quotazioni dei tassi fissi, riflessi nei valori dell'IRS a 5 e 10 anni, hanno conosciuto anch'essi una fase ribassista con nuovi minimi storici fino al primo semestre 2013, nella seconda parte dell'anno, seppur in un contesto di sensibile volatilità, si è registrata una fase di crescita dei tassi a termine.

Attività svolta

Nel corso del 2013 è proseguita l'attività volta a consolidare la struttura finanziaria del Gruppo Iren. L'evoluzione dei fabbisogni finanziari viene monitorata attraverso una attenta pianificazione finanziaria, che consente di prevedere la necessità di nuove risorse finanziarie tenuto conto dei rimborsi dei finanziamenti in essere, dell'evoluzione dell'indebitamento tenuto conto 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 del gruppo, l'adozione di una gestione accentrata in Iren delle operazioni di tesoreria, 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.

Passando più dettagliatamente alle operazioni di finanziamento compiute nel 2013, si evidenzia che sono stati perfezionati ed utilizzati nuovi finanziamenti a medio lungo termine per complessivi 468 milioni di euro. Precisamente, nel primo trimestre 2013 è stato stipulato ed utilizzato un nuovo finanziamento con Cassa Depositi e Prestiti per 100 milioni di euro con durata 15 anni, a maggio 2013 è stata perfezionata ed utilizzata l'ultima tranche di 58 milioni di euro con durata 15 anni a valere sui fondi concessi dalla Banca Europea per gli Investimenti con rilascio di garanzia bancaria, a fine settembre è stato perfezionato il rinnovo a medio termine per complessivi 100 milioni di euro di un finanziamento bancario con Banca Regionale Europea. Nei mesi di ottobre e novembre si è inoltre completata con successo l'emissione inaugurale di un prestito obbligazionario tipo Private Placement con successiva riapertura, per complessivi 210 milioni di euro e durata 7 anni.

I nuovi finanziamenti sono stati concessi in particolare a supporto del programma di investimenti e consentono di mantenere un adeguato equilibrio tra esposizione finanziaria a breve e lungo termine del Gruppo. Al 31 dicembre 2013 sul totale indebitamento finanziario netto di Gruppo l'indebitamento finanziario netto a medio lungo termine rappresenta una quota pari al 73%, tale percentuale tiene conto della classificazione nelle Attività finanziarie a lungo dei crediti verso il Comune di Torino.

Nell'ambito del Gruppo, la società AES Torino (consolidata al 51%) ha ottenuto nel mese di giugno 2013 un nuovo finanziamento bancario in pool per 195 milioni di euro a copertura del finanziamento in scadenza. La società OLT Offshore LNG Toscana (consolidata al 41,71%) ha ottenuto nel corso del 2013 nuovi finanziamenti dai soci Iren Mercato (finanziata da Iren nell'ambito della finanza accentrata di gruppo) ed E.On in quote paritarie e per complessivi 125 milioni di euro; il totale finanziamento soci alla società OLT a supporto degli investimenti risulta pari a 726 milioni di euro al 31 dicembre 2013. Inoltre, nell'ambito dell'operazione di acquisizione del ramo di Società nel settore energie rinnovabili da parte di Iren Rinnovabili, sono state conferite posizioni di debito a medio-lungo termine, a fronte degli impianti finanziati, per complessivi 22 milioni di euro (consolidati al 70%).

Per quanto concerne i rischi finanziari, il Gruppo Iren è esposto a diverse tipologie di rischi finanziari tra le quali, rischi di liquidità, rischi di variazione nei tassi di interesse, cambi. Nell'ambito dell'attività di Risk Management, al fine di limitare tali rischi, il Gruppo utilizza contratti di copertura, seguendo un'ottica non speculativa. Per maggiori dettagli si rinvia al paragrafo "Risk Management" delle Note Esplicative.

Nel 2013 non sono stati perfezionati nuovi contratti di copertura dei rischi finanziari, peraltro una parte dei nuovi finanziamenti stipulati nell'anno sono stati contrattualizzati a tasso fisso.

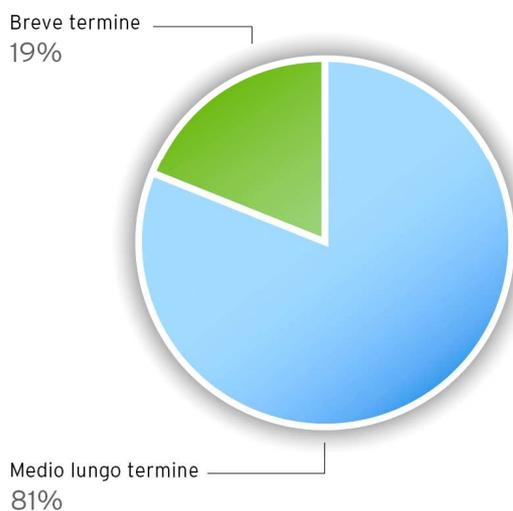
Al 31 dicembre 2013 la quota di debito a tasso variabile non coperta con strumenti di derivato tasso è pari al 29% delle posizioni di mutuo e al 26% dell'indebitamento finanziario netto consolidato, in linea con

l'obiettivo del Gruppo Iren di mantenere un equilibrato rapporto tra posizioni a tasso variabile e posizioni a tasso fisso o comunque protette da significativi rialzi del tasso di interesse.

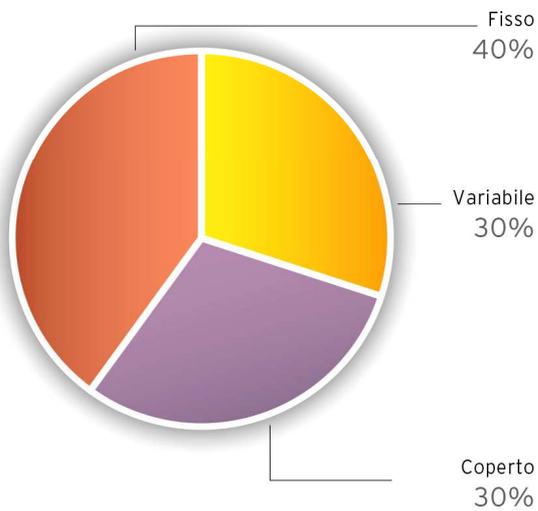
Indebitamento finanziario
netto per scadenza

Indebitamento finanziario
netto per tipologia tasso

Situazione al 31/12/2012

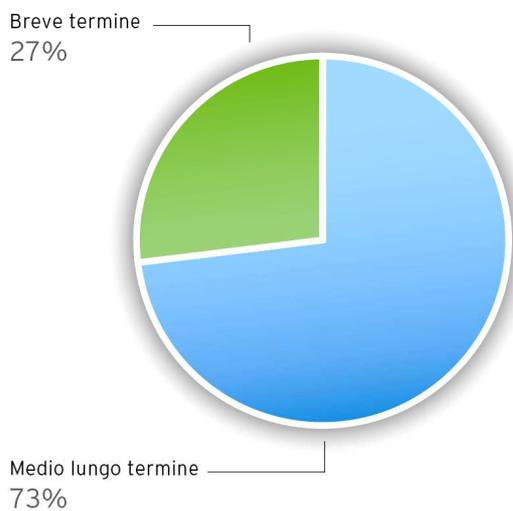


2.555 milioni di euro

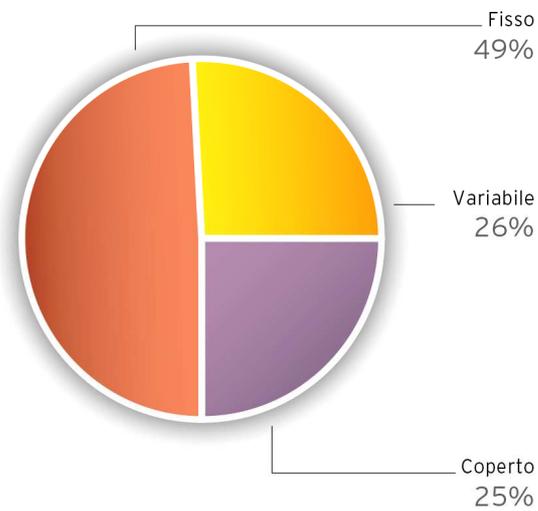


2.555 milioni di euro

Situazione al 31/12/2013



2.525 milioni di euro



2.525 milioni di euro

RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

La Società e le Società dalla stessa controllate basano i rapporti con parti correlate su principi di trasparenza e correttezza. Buona parte di tali rapporti attengono a prestazioni fornite alla generalità della clientela (fornitura di gas, acqua, energia elettrica, calore ecc.) e sono regolati dai contratti normalmente applicati in tali situazioni.

Ove non si tratti di prestazioni di tipo corrente, i rapporti sono regolati da specifici contratti, le cui condizioni sono fissate sulla base delle normali condizioni praticate sul relativo mercato. Nel caso in cui tale riferimento non sia disponibile o significativo, si definiscono i diversi profili mediante ricorso ad esperti e/o professionisti indipendenti.

Le informazioni relative ai rapporti patrimoniali, economici e finanziari con parti correlate sono riportate nelle Note esplicative del bilancio consolidato.

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 Autodisciplina di Borsa Italiana attribuisce su tale aspetto specifiche responsabilità. Il modello di Enterprise Risk Management operativo nell'ambito del Gruppo contiene l'approccio metodologico alla identificazione, valutazione e gestione integrata dei rischi del Gruppo.

Per ciascuna delle seguenti tipologie di rischio:

- Rischi Finanziari (tasso di interesse, tasso di cambio, spread)
- Rischi di Credito
- Rischi Energetici, riconducibili a mercati energetici e/o finanziari quali variabili di mercato o scelte di pricing
- Rischi Operativi, riconducibili alla proprietà degli asset, all'esercizio dell'attività industriale, ai processi, alle procedure ed 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.

Nell'ambito del modello di Enterprise Risk Management del Gruppo, sono stati integrati anche i rischi c.d. Reputazionali, connessi al mantenimento della fiducia e dell'immagine positiva del Gruppo da parte degli stakeholder.

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 di ciascuna tipologia di rischio.

Nell'ambito del Gruppo IREN è stata costituita la Direzione "Risk Management", posta alle dipendenze del Vice Presidente, a cui sono state formalmente demandate le seguenti attività:

- coordinamento del processo di gestione integrata dei rischi di Gruppo;
- stipula e gestione delle polizze assicurative, con la collaborazione della funzione Legale.

È inoltre attivo un processo di controllo periodico della sinistrosità nei diversi settori e su tutte le aree operative del Gruppo al fine di stabilire e rendere operative le più idonee modalità di contenimento e riduzione. Di seguito si riporta una sintesi della modalità di gestione dei rischi 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 scadenze prestabiliti.

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, sia attraverso un sistema di cash pooling, sia con un sistema di accentramento sui conti correnti di IREN di tutti gli incassi e pagamenti, 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.

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

Per una più dettagliata analisi del rischio in oggetto si rimanda a quanto riportato nel paragrafo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo" inserita nelle note esplicative del Bilancio consolidato.

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 crescita 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.

Per una più dettagliata analisi del rischio in oggetto si rimanda a quanto riportato nel paragrafo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo" inserita nelle note esplicative del Bilancio consolidato.

2. RISCHIO DI CREDITO

Nel Gruppo Iren S.p.A. il rischio di credito, essenzialmente attribuibile all'ammontare dei crediti commerciali derivanti dalla vendita di energia elettrica, teleriscaldamento, gas e all'erogazione dei servizi idrico ed ambientale, non presenta una particolare concentrazione essendo i crediti suddivisi su un largo numero di controparti quali clientela retail, mid business, business ed enti pubblici.

Il Gruppo, nello svolgimento della propria attività, è esposto al rischio che i crediti possano, a causa dell'attuale crisi economico/finanziaria generalizzata e alle conseguenti condizioni finanziarie dell'obbligato, non essere onorati alla scadenza. I rischi sono riconducibili quindi all'aumento dell'anzianità e conseguente insolubilità, all'aumento del numero delle procedure concorsuali oltre che incorrere in una perdita di valore che può comportare la cancellazione in tutto o in parte dal bilancio.

Per una più dettagliata analisi del rischio in oggetto si rimanda a quanto riportato nel paragrafo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo" inserita nelle note esplicative del Bilancio consolidato.

3. RISCHIO ENERGETICO

Il Gruppo IREN è esposto al rischio prezzo, ivi compreso il relativo rischio cambio, sulle commodity energetiche trattate, ossia energia elettrica, gas naturale, carbone, ecc. dal momento che sia gli acquisti sia le vendite risentono delle oscillazione dei prezzi di dette commodity energetiche direttamente ovvero attraverso formule di indicizzazione.

La politica del Gruppo è orientata a minimizzare la necessità di fare ricorso ai mercati finanziari per coperture, sia mediante l'allineamento delle indicizzazione delle commodity in acquisto e in vendita sia attraverso lo sfruttamento verticale e orizzontale delle varie filiere di business.

A tal fine viene eseguita un'attività di pianificazione della produzione per gli impianti del Gruppo e dell'acquisto di energia, con l'obiettivo di bilanciare autoproduzione e fornitura di energia dal mercato rispetto alla domanda proveniente dai clienti del Gruppo.

Per una più dettagliata analisi del rischio in oggetto si rimanda a quanto riportato nel paragrafo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo" inserita nel Bilancio consolidato.

4. RISCHI OPERATIVI

Rientrano in questa categoria tutti i rischi non ricompresi negli ambiti precedenti che possono impattare sul conseguimento degli obiettivi operativi, vale a dire relativi all'efficacia e all'efficienza delle operazioni aziendali inclusi i livelli di performance, di redditività e di protezione delle risorse da eventuali perdite.

Il modello di Enterprise Risk Management operativo nell'ambito del Gruppo ha come obiettivo la gestione integrata e sinergica dei rischi e segue un processo che si articola nelle seguenti fasi:

- individuazione;
- valutazione;

- trattamento;
- controllo;
- reporting.

Lo svolgimento di ciascuna delle fasi del processo avviene sulla base di standard e riferimenti definiti a livello di Gruppo.

I principali rischi rientranti nelle categorie di cui sopra sono valutati in termini di impatto, di probabilità di accadimento e di livello di controllo; tali valutazioni sono soggette a revisione periodica. Sono monitorati altresì gli indicatori che consentono di esaminare il rischio in termini di trend e di criticità.

Su base almeno trimestrale, si aggiorna la situazione dei rischi del Gruppo, nella quale sono evidenziati la dimensione e il livello di controllo di tutti i rischi monitorati, compresi quelli finanziari, di credito ed energetici.

Oltre ai rischi c.d. operativi, sono gestiti anche i principali rischi reputazionali.

Le situazioni di rischio e i relativi indicatori sono trasmessi al top management e ai risk owner, che sono coinvolti nelle attività di mitigazione e di miglioramento.

L'analisi di rischio è utilizzata come input per la redazione degli strumenti di pianificazione.

Il processo di gestione dei rischi operativi è anche finalizzato all'ottimizzazione dei profili assicurativi di Gruppo nei principali filoni "property" e "liability".

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 esistono strutture interne al Gruppo IREN, dedicate al continuo monitoraggio della legislazione di riferimento al fine di valutarne e per quanto possibile mitigarne gli effetti.

b. Rischi strategici

Il settore delle local utilities è in fase di forte evoluzione e consolidamento. Deregolamentazione e liberalizzazione impongono di affrontare con decisione la pressione competitiva, cogliendo le occasioni di crescita aziendale esogena ed endogena che il mercato offre.

Da tutto ciò deriva un'esposizione del Gruppo a rischi di carattere normativo, tecnico, commerciale, economico e finanziario (ottenimento di autorizzazioni, applicazione di nuove tecnologie, rispetto delle marce commerciali, analisi della posizione competitiva, etc.), cui esso fa fronte attraverso processi e strutture dedicate, volti a presidiare tutte le fasi dalla valutazione, all'autorizzazione, alla realizzazione di tali progetti.

Sui rischi di tipo strategico, Risk Management effettua specifiche valutazioni quali-quantitative, con cui si evidenziano i principali fattori di rischio e i piani di trattamento necessari.

c. Rischio impianti

In relazione alla consistenza degli asset di produzione del Gruppo il rischio impianti viene 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, etc..).

Per gli impianti più rilevanti, Risk Management svolge periodicamente dei survey, grazie ai quali può dettagliare accuratamente gli eventi a cui tali impianti potrebbero essere esposti e le conseguenti azioni di prevenzione.

Sono altresì operativi strumenti assicurativi opportunamente configurati in base alle singole realtà impiantistiche.

d. Rischi informatici

I principali rischi operativi di tipo informatico sono correlati alla disponibilità dei sistemi "core" tra i quali l'interfacciamento con la borsa elettrica da parte della società IREN Mercato.

La Società è infatti uno dei principali operatori italiani sulla borsa elettrica ed eventuali indisponibilità accidentali del sistema stesso potrebbero portare conseguenze economiche rilevanti, legate alla mancata presentazione di offerte di vendita e di acquisto dell'energia.

A mitigazione di tali rischi sono state predisposte specifiche misure, quali ridondanze di parti di sistema e debite procedure di emergenza ("Disaster recovery"), che periodicamente vengono sottoposte a simulazioni, al fine di garantirne l'efficacia.

e. Rischio congiunturale

La difficile situazione economica mondiale degli ultimi anni, che ha colpito pesantemente i Paesi dell'Eurozona, sta tuttora avendo effetti recessivi gravi sulle finanze dello Stato e delle imprese.

In particolare, il crollo dei consumi e della produzione industriale può avere forti impatti su imprese che, come Iren, prestano servizi di pubblica utilità ai cittadini e alle imprese.

L'andamento della domanda interna di beni e servizi e le condizioni (costo e qualità) del credito costituiscono le maggiori incertezze sulla previsione di ripresa economica.

Nell'ambito del Gruppo Iren, attraverso il sistema di Enterprise Risk Management, sono monitorati l'evoluzione e gli impatti sulle business unit aziendali assumendo i possibili correttivi, in particolare nei settori finanziario e delle commodity.

RICERCA E SVILUPPO

Le attività di ricerca e sviluppo svolte nell'ambito del Gruppo nel corso dell'esercizio 2013 sono state prevalentemente orientate all'ottimizzazione ed al miglioramento di applicazioni operative ed a valutazioni di opportunità connesse all'utilizzo di tecnologie innovative. Si riportano di seguito le principali iniziative.

Area Torino

Le attività di ricerca e sviluppo svolte nell'ambito del Gruppo nell'esercizio 2013 sono state prevalentemente orientate a:

- partecipazione in ambiente europeo a progetti di ricerca in aree di interesse strategico (Smart Grid, Smart City, ...);
- ottimizzazione e miglioramento di applicazioni operative;
- valutazioni di opportunità connesse all'utilizzo di tecnologie innovative.

Si riportano di seguito le principali iniziative che hanno caratterizzato l'attività di ricerca e sviluppo della SPL IREN Energia (e controllate) nel 2013.

PROGETTI EUROPEI

Iren partecipa attivamente alla realizzazione di progetti di ricerca, anche in ambito Smart City. Si riporta di seguito un breve elenco delle attività in cui la Società è coinvolta:

DIMMER: il progetto è relativo allo sviluppo di efficaci interfacce web che forniscano feedback in tempo reale sull'impatto energetico dei comportamenti degli utenti a livello di quartiere.

Partners: Politecnico di Torino, CSI, Università di Torino, Università di Manchester, patrocinato dal Comune di Torino, PMI italiane ed europee.

Il progetto è stato vinto e sono iniziate le attività (il primo deliverable è già ufficializzato).

EMPOWERING: il progetto di ricerca ha la finalità di "dare potere" all'utente finale di risparmiare energia attraverso informazioni "smart" che potrà leggere sui contatori intelligenti e su bollette energetiche più semplici e personalizzate.

Partners: Politecnico di Torino, Comune di Reggio Emilia, utilities danesi, francesi e spagnole, PMI italiane ed europee.

Il progetto è stato vinto e sono iniziate le attività con il coinvolgimento dell'utenza ed una prima realizzazione dell'infrastruttura informatica per la gestione dei dati.

FABRIC (FeAsiBility analysis and development of on-Road charging solutions for future electric vehiCles): il progetto è relativo allo sviluppo di un sistema di ricarica per auto elettriche in movimento tramite bobine induttive annegate nel cemento stradale.

Partners: Politecnico di Torino, Centro ricerche Fiat, Pininfarina, Energrid, Scania Nissan, partner industriali esteri, PMI italiane ed europee.

Il progetto è stato vinto e si è svolto il primo kick-off meeting.

Progetto ProLITE

Si tratta di un progetto Europeo orientato all'innovazione dell'illuminazione. Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi), che partecipa al Progetto come partner tecnologico della Città di Torino, è coinvolta nella organizzazione di un test, indirizzato ai sistemi di illuminazione interna di tre edifici scolastici cittadini. Le attese sono di una riduzione della bolletta energetica del 20%.

Progetto Tribute

E' un progetto Europeo di ottimizzazione dei sistemi di monitoraggio energetico di misura dei consumi integrandoli con funzioni avanzate di energy management e con strumenti di progettazione e di controllo degli edifici, con una particolare attenzione all'impatto dei comportamenti degli utenti sui consumi finali. I dati costituiranno un database per interventi di efficientamento energetico e permetteranno di valutare la

salute complessiva dell'edificio e di individuare i punti deboli del suo "sistema energetico" che agiscono negativamente sui consumi.

Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi) è il partner tecnologico della Città e sarà incaricata di realizzare gli interventi progettati dalla Città stessa.

E' stato inoltre costituito il *Gruppo di Progetto "Smart Grid"* interno ad Iren Energia (AEMD) con lo scopo di analizzare le diverse soluzioni in ambito Smart Grid elettriche per una futura implementazione sulla rete AEMD.

RISPARMIO ENERGETICO E FONTI RINNOVABILI

Illuminazione pubblica della città di Torino

E' terminato il piano di sostituzione degli apparecchi con lampade a mercurio, installando sodio HP o alogenuri metallici: che ha comportato la sostituzione di circa 7.000 apparecchi con una riduzione di potenza di circa 100 W cadauno.

La riduzione di potenza conseguita è pari a circa 700 kW con conseguente riduzione di consumo di energia elettrica pari a circa 2,94 GWh, con minori emissioni pari a circa 550 TEP.

Impianti semaforici

Nel corso del 2013 sono stati rinnovati 9 impianti semaforici, sono state sostituite le lanterne a lampada tradizionale su 6 impianti e sulle lanterne poste sui sospesi, installando nuove lanterne semaforiche a LED in sostituzione delle tradizionali lanterne con lampade ad incandescenza.

Sono state installate 391 lanterne, per una potenza installata pari a 15,353 kW.

L'utilizzo di lanterne tradizionali avrebbe comportato l'installazione di una potenza pari a 70,86 kW. Tenendo conto degli orari di accensione degli impianti, e dell'alternanza delle luci semaforiche, il risparmio annuo è pari a 35,48 TEP.

Efficientamento energetico degli edifici

E' in corso di predisposizione una proposta alla Città di Torino relativa ad un intervento di ammodernamento ed efficientamento degli impianti gestiti da Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi) (impianti termici ed elettrici asserviti agli stabili comunali, impianti IP ed impianti semaforici). Il piano, di durata pluriennale, consentirà a fine interventi un risparmio di circa 3.500 TEP/anno ed una riduzione delle emissioni di CO₂ pari a circa 8.200 Ton/anno.

Efficienza energetica

Nel corso del 2013 si è consolidata l'attività di Energy Management da parte dell'Energy Manager e in particolare sono state svolte le seguenti attività:

- Analisi dei dati di consumo relativi a IEN, ISE e AEMD: individuazione dei punti di consumo e raccolta dei dati relativi al 2013 e confronto con trend del periodo 2010-2013;
- Confronto e allineamento fra gli Energy Manager del Gruppo: organizzazione di incontri periodici (cadenza bimensile) con gli Energy Manager di Iren Acqua Gas e Iren Emilia;
- Avvio delle attività rivolte alla certificazione UNI CEI EN ISO 50001 (Sistema Gestione Energia): si sono scritte le procedure necessarie e si è avviata l'attività di predisposizione delle analisi energetiche iniziali, completandone una da prendere come esempio (centrale Torino Nord). Si è svolta una verifica con l'Ente Certificatore (CSQ) per valutare la "distanza" (gap analysis) tra quanto predisposto e già attualmente disponibile e quello che è necessario per ottenere la certificazione. Si prevede l'ottenimento della Certificazione entro il 2014;
- Avvio delle attività alla certificazione UNI EN 11352 (ESCO) per la società Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi): si sono scritte le procedure necessarie e si è avviata l'attività di predisposizione degli altri documenti (schemi contrattuali). Si è svolta una verifica con l'Ente Certificatore (CSQ) per valutare la "distanza" (gap analysis) tra quanto predisposto e già attualmente disponibile e quello che è necessario per ottenere la certificazione. Si prevede l'ottenimento della Certificazione entro il primo semestre 2014.

Analisi e sperimentazione cabine elettriche ad impatto elettromagnetico nullo

Lo scopo dell'attività è stato quello di valutare la fattibilità di realizzazione della massima riduzione della fascia di rispetto di una cabina elettrica del Distributore, con l'obiettivo di contenere tale fascia di rispetto (alle condizioni di carico nominale della cabina) entro una distanza massima di 10-20 cm dalle pareti di cabina. La cabina analizzata è composta dai seguenti componenti:

L'attività è stata caratterizzata da 3 fasi:

1. analisi di impatto ambientale: dai dati forniti relativi alle future infrastrutture elettriche che verranno installate, mediante un software di calcolo tridimensionale è stato possibile determinare i livelli di induzione magnetica nelle aree sensibili. I risultati hanno l'obiettivo di individuare i livelli di induzione magnetica al fine di un progetto e dimensionamento delle opere di mitigazione;
2. analisi sperimentale: caratterizzazione tramite misure sperimentali delle schermature di fatto non considerate nelle valutazioni di impatto ambientale (es. schermatura naturale del quadro MT dovuta all'involucro metallico). Tale valutazione ha richiesto una sperimentazione sul materiale di tali schermature;
3. analisi di possibili soluzioni schermanti: sulla base dei risultati ottenuti dalla valutazione di impatto ambientale e dall'analisi sperimentale, sono state valutate le migliori soluzioni di abbattimento di livelli di induzione magnetica e riduzione della fascia di rispetto.

Sulla base degli esiti delle analisi condotte sulle apparecchiature e sui possibili schermi è stata effettuata un'attività di sperimentazione operativa su alcune cabine di rete appositamente rinnovate.

I risultati conseguiti sono stati presentati ai competenti uffici di Comune ed ARPA per condividere la possibilità di utilizzo della tecnologia per l'annullamento delle fasce di rispetto da prevedere intorno alle cabine fuori terra.

Telecontrollo impianti di teleriscaldamento

Il progetto di telecontrollo degli impianti di teleriscaldamento ha l'obiettivo di fornire gli strumenti per una gestione efficace delle attività di controllo dei consumi, delle attività di impostazione dei parametri di funzionamento, delle attività di manutenzione tecnica e gestione degli allarmi delle sottostazioni di scambio termico, nell'ottica di migliorare i servizi alla clientela del Teleriscaldamento. A tal fine è stata progettata una piattaforma tecnologica in grado di acquisire i parametri di funzionamento dalle sottostazioni, di elaborare i dati, e di offrire gli strumenti di reportistica e di controllo necessari.

- Al termine del 2013 sono in esercizio 3.550 impianti su 4.900, ed è in fase di definizione con AES l'installazione degli altri 1.350 per i quali sono state necessarie alcune modifiche progettuali;
- Tramite il Portale Integrato di Lettura Contatori viene gestito tutto il processo di acquisizione dei segnanti, sia dei contatori teleletti che di quelli letti manualmente;
- Tramite il Portale vengono generati i comandi di variazione climatica e delle fasce orarie richiesti dai clienti: Nel 2013 sono state gestite circa 32.500 richieste;
- Grazie ai comandi massivi sono state predisposte centralmente le impostazioni per l'avvio e lo spegnimento degli impianti ad inizio e fine stagione;
- Un attento controllo sta garantendo i ritorni economici attesi, sia per AES che per Gruppo.

Sono in collaudo alcune espansioni del sistema tra cui: monitoraggio perdite, monitoraggio pressioni, risparmio energetico, bilanciatori di Carico.

Nel 2013 sono stati inoltre venduti e installati 200 quadri di telecontrollo alla Sei Energia per il monitoraggio della rete di teleriscaldamento di Collegno-Rivoli-Grugliasco.

Anche grazie i progetti europei Dimmer, Empowering ed Enrg4cast, è in corso la progettazione di nuove funzionalità.

Portale e integrazione sistemi del Distributore

Aem Torino Distribuzione (AEMD) ha completato il progetto di integrazione dei sistemi informativi tra le aree di Parma e di Torino relativamente alle attività commerciali (ricezione e consuntivazione richieste dei venditori, predisposizione preventivi, gestione misure, fatturazione, etc.).

Tale progetto "trasversale" ha coinvolto personale tra funzioni di AEMD, Iren Mercato, Iren Emilia, Enia Parma e personale IT di Iren Emilia e Iren Energia, interessato oltre 10 diversi sistemi informatici (SAP,

CNRG, Reti, AMM, EDW, Portale Aemd, Repository Misure, Load Profiling, etc.); le attività previste sono state ultimate il 20 Gennaio 2013 raggiungendo i seguenti obiettivi:

- unificazione dei sistemi informatici del distributore con conseguente riduzione dei costi di gestione e manutenzione dei sistemi stessi;
- riorganizzazione ed accentramento delle attività commerciali, attraverso l'utilizzo del Portale di AEMD necessario alla registrazione delle richieste effettuate dai Venditori;
- separazione delle banche dati tra AEMD e Iren Mercato anche relativamente all'Area di Parma, come previsto dalle disposizioni dell'Autorità per l'Energia elettrica e il gas in materia (Unbundling);
- porre le basi per l'unificazione dei sistemi anche per la gestione delle attività operative (segnalazione guasti, Mob-i, etc.).

Nel corso del secondo semestre del 2013 sono state svolte le seguenti attività:

- Migrazione dei sistemi AMM di telegestione dei contatori elettronici BT di Torino e Parma su un nuovo sistema AMM unificato ubicato a Torino;
- Migrazione dei sistemi EDW di telelettura dei contatori elettronici MT di Torino e Parma su un nuovo sistema unificato IDSpecto ubicato a Torino;
- Avvio dell'utilizzo del client Mob-i sulle postazioni di back office di Parma per la consuntivazione delle attività svolte sul campo.

Rinnovo piattaforma contact center - INTEGRAZIONE CON GUASTI

A partire dal 1° gennaio 2013, in ottemperanza a quanto previsto dalla delibera AEEG 198/2011, è stata avviata l'integrazione dell'applicazione di segnalazione guasti su rete elettrica con la piattaforma del Contact Center che permette, per ogni segnalazione di guasto, di abbinare automaticamente le informazioni relative alla chiamata, ovvero data e ora di ricezione, numero di telefono del chiamante, operatore del Contact Center e registrazione audio della chiamata.

Nell'arco dell'anno sono state svolte delle attività di verifica e affinamento del sistema che hanno permesso di migliorarne le prestazioni e rendere elettronici alcuni documenti precedentemente effettuati in modo cartaceo (registro interruzioni in bassa tensione).

Nel corso del secondo semestre del 2013 sono state inoltre svolte le seguenti attività:

- Integrazione delle funzionalità del sistema per l'analisi e la reportistica dei dati come richiesto dall'AEEG.
- Implementazione di un sistema di monitoraggio per il controllo del corretto funzionamento del sistema e dell'operatività.

Sviluppo Sistemi Informativi IEN

Applicazione Mob-i client in HTML5 per tablet di qualsiasi tipo

Con la sempre maggiore diffusione di tablet con sistema operativo Android ed Apple iOS è sorta la necessità di sviluppare un'applicazione client per il sistema di workforce management Mob-i in grado di funzionare su questo genere di dispositivi.

Per limitare i costi di sviluppo e manutenzione è stato scelto di realizzare l'applicazione client di Mob-i con la tecnologia HTML5, che permette di realizzare applicazioni web in grado di funzionare su qualunque dispositivo, senza dover sviluppare applicazioni dedicate per ogni sistema operativo.

L'applicazione Mob-i client in HTML5 permette ai singoli operatori sul campo di sincronizzare su tablet, smartphone, PDA o PC, le attività loro assegnate e di poterle consultare e consuntivare anche in modalità offline, nel caso in cui non sia disponibile la connessione di rete.

Attualmente il client HTML5 è utilizzato sui PDA di AES e Genova Reti Gas, sui netbook di Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi) e sugli iPad in dotazione ai preventivisti di AES.

Progetto Empowering

Nell'ambito del Progetto europeo Empowering, Sviluppo Sistemi Informativi di Iren Energia nel corso del secondo semestre del 2013 sono state svolte le seguenti attività:

- E' stato realizzato e messo in linea il Portale Web sul sito di IREN Energia per la compilazione del questionario Online;
- E' stata realizzata l'interfaccia per lo scambio dei dati con il sistema centrale di CINME ed effettuati i relativi test;
- E' stato realizzato l'Online Tool, avendo cura di renderlo compatibile con smartphone, tablet e PC. L'applicazione web è attualmente in fase di test.

Progetto SmartPOD AEMD

Nel corso del secondo semestre del 2013 è stato implementato un portale del distributore destinato agli utenti finali.

Lo scopo principale del portale è mettere a disposizione degli utenti finali le curve di carico e le letture del proprio contatore, ma in futuro potrebbe essere esteso per fornire agli utenti finali varie funzionalità relative al proprio POD, ad esempio:

- Segnalazione guasto
- Ricezione notifica guasto in corso
- Ricezione notifica interruzione programmate in corso
- Ricezione notifica lavoro in corso
- Ricezione notifica consumo anomalo
- Avviso di imminente riduzione di potenza causa morosità
- Avviso di imminente distacco causa morosità
- Etc ...

IL PROGETTO AUTO-ELETRICA A PARMA

Il 1° marzo scorso è stato firmato un protocollo di intesa tra Comune di Parma, Regione Emilia Romagna, Aem Torino Distribuzione ed Enel Distribuzione inerente la mobilità elettrica, con l'obiettivo di adottare misure per la promozione e l'incentivazione di automezzi ecosostenibili, attraverso la realizzazione di una rete di infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici. Aem Torino Distribuzione ha quindi siglato con Enel un accordo con l'obiettivo di beneficiare delle esperienze maturate nel settore della mobilità elettrica e sviluppare progetti nei territori in cui il Gruppo Iren è distributore di energia elettrica, testando l'interoperabilità dei sistemi di ricarica che saranno installati insieme a Enel nei vari Comuni.

Il costo della ricarica viene fatturato in automatico nella bolletta elettrica relativa al contratto e secondo le modalità sottoscritte con il venditore di energia scelto dal Cliente.

A Parma, Aem Torino Distribuzione curerà, d'intesa con la Città, il posizionamento di 10 colonnine.

L'adozione da parte dei distributori, fra cui Aem Torino Distribuzione, della stessa tecnologia e del sistema di gestione da remoto permetterà a tutti i Cittadini emilianoromagnoli di ricaricare il loro veicolo indifferentemente su infrastrutture Iren, Enel o Hera.

Area Genova

Durante l'anno 2013 Iren Acqua Gas ha presidiato nuclei di innovazione tecnologica nell'ambito del Programma di Ricerca avente come temi prioritari l'aggiornamento delle conoscenze nel settore idrico dal duplice punto di vista tecnico/regolatorio e la qualità delle acque destinate al consumo umano.

A tal fine sono stati programmati e coordinati specifici progetti di ricerca da condursi in collaborazione con la propria Fondazione, Fondazione AMGA, con Mediterranea delle Acque, nonché con Università degli Studi ed Enti di ricerca nazionali e internazionali. Più in dettaglio, i progetti di ricerca avviati e realizzati nel 2013 hanno riguardato:

Modelli di stima dell'elasticità della domanda di acqua in presenza di database incompleti:

La stima della domanda della elasticità della domanda di acqua con ristretti intervalli di confidenza ha permesso di determinare gli impatti delle politiche regolatorie sulle quantità di acqua vendute e quindi sui ricavi totali dell'azienda. Corrispondentemente il regolatore ha necessità di conoscere l'elasticità della domanda di acqua per determinare gli impatti che le alternative politiche regolatorie possono avere sul benessere della collettività, sui risultati aziendali e sulle possibilità di finanziare gli investimenti.

Nell'ambito del progetto è stato possibile individuare le procedure più affidabili per la rilevazione dei dati necessari mettendo a punto metodologie congrue ai modelli econometrici utilizzati in un contesto caratterizzato da un ampio numero di missing value (dati indisponibili).

Gli investimenti nelle public utilities: Studio finalizzato ad analizzare le implicazioni e le modalità di realizzazione degli investimenti da parte delle Water Utilities comprende un'analisi della situazione in Italia con particolare riferimento ai modelli di gestione del servizio idrico integrato ed agli incentivi all'investimento connesso alle diverse tipologie di affidamento. Il lavoro comprende una review delle esperienze internazionali di finanziamento del settore, con particolare attenzione agli strumenti finanziari adottati nelle realtà americana ed europea. Il report di progetto comprende le seguenti sezioni: oggetto dello studio, sintesi dei risultati e opzioni di policy; finanziamento e regolazione del settore idrico italiano: criticità emergenti; analisi delle esperienze europee (Regno Unito, Olanda, Germania, Francia, Spagna); strumenti finanziari innovativi provenienti dal modello americano (Project finance, Fondi rotativi, Water bonds).

L'uso delle capacità residue di laghi artificiali esistenti come accumulo di energia elettrica: Il progetto, si è posto come obiettivo la creazione di una sensibilizzazione sulla possibilità di usare i laghi artificiali come stoccaggio di energia elettrica identificando le aree dove è più ragionevole indirizzare eventuali investimenti, in contrapposizione a modalità alternative di produzione di energia da fonte eolica e solare fotovoltaica. Tali tecnologie sono definite non governabili in quanto non risultando prevedibile il momento e la quantità prodotta in ciascuna ora del giorno, le variazioni di energia prodotta generano instabilità e congestioni nelle reti di vettoriamento elettrico.

L'analisi di benchmarking per il settore idrico italiano: Iren Acqua Gas e la propria Fondazione, in collaborazione con l'Università di Brescia e il Dipartimento di Economia e Metodi Quantitativi dell'Università di Genova, ha da alcuni anni intrapreso un progetto per la realizzazione di un sistema di benchmarking per le aziende del settore idrico. Allo stato attuale, si difetta di metodi valutativi certificati e universalmente riconosciuti dalle imprese, né esiste una banca dati completa ed omogenea. In tale contesto il progetto che viene perseguito si basa in parte sulla raccolta di questionari somministrati alle imprese, in parte sui dati di bilancio (indicatori di efficienza gestionale e delle infrastrutture, indicatori della qualità del servizio, indicatori patrimoniali, finanziari e reddituali).

Materiali a contatto con acqua potabile. Prospettive normative e regolamentari a livello Europeo: quali riflessi sull'industria Italiana: Il progetto, attraverso l'organizzazione e il coordinamento di molteplici riunioni tra i portatori di interesse, si è proposto di creare un momento di confronto a livello nazionale nell'ambito del Mandato (M136 Rev 2) approvato dalla Commissione per creare le norme armonizzate (hEN) sui materiali e prodotti a contatto con l'acqua potabile anche colmando una lacuna presente nella Direttiva sulle acque destinate al consumo umano. Il gruppo IAG, attraverso la propria Fondazione ha agito nel contesto specifico da catalizzatore tra i diversi portatori di interesse per individuare e difendere l'industria nazionale, i laboratori accreditati, i gestori di acquedotto ed i consumatori finali. Più in dettaglio è stato possibile costituire gruppi di lavoro finalizzati ad aggiornare l'allegato tecnico del Decreto Legge 174 sui materiali a contatto con l'acqua potabile creando le basi per un futuro coinvolgimento dei Laboratori di Iren Acqua Gas nell'attività di analisi e certificazione di idoneità dei materiali mediante prove di cessione e rilascio prevedendo il mutuo riconoscimento della normativa Italiana in ambito 4MS (4 Member States).

Impianti di depurazione e Interferenti Endocrini: A conclusione dell'indagine sulla presenza di Interferenti Endocrini nelle acque destinate al consumo umano conclusa nel 2012, è emerso che al fine di prevenire la presenza di tali sostanze nelle risorse idriche utilizzate a scopo idropotabile è utile verificare l'impatto degli scarichi degli impianti di depurazione nel ciclo idrico. A tal fine l'indagine, a cui hanno partecipato i più importanti acquedotti italiani, l'Università di Genova e l'Istituto Superiore di Sanità di Roma, prevede la verifica dei tenori di Interferenti Endocrini presenti nelle acque di alcuni impianti di depurazione, scelti sulla base di un Questionario distribuito ai Gestori del ciclo idrico italiani. Al fine di misurare i livelli di Interferenti Endocrini nelle acque reflue sono stati messi a punto specifici metodi di analisi, comprendendo la ricerca di nuovi composti, quali farmaci e ritardanti di fiamma. Nel 2013 sono stati presi accordi con le principali realtà italiane al fine di procedere con l'attività di monitoraggio, che è prevista nell'autunno.

Sul tema specifico degli ED e degli inquinanti emergenti, nel 2103 sono state presentate due richieste di finanziamento: la prima "EDacqua" Chemical sensors for detection of Endocrine Disruptors in water (LIFE13 ENV/IT/001374) nella linea di finanziamento LIFE Europa e la seconda, sempre sul tema della sensoristica applicata alla ricerca di ED in acque destinate al consumo umano, a Fondazione S. Paolo di Torino. Entrambi i progetti sono stati presentati con l'Istituto Italiano Tecnologie di Genova, l'Istituto Superiore di Sanità di Roma e l'Università di Genova.

Microcistine algali nelle acque destinate al consumo umano: Il rischio di intossicazioni da tossine algali è un problema che interessa la comunità scientifica, in quanto le intossicazioni sono sempre più frequenti e principalmente dovute all'eutrofizzazione di aree marine costiere e di bacini lacustri. Quest'ultimi sono un importante fonte di approvvigionamento per la produzione di acqua destinata al consumo umano, rappresentando a livello nazionale il 30% delle risorse disponibili. Le attività svolte nel 2013 hanno previsto la messa a punto del metodo di campionamento ed analisi, l'elaborazione dei dati raccolti con il questionario inviato a livello nazionale e la pianificazione del monitoraggio. All'indagine partecipano i principali acquedotti italiani (Bari, Cagliari, Firenze, Genova, Como, Torino, Venezia), l'Università di Genova e l'Istituto Superiore di Sanità di Roma.

Iren Acqua Gas nel 2013 ha continuato a partecipare la Piattaforma Tecnologica **WssTP** (Water Supply and Sanitation Technology Platform), istituita dalla Commissione Europea al fine di presidiare la ricerca nel settore idrico, ha mantenuto i contatti con la Water Research Foundation (Water RF – Fondazione degli Acquedotti Americani) ed ha continuato a partecipare attivamente il Consorzio **TICASS**, Tecnologie Innovative per il Controllo Ambientale e lo Sviluppo Sostenibile, polo di innovazione tecnologico della regione Liguria. In quest'ambito sono state presentate molteplici proposte di progetto anche finalizzate a finanziare assegni di ricerca relative a temi relativi alla qualità delle acque.

Tra le proposte di progetto presentate e accettate dalla Commissione si annovera l'Action Group *City Blueprint: Improving Implementation Capacities of Cities and Regions by sharing Best Practices on Urban Water Cycle Services* costituito in ambito European Innovation Partnership sull'acqua e finalizzato a diffondere buone pratiche per un'efficace Gestione delle risorse idriche anche mediante analisi di benchmarking.

Area Emilia

La SPL IREN Ambiente, nel corso del primo semestre 2013, ha proseguito l'attività di R&D sui temi della razionalizzazione dei consumi energetici, dell'utilizzo delle risorse energetiche rinnovabili, del trattamento dei rifiuti e dei residui di trattamento e sul controllo del benessere ambientale. Iren Rinnovabili ha proseguito nel corso del 2013 l'attività di ricerca e sviluppo sui temi della razionalizzazione dei consumi energetici, dell'utilizzo delle risorse energetiche rinnovabili, del trattamento dei rifiuti e dei residui di trattamento e sul controllo del benessere ambientale.

Iren Rinnovabili ha avviato un'intensa attività di collaborazione con le Pubbliche Amministrazioni, Università del territorio, con i centri di trasferimento, con le aziende e le loro organizzazioni di categoria per costituire un importante momento di incontro delle competenze che permette di operare non solo per promuovere, sostenere e sviluppare l'attività di ricerca nel settore delle energie rinnovabili, ma anche nella realizzazione di iniziative di divulgazione scientifica, di corsi di specializzazione o master per ricercatori e per la qualificazione di figure professionali specialistiche, di progetti di innovazione tecnologica rivolti all'ottimizzazione delle soluzioni e delle applicazioni sia ad uso civile che industriale.

Iren Rinnovabili ha avviato l'attività di ricognizione nell'ambito del Programma Horizon 2020 per avviare le attività di R&D a sostegno delle iniziative che prevedono forti investimenti nel settore delle energie alternative e delle fonti rinnovabili che si articolano sia nel potenziamento di progetti da realizzare nel territorio di elezione, sia nell'attuazione di interventi a forte valenza industriale. Lo sfruttamento delle biomasse, dell'energia solare ed idroelettrica sono gli ambiti in cui, nei prossimi quattro anni sono previsti investimenti per oltre 120 milioni di euro, e che offrono forti potenzialità di integrazione industriale con le attività che rappresentano il core business del Gruppo.

I progetti avviati sono:

- Progetto IREN RE-BUILD sviluppa un'iniziativa pilota nell'ambito della riqualificazione energetica e prestazionale del patrimonio edilizio (e successivo sviluppo di una nuova linea di business), che si inquadra nel contesto normativo delineato dalla Direttiva 2010/31/UE - Energy Performance of Buildings, di ricerca e sviluppo promosse dal programma Horizon 2020 - Framework Programme for Research and Innovation, e dal Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan) per la promozione delle

tecnologie low-carbon. Il progetto ha portato ad ottenere l'accreditamento UNI 11339 (Esperto Gestione Energetica) al fine di possedere i requisiti per la partecipazione alle gare e ai bandi su efficienza energetica e alla presentazione all'AEEG di progetti per l'ottenimento di TEE. Resta fissato l'obiettivo del progetto che si propone di integrare e valorizzare il ruolo delle energie rinnovabili in efficienti strategie di riqualificazione del costruito, al fine di promuoverne l'applicazione, ottimizzandone l'incidenza rispetto al fabbisogno.

- Progetto NRG4CAST- ENERGY Forecasting: pilota dimostrativo in collaborazione con università europee e CSI-Piemonte per ottenere miglioramenti dell'efficienza energetica di edifici di proprietà pubblica in un contesto urbano. Mediante la produzione e la verifica di funzionamento di un sistema informatico (software e piattaforma hardware) che renderà disponibile un sistema previsionale di fabbisogno energetico via applicazione Web SoA. Il sistema sarà un motore analitico generico basato sull'aggregazione e manipolazione di dati proveniente dalla rete di distribuzione energetica, di dati sensoriali (luce, temperatura, umidità, assorbimento, flusso) e di dati pubblici storici (come tempo atmosferico, andamento dei prezzi energetici, spark spread, Cap and Trade Emissione tradings etc.) o previsionale (cambi, tempo).

I consumi di energia dell'edificio, nelle sue diverse forme, saranno raccolti e misurati in modo da costruire le serie storiche necessarie a fornire gli input necessari ai modelli di analisi e predittivi.

- Progetto EMPOWERING: il progetto intende aumentare l'efficienza energetica nei servizi a rete con l'obiettivo prioritario di innovare i servizi al pubblico nei settori acqua, energia e gas e migliorare la qualità e l'accessibilità a detti servizi, garantendo elevati standard di interoperabilità tra sistemi "cloud" differenti riducendo nel contempo i costi di adozione di tecnologie ICT e incrementando il ritorno degli investimenti.
- Progetto HOLIDES prende in considerazione i fattori umani in casi critici per sviluppare applicazioni che possano adattarsi alle attività da effettuare, agli operatori ed alle risorse disponibili e per ottimizzare i processi e ridurre i costi di esercizio del servizio.

Nel dominio applicativo della Control Room, Iren Emilia SpA contribuirà allo sviluppo presso la stazione di controllo di Parma di un sistema adattativo e cooperativo di gestione delle chiamate di emergenza: modalità di gestione delle priorità di emergenza e di intervento delle chiamate ricevute, e la relativa allocazione delle risorse e delle attività da effettuare e le possibili evoluzioni rispetto al sistema attuale (CCE.NET/SAGRE, Genesis) per permettere la riduzione dei tempi di reazione (con correlato meccanismo di certificazione) ed una migliore gestione delle attività, degli operatori e delle risorse.

Le strutture e le competenze messe a disposizione del progetto da parte di Iren Emilia SpA sono costituite dalla sala di telecontrollo di Iren Emilia, che ha competenze sovra territoriali sulle società operative del territorio di Reggio Emilia, Parma e Piacenza. E' costituita da due sale logisticamente separate, una a Reggio Emilia, relativa al ciclo idrico integrato, e una a Parma, per tutti gli altri business. La sala è formata da due figure professionali: (1) Operatori del Telecontrollo, che gestiscono il TLC e le chiamate di emergenza – anche se quest'ultime in forma non prioritaria; (2) Risponditori delle chiamate di emergenza, che raccolgono le segnalazioni esterne.

- Progetto Biometh-ER Life+ (Biomethane Emilia-Romagna Regional system): questo progetto è finalizzato alla creazione dei primi impianti per la produzione e distribuzione di biometano ad utenti finali in Italia. Gli impianti saranno progettati, gestiti e mantenuti in base alle tecnologie più recenti ed innovative: l'intero sistema sarà tenuto sotto controllo per tutta la durata del progetto e i risultati del funzionamento degli impianti pilota verranno successivamente esaminati e comunicati ai partner di progetto interessati. Questi impianti rappresenteranno il punto di partenza per la valutazione dell'estensibilità di questo esperimento in tutta la Regione Emilia Romagna e per la creazione della rete regionale di distribuzione di biometano. In questo progetto IREN avrà il compito di creare un impianto di produzione di biometano che diventerà il sito pilota del progetto e, in quanto tale, sarà adibito alla raccolta di dati utili (sul trasporto, sulle quantità, sulle scorte, sulla tipologia di problematiche e rischi che si possono presentare nella gestione delle biomasse) per l'istituzione di quello che sarà il Sistema Regionale di Distribuzione di Biometano che continuerà a funzionare anche dopo la fine del progetto. L'impianto rappresenterà un importante modello di know-how tecnico su cui basare ulteriori esperienze di questo tipo. IREN, in collaborazione con altri partner, si farà carico delle incombenze di natura amministrativa legate alla realizzazione dell'impianto pilota quali le richieste di autorizzazione alle varie autorità competenti.
- Prosegue inoltre l'attività in collaborazione con il Comune di Reggio Emilia, con l'Università di Modena e Reggio Emilia, con CRPA e REI nell'ambito del progetto Area Nord e più specificamente per l'iniziativa Tecnopolo di Reggio Emilia per lo sviluppo dei progetti riconducibili alla Green Economy.

PERSONALE

Al 31 dicembre 2013 risultavano in forza al Gruppo Iren 4.696 dipendenti, in aumento del 2,8% rispetto al 31 dicembre 2012, quando erano 4.567. Nella tabella seguente si riporta la consistenza degli addetti al 31 dicembre 2013, suddivisa per Holding e Società di Primo Livello (con relative controllate).

Società	Organico al 31.12.2013	Organico al 31.12.2012
Iren S.p.A.	261	263
Iren Acqua Gas e controllate	977	977
Iren Ambiente e controllate	208	198
Iren Emilia e controllate	1.667	1.672
Iren Energia e controllate	1.133	1.008
Iren Mercato e controllate	450	449
Totale	4.696	4.567

Questa situazione è correlata:

- all'acquisizione di un ramo proveniente da Edipower S.p.A. per un totale di 133 unità a far tempo da novembre 2013;
- allo sviluppo delle attività in Iren Ambiente, che ha determinato l'assunzione di 16 unità;
- al proseguimento della politica in materia di gestione degli organici con contenimento delle assunzioni al di sotto del numero delle cessazioni;
- al deconsolidamento parziale di Iren Rinnovabili S.p.A., che ha prodotto un decremento pari a 3 unità.

Formazione

Sin dalla sua nascita, Iren ha fatto della formazione uno strumento fondamentale per valorizzare professionalmente le persone, sviluppando le necessarie competenze tecniche, professionali e manageriali, e per contribuire concretamente allo sviluppo di tutto il Gruppo.

A tal fine annualmente viene pianificata una rilevazione dei fabbisogni formativi, attraverso questionari e interviste strutturate, sulla base dei quali si passa ad una fase di analisi e pianificazione di massima, redigendo poi il Piano Formativo di Gruppo e delle singole Società; tutte le iniziative sono infine oggetto di programmazione operativa e di verifica di efficacia.

Dai dati consuntivi relativi al 2013 emergono valori in crescita rispetto all'anno precedente per quanto riguarda il numero dei dipendenti partecipanti ad almeno un corso di formazione che è risultato pari a 4311, corrispondente al 96,1% dell'organico medio del Gruppo (+2% rispetto al dato 2012).

Le ore/uomo legate a iniziative di formazione e addestramento realizzate a vario titolo dal Gruppo Iren sono risultate pari a circa 95.500 (+ 15% rispetto all'anno precedente), con una media pro-capite anch'essa in crescita e pari a 21,3 ore (era 18,7 ore nel 2012).

Si segnala che il 50% del monte ore complessivo ha riguardato iniziative formative in materia di salute e sicurezza sul lavoro, a conferma della costante attenzione da parte del Gruppo a tali tematiche, in ottemperanza a quanto previsto dall'Accordo Stato/Regioni 21/12/2012.

QUALITÀ, AMBIENTE E SICUREZZA

Qualità

Come esplicitato nella propria missione aziendale, il Gruppo Iren fornisce servizi integrati mirando alla salvaguardia ambientale e alla sicurezza del personale. Poiché l'evoluzione continua delle aspettative e delle esigenze dei clienti, fortemente supportata dalla competitività del mercato, richiede modelli organizzativi flessibili e sistemi di gestione snelli, di cui occorre monitorare l'efficacia in termini di risultati attesi, il Gruppo ha sviluppato un Sistema Integrato (Qualità, Sicurezza e Ambiente) quale mezzo per il conseguimento degli obiettivi stabiliti. Il Sistema Integrato è strutturato in modo da prevedere un adeguato controllo ed assicurazione di tutti i processi operativi che influiscono sulla qualità del servizio, in un'ottica di sempre maggior orientamento al cliente. I principi fondamentali della politica del Sistema Integrato sono: la soddisfazione del cliente; l'attenzione agli aspetti sociali ed ambientali; la sicurezza per il personale; l'efficienza nella prestazione del servizio; la qualità delle forniture e degli appalti; il miglioramento continuo; il rispetto del Codice Etico.

La politica del Sistema Integrato è condivisa da tutto il personale operante all'interno del Gruppo e la metodologia del Sistema Integrato ha creato forti sinergie tra le strutture operative.

Tutte le Società di primo livello e le Società partecipate hanno sistemi certificati secondo gli standard internazionali ISO 9001 (Qualità).

Le Società di primo livello Iren Energia, Iren Acqua Gas, Iren Emilia e Iren Ambiente e le principali Società partecipate sono certificate secondo lo standard internazionali ISO 14001 (Ambiente).

La Capogruppo, le Società torinesi, genovesi e Tecnoborgo sono in possesso della certificazione ai sensi dello standard OHSAS 18001 (Sicurezza), Iren Emilia ha certificato il proprio sistema sicurezza con riferimento al servizio di distribuzione gas ed è in corso un progetto per l'estensione della certificazione medesima agli altri servizi.

Attualmente il presidio dei sistemi di gestione Qualità, Sicurezza e Ambiente è assicurato in ogni Società di primo livello dalle Direzioni attraverso i rispettivi Servizi; inoltre essi sono coerenti con la politica del Gruppo, focalizzata fortemente sullo sviluppo sostenibile, sociale ed ambientale dell'impresa.

L'obiettivo prefissato e raggiunto, per l'anno 2013, è stato il consolidamento delle certificazioni in essere e l'estensione delle stesse ad altri servizi:

- l'implementazione del Sistema Integrato e la relativa acquisizione della certificazione QAS sulla rete di teleriscaldamento nelle realtà emiliane;
- l'ottenimento della registrazione EMAS per la Centrale Termoelettrica di cogenerazione "Torino Nord" di Iren Energia;
- prosecuzione del progetto "Accreditamento Multisito Laboratori LIAG" da parte di LIAG;
- ottenimento dell'accREDITamento EMAS per l'impianto discarica di Poiatica in capo a Iren Ambiente;
- l'implementazione del sistema ed estensione della certificazione del sistema di gestione ambientale relativamente al sito Gonzaga di Reggio Emilia da parte di Iren Emilia ed Iren Ambiente;
- l'implementazione del sistema ed estensione della certificazione del sistema di gestione ambientale relativamente al servizio di distribuzione gas da parte di Iren Emilia;
- l'implementazione del sistema e certificazione del sistema di gestione per la sicurezza con particolare riferimento al servizio di distribuzione gas da parte di Iren Emilia.
- ottenimento della certificazione secondo il Reg. CE n. 303/2008 - FGAS per le Società controllate da Iren Mercato operanti nel settore della gestione calore per il servizio svolto su apparecchiature contenenti gas fluorurati ad effetto serra.
- ottenimento della certificazione del servizio di vendita di energia elettrica prodotta interamente da fonti rinnovabili in conformità al Documento Tecnico n. 66 di Certiquality da parte di Iren Mercato;
- estensione dell'oggetto di certificazione ISO 9001, ISO 14001 e OHSAS 18001 di Iren Acqua Gas al coordinamento, erogazione e controllo dei servizi di staff per le aziende facenti capo alle Società di Primo Livello Iren Acqua Gas e Iren Mercato direttamente gestite. In particolare: Risorse Umane, gestione Sistemi Informatici, Gestione Sistemi Certificati, Gestione Servizi Ambiente e Sicurezza, Gestione degli Approvvigionamenti, Gestione della Comunicazione Esterna.

Sono inoltre in corso i seguenti progetti di sviluppo:

- implementazione del sistema di gestione ambientale sul sito Mancasale di Reggio Emilia da parte di Iren Emilia;
- implementazione del sistema di gestione QAS sul sito PAI di Parma da parte di Iren Ambiente;

- avvio dell'estensione del sistema di gestione sicurezza alle attività di spazzamento e raccolta rifiuti sulle province di Parma, Piacenza e Reggio Emilia;
- avvio dell'estensione del sistema di gestione ambientale alle attività di spazzamento e raccolta rifiuti sulle province di Parma e Reggio Emilia (a Piacenza già certificato);
- implementazione requisiti per la certificazione secondo la CEI 11352:2010 da parte di Iren Rinnovabili ed Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi) (in fase conclusiva).
- l'implementazione di un sistema di Gestione dell'Energia al fine di migliorare l'efficienza energetica, ai sensi dello standard internazionale ISO 50001 per le società Iren Energia, Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi) ed AEM Torino Distribuzione.
- l'integrazione dei sistemi di gestione Sicurezza, Ambiente ed EMAS degli impianti Turbigo e Tusciano (ex Edipower) nel Sistema di Gestione QAS di Iren Energia.
- estensione della certificazione Ambiente e Sicurezza alla Direzione TLC di IREN Energia (ex AEMNET).

Sicurezza

In tale ambito, la politica sia della Capo Gruppo IREN S.p.A. sia delle Società di Primo Livello si mantiene rivolta non solo al rispetto della normativa vigente in materia di sicurezza, ma anche al miglioramento continuo.

Nel 2013 la Capo Gruppo IREN ha confermato la Certificazione ai sensi della norma OHSAS 18001:2007.

Nel 2013 sono proseguite le attività di Sicurezza nel rispetto della normativa BS OHSAS 18001:2007, conseguendo, per le società torinesi, la relativa ricertificazione.

In ambito Iren Energia, Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi) ed AEMTD procedono i comitati di Direzione periodici in cui vengono trattati e monitorati nel complesso gli aspetti di sicurezza.

E' proseguita la formazione generale sulla sicurezza e salute sul lavoro, come prevista dall'accordo Stato Regioni, che prevede il coinvolgimento di tutto il personale delle società Iren Energia, Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi) e AEMD. E' stata avviata la formazione riguardante le procedure per operare negli ambienti confinati o sospetti di inquinamento.

E' stato acquistato un nuovo programma informatico per la gestione della Sicurezza ed è in corso al sua implementazione.

Continua la Sorveglianza Sanitaria al personale, mediante l'utilizzo di sale visita attrezzate all'interno delle varie sedi aziendali.

A seguito dell'acquisizione da parte di Iren Energia, degli impianti di produzione termoelettrica di Turbigo e di produzione idroelettrica di Tusciano, sono state avviate le attività di integrazione ed allineamento al sistema di gestione della sicurezza di Iren Energia.

Riguardo le Società genovesi:

- Il servizio prevenzione e protezione di Iren Acqua Gas continua a svolgere in service i compiti per le altre società genovesi del Gruppo.
- Dal 2013 è stato convenuto di svolgere due riunioni di sicurezza all'anno, queste si sono svolte regolarmente per tutte le società cui IAG presta service.
- Il personale del SPP interno nominato per ogni Società mantiene i requisiti necessari per svolgere i compiti di RSPP e ASPP.
- Come previsto dall'accordo Stato Regioni, è stata completata la formazione generale sulla sicurezza e salute sul lavoro e la formazione dei preposti.
- Sono state avviate le attività finalizzate all'individuazione degli ambienti confinati o sospetti di inquinamento, disposte le specifiche procedure generali e di fatto completata la formazione del personale.
- Contestualmente, in linea a quanto definito dall'Accordo Stato Regioni del febbraio 2012, sono stati individuati gli addetti a specifiche attrezzature di lavoro, predisposte le specifiche nomine ed intrapresa la formazione specifica.
- Nell'ambito del piano quinquennale volto a mantenere un adeguato controllo riguardo il rispetto dei requisiti legislativi in materia di ambiente, salute e sicurezza dei lavoratori su tutti i siti ed impianti delle aziende genovesi, è proseguito anche nel 2013 l'impegno nell'effettuazione dei medesimi con il conseguente, quando necessario, aggiornamento delle valutazioni dei rischi specifici sui siti.
- Sempre nel 2013 il SPP di concerto con i MC hanno effettuato a campione ulteriori N° 52 sopralluoghi presso siti ed impianti aziendali. Questi sono stati finalizzati alla verifica della corretta gestione degli

aspetti connessi alle condizioni ambientali alla sicurezza ed alla salute dei lavoratori.

- La Sorveglianza Sanitaria al personale delle Società genovesi è seguita sui diversi territori da sette MC e coordinata dal Medico Competente Coordinatore. Questa si è svolta regolarmente e conclusa senza alcuna particolare disposizione prescrittiva. Da evidenziare che anche i controlli sulle sostanze psicotrope si sono svolti regolarmente e senza evidenze di criticità. Nel corso delle riunioni annuali di sicurezza ed a partire dal 2014, previa predisposizione di apposita procedura operativa già condivisa con gli RLS ed in linea con la normativa vigente, è stato stabilito di procedere anche ai controlli alcolimetrici in campo.

Iren Emilia è dotata di un Servizio Prevenzione e Protezione interno in possesso dei requisiti necessario per i compiti di Responsabile del Servizio Prevenzione e Protezione (RSPP) e Addetti al Servizio Prevenzione e Protezione (ASPP). Il servizio prevenzione e protezione di Iren Emilia svolge in service i compiti per le altre società emiliane del gruppo. Il datore di lavoro ha nominato tre medici competenti per lo svolgimento dei compiti di sorveglianza sanitaria nelle provincie di Parma, Piacenza e Reggio Emilia. Il Servizio Prevenzione e Protezione propone un piano formativo sulla sicurezza per tutte le società emiliane del gruppo e verifica l'efficacia della formazione.

Nel 2013 IREN Emilia e le sue controllate ed IREN Ambiente si sono impegnate:

- nell'effettuazione di verifiche su impianti extra-audit programmate a campione per la verifica della corretta gestione degli aspetti connessi alla sicurezza ed alla salute dei lavoratori presso tutti gli impianti aziendali;
- nell'effettuazione di verifiche della sicurezza programmate a campione, con lo scopo di confermare il rispetto dei requisiti legislativi e contrattuali in materia di salute e sicurezza dei lavoratori e segnalare le eventuali criticità da risolvere.

Nel 2013 è stata completata l'implementazione del sistema di gestione per la salute e la sicurezza dei lavoratori ai sensi della OHSAS 18001, con l'intenzione di ottenerne la certificazione graduale di tutti i servizi. Nel 2013 si è ottenuta la certificazione di Iren Emilia per il servizio di distribuzione gas.

Il manuale e le procedure generali e trasversali della sicurezza sono infatti già applicate ad Iren Emilia ed Iren Ambiente nel loro complesso.

Ambiente

Per quanto concerne la salvaguardia dell'ambiente, prosegue l'impegno del Gruppo IREN nei vari settori di attività. In particolare, per le Società di Primo Livello, tale impegno si manifesta attraverso l'attenzione a principi di qualità e tutela ambientale, all'uso razionale delle risorse naturali e al pieno rispetto delle normative vigenti nello svolgimento delle attività delle proprie linee di business.

Al fine di assicurare un percorso di crescita aziendale sostenibile e improntato al principio del miglioramento continuo, sono state impegnate risorse:

- nello sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili (idroelettrico) o assimilabili alle rinnovabili (cogenerazione) e nella promozione ed espansione del teleriscaldamento quale tecnologia per il risparmio energetico e per il miglioramento dell'ambiente nelle aree urbane, nonché nell'adozione delle migliori tecnologie impiantistiche disponibili sul mercato, per garantire il minor impatto ambientale nelle attività industriali;
- nel miglioramento dell'utilizzo delle risorse idriche, sia in termini di prelievo e utilizzo, che di rilascio e scarico;
- nella corretta gestione degli adempimenti riguardanti la problematica rifiuti speciali, per le fasi legate alla produzione, allo stoccaggio, al trasporto e allo smaltimento/recupero finale;
- nella diffusione delle informazioni riguardanti gli impatti delle attività aziendali verso l'ambiente esterno, attraverso specifiche pubblicazioni quali il Bilancio di Sostenibilità, le Dichiarazioni Ambientali, etc.

Dal punto di vista gestionale, per garantire il minor impatto sull'ambiente delle attività di Iren Energia, di Iren Acqua Gas, Mediterranea delle Acque, Laboratori Iren Acqua Gas, Genova Reti Gas, IREN Emilia, IREN Ambiente e delle loro controllate, è stata data particolare rilevanza:

- al mantenimento dei sistemi di certificazione su base volontaria per quanto concerne i sistemi di gestione ambientale certificati ai sensi della norma UNI EN ISO 14001:2004;
- al monitoraggio delle prestazioni ambientali delle attività attraverso l'uso di opportuni indicatori per

ogni aspetto ambientale significativo;

- al controllo analitico degli impatti verso l'ambiente esterno, in particolare per quanto concerne le emissioni in atmosfera, la qualità dell'aria, gli scarichi idrici, le emissioni acustiche ed i campi elettromagnetici;
- all'effettuazione di audit specifici interni finalizzati alla verifica della corretta gestione delle problematiche ambientali nelle Funzioni aziendali e impianti coinvolti nel sistema di gestione ambientale certificato.

In particolare, e sempre per garantire il minor impatto sull'ambiente delle attività di IREN Energia, IREN Emilia, IREN Ambiente e loro controllate, è stata anche data importanza:

- al mantenimento dei sistemi di certificazione su base volontaria per quanto concerne i sistemi di gestione ambientale certificati ai sensi del Regolamento EMAS;
- all'ottemperanza degli adempimenti amministrativi, in particolare per quanto concerne i monitoraggi e i controlli connessi alle Autorizzazioni Integrate Ambientali (Direttiva I.P.P.C.) e all'emissione dei gas ad effetto serra (Emission Trading System), per gli impianti soggetti;
- al continuo coinvolgimento del personale aziendale, attraverso l'effettuazione di specifica informazione e formazione, pianificata con cadenza annuale, sulle tematiche di carattere ambientale e sulle migliori pratiche di gestione degli impianti per garantire il minor impatto ambientale;
- all'implementazione della parte gestionale riguardante la problematica "ambiente" nel modello organizzativo aziendale adottato ai sensi del D. Lgs. 231/01 sulla responsabilità amministrativa delle imprese.

IREN E LA SOSTENIBILITÀ

Le politiche del Gruppo Iren sono coerenti con i principi della sostenibilità ambientale, sociale ed economica: il rispetto e la tutela del territorio, l'attenzione alla valorizzazione dei dipendenti, la soddisfazione dei clienti, il dialogo costante con la Comunità e la Pubblica Amministrazione, il monitoraggio della catena di fornitura, la comunicazione trasparente con gli azionisti e i finanziatori. Consapevole della centralità degli stakeholder e del ruolo rivestito, Iren prosegue con il consueto impegno nello sviluppo sostenibile dei territori nei quali opera e nella comunicazione dei progetti in corso e dei risultati ottenuti.

Gli orientamenti strategici perseguiti nel 2013 rivelano una costante attenzione alle tematiche attinenti alla sostenibilità:

- crescita nel settore ambientale (completamento Polo Ambientale Integrato di Parma, partecipazione con il fondo F2i alla realizzazione e alla gestione del termovalorizzatore dei rifiuti urbani nella provincia di Torino, acquisizione del 45,6% di Amiat, società che gestisce ed eroga i servizi di igiene del suolo, raccolta e smaltimento rifiuti della Città di Torino);
- realizzazione del rigassificatore di Livorno, in grado di coprire il 4% del fabbisogno di gas annuo nazionale, contribuendo a rendere più sicuro l'approvvigionamento energetico italiano;
- ulteriore sviluppo/espansione della rete di teleriscaldamento (estensione rete, realizzazione accumulatori calore a Torino, attività di ricerca in collaborazione con i Poli Universitari);
- miglioramento nell'efficienza del servizio idrico integrato (riduzione delle perdite di rete);
- potenziamento capacità di generazione elettrica (integrazione nel portafoglio Iren delle centrali di Turbigio e Tusciano, termovalorizzatore di Torino, Polo Ambientale Integrato di Parma, e sviluppo progetti nel settore mini-hydro).

Il Bilancio di Sostenibilità è per Iren lo strumento privilegiato di dialogo e confronto con i propri stakeholder, attraverso di esso, il Gruppo evidenzia in un documento organico gli effetti che le attività svolte producono sull'ambiente e sul tessuto sociale, oltre ai principali aspetti di carattere economico.

Il Bilancio di Sostenibilità, redatto con periodicità annuale, viene predisposto secondo le "Sustainability Reporting Guidelines & Electric Utilities Sector Supplement" definite dal Global Reporting Initiative (GRI). Inoltre sono tenuti in considerazione i "Principi di redazione del Bilancio Sociale" elaborati dal Gruppo di Studio per il Bilancio Sociale (GBS) come riferimento per la predisposizione del prospetto di determinazione e riparto del Valore Aggiunto. Per quanto riguarda l'edizione 2012, il documento è stato sottoposto alla revisione limitata secondo i criteri emanati dall'International Auditing and Assurance Standards Board ed ha conseguito il livello di applicazione A+ del GRI.

Il Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A., riunitosi in data 17 settembre 2013, ha approvato il nuovo "Codice Etico" del Gruppo, quale strumento per definire l'insieme dei valori di etica aziendale che il Gruppo IREN riconosce, accetta e condivide, nonché l'insieme delle responsabilità che il Gruppo assume nei confronti di tutti i portatori di interesse (in particolare, azionisti, clienti, fornitori).

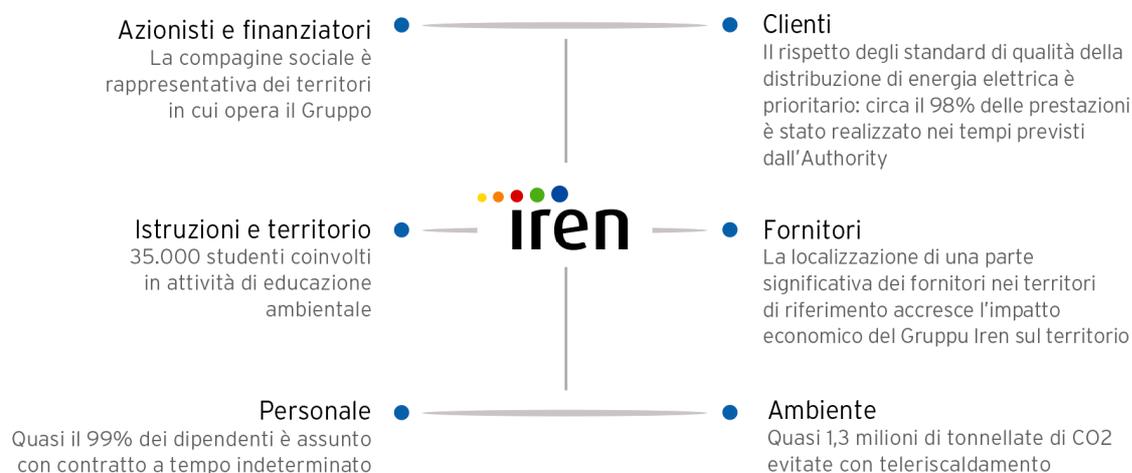
Nell'anno 2013 inoltre il Gruppo Iren, per il secondo anno consecutivo, ha partecipato al survey del Carbon Disclosure Project "CDP Italy 100 Climate Change Report 2013", conseguendo uno score pari ad 80 punti in tema di disclosure sulla qualità e sulla completezza delle risposte fornite al questionario, superiore alla media delle prime 100 aziende italiane (66 punti). Per quanto concerne la valutazione inerente le performance, il Gruppo ha conseguito un miglioramento rispetto all'anno precedente ottenendo un risultato pari a "B".

Fra le iniziative del Gruppo in tema di Sostenibilità, si segnalano infine:

- la partecipazione al "Sodalitas Social Award", con la candidatura del progetto "Controllo accessi alle cabine di trasformazione" di Aem Torino Distribuzione, nella categoria "Valorizzazione della Persona e protezione del Lavoro" e selezione dello stesso come finalista dalla Commissione di valutazione;
- l'inclusione del Gruppo nei seguenti indici etici, basati su criteri ESG- Environmental, Social, Governance:
 - ECPI Italy SME's Equity, indice che seleziona 30 società quotate di piccola/media capitalizzazione (minimo 300 mln €) con elevata liquidità e rating ESG positivo secondo ECPI Screening Methodology;

- FTSE ECPI Italia SRI Benchmark, al quale hanno accesso le società comprese nel FTSE Italia All-Share che dimostrano buone caratteristiche ESG (prime 100);
- la partecipazione a numerose iniziative volte alla sensibilizzazione sulle tematiche CSR presso vari enti:
 - intervento al corso di “Corporate Social Responsibility” promosso dall’Università Cattolica di Piacenza;
 - partecipazione al “Business Campus” promosso da AIESEC Torino;
 - intervento all'incontro promosso dal Gruppo di studio sul Bilancio Sociale “CSR UPDATE” dell'Ordine dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili di Ivrea, Pinerolo, Torino;
 - partecipazione al IV° Forum CSR promosso da Confindustria Liguria e Confindustria Genova;
 - intervento al workshop di presentazione del progetto CSR Piemonte promosso da ALPCORE in collaborazione con UNIONCAMERE PIEMONTE;
- il rinnovo della sezione sostenibilità del sito internet, completamente rivista e arricchita al fine di agevolare la navigazione da parte degli stakeholder.

Highlights 2013



INFORMAZIONI SULLA CORPORATE GOVERNANCE DI IREN

Premessa

Iren S.p.A. rappresenta il risultato della fusione per incorporazione di Enìa S.p.A. in Iride S.p.A. che ha avuto efficacia il 1° luglio 2010.

La fusione fra Iride ed Enìa è stata promossa dai Soci di controllo delle medesime - rispettivamente FSU S.r.l. (controllata pariteticamente dai Comuni di Torino e di Genova) ed i Comuni di Reggio Emilia, Parma e Piacenza - con l'obiettivo di dare vita ad una nuova entità in grado di sviluppare sinergie industriali e di rappresentare un polo per ulteriori aggregazioni sul mercato nazionale.

Gli azionisti pubblici di Iren hanno sottoscritto tre Patti Parasociali:

- **Patto FSU – Soci pubblici ex Enìa S.p.A.:**
tale patto è riconducibile ad un sindacato di blocco e di voto avente la finalità di garantire lo sviluppo di Iren, delle sue partecipate e della sua attività nonché di assicurare unità e stabilità di indirizzo alla stessa;
- **Sub Patto Soci pubblici ex Enìa:**
tale patto intende, tra l'altro, assicurare un'unità di comportamento e una disciplina delle decisioni che dovranno essere assunte dai pattisti nell'ambito di quanto previsto dal Patto parasociale. Inoltre prevede ulteriori impegni ai fini di garantire lo sviluppo di Iren, delle sue partecipate e della sua attività nonché assicurare alla medesima unità e stabilità di indirizzo;
- **Sub Patto Reggiano:**
tale patto intende assicurare un'unità di comportamento e prevedere una disciplina delle decisioni che dovranno essere assunte dai pattisti nonché ulteriori impegni ai fini di garantire lo sviluppo di Iren, delle sue partecipate e della sua attività e assicurare alla medesima unità e stabilità di indirizzo.

I Patti sono validi fino al 1° luglio 2015 e successivamente si rinnoveranno, salvo disdetta, per ulteriori due anni sino al 1° luglio 2017; ulteriori rinnovi dovranno essere concordati per iscritto tra i soci.

In data 23 maggio 2013 i Soci Pubblici hanno sottoscritto tre atti integrativi e modificativi (Addendum) al Patto FSU - Soci pubblici ex Enìa, al Sub Patto Soci pubblici ex Enìa ed al Sub Patto Reggiano, volti ad aggiornare la governance della Società, mantenendone inalterati gli originari assetti ed equilibri esistenti tra le parti dei predetti Patti.

Iren S.p.A. si configura come una holding industriale operante nei settori di attività già propri delle Società fuse mediante un Gruppo articolato su cinque Società di Primo Livello specializzate nella gestione dei diversi business, che operano direttamente, ed attraverso società dalle stesse partecipate, nei settori di specifica competenza.

Tale assetto è volto a valorizzare la complementarità dei due Gruppi di origine ed a rafforzarne sia il radicamento territoriale, sia l'integrazione delle diverse filiere di business.

L'attività di direzione e coordinamento svolta dalla Capogruppo Iren S.p.A. nei confronti delle società controllate è espressamente prevista e disciplinata nello statuto di Iren S.p.A. e negli statuti delle Società di Primo Livello, modificati nel corso dell'anno.

La società adotta un sistema di governo societario di tipo tradizionale, conforme ai principi contenuti nel Codice di Autodisciplina delle società quotate emanato da Borsa Italiana.

A seguito delle modifiche statutarie approvate dall'assemblea dei soci del 19 giugno 2013, con la soppressione del Comitato Esecutivo, i soci hanno inteso investire il Consiglio di Amministrazione dei più ampi poteri per l'amministrazione ordinaria e straordinaria della società, attribuendogli in particolare la facoltà di compiere tutti gli atti che ritenga opportuni per l'attuazione e il raggiungimento dell'oggetto sociale, anche organizzando la Società ed il Gruppo per aree di business, siano esse strutturate in società o divisioni operative, esclusi soltanto gli atti che la legge e lo statuto stesso riservano all'assemblea.

In base allo statuto, il Consiglio di Amministrazione delega proprie competenze ad uno o più dei suoi componenti e può inoltre attribuire al Presidente, al Vice Presidente e all'Amministratore Delegato deleghe purché non confliggenti le une con le altre.

Il Consiglio di Amministrazione di Iren, nella riunione del 27 giugno 2013 ha conferito proprie attribuzioni al Presidente, al Vice Presidente, all'Amministratore Delegato in conformità allo statuto.

Inoltre in ossequio alle previsioni del Codice di Autodisciplina ha nominato:

- il Comitato per la Remunerazione;
- il Comitato Controllo e Rischi.

Il Consiglio di Amministrazione non ha invece ravvisato la necessità di costituire un "Comitato per le nomine" ritenendo che la procedura di presentazione delle liste per l'elezione dell'organo amministrativo stabilita dallo Statuto Sociale costituisca una garanzia di correttezza e trasparenza del sistema di nomina degli amministratori. Il Consiglio di Amministrazione potrà comunque deliberare di costituire al proprio interno il Comitato per le nomine, che dovrà essere composto, in maggioranza, da amministratori indipendenti.

In merito all'Organo di Controllo (Collegio Sindacale) e alla revisione legale, lo Statuto della Società ne stabilisce la composizione e le modalità di nomina. Compiti e funzionamento sono disciplinati dalla vigente normativa.

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

Con l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2012 si è concluso il mandato del Consiglio di Amministrazione in carica. L'Assemblea degli Azionisti in data 27 giugno 2013 ha provveduto pertanto a nominare il nuovo Consiglio di Amministrazione, composto da tredici consiglieri, che rimarrà in carica per gli esercizi 2013/2014/2015 (sino all'approvazione del bilancio della Società dell'esercizio 2015).

Si riporta di seguito la composizione del Consiglio di Amministrazione di Iren rimasto in carica sino alla data di approvazione del bilancio d'esercizio 2012 (27 giugno 2013).

Carica	Nome e Cognome	Luogo di nascita	Data di nascita
Presidente del Consiglio di Amministrazione e componente del Comitato Esecutivo	Roberto Bazzano	Cairo Montenotte (SV)	1 febbraio 1944
Vice Presidente e componente del Comitato Esecutivo	Lorenzo Bagnacani (*)	Reggio Emilia	17 giugno 1970
Amministratore Delegato e componente del Comitato Esecutivo	Roberto Garbati	Chiomonte (TO)	16 giugno 1949
Direttore Generale e componente del Comitato Esecutivo	Andrea Viero	Marostica (VI)	7 aprile 1964
Amministratore	Paolo Cantarella	Varallo Sesia (VC)	4 dicembre 1944
Amministratore	Gianfranco Carbonato	Cusano Milanino (MI)	2 giugno 1945
Amministratore	Ettore Rocchi	Reggio Emilia	20 novembre 1964
Amministratore	Marco Elefanti	Piacenza	7 ottobre 1962
Amministratore	Carla Patrizia Ferrari (**)	Genova	2 aprile 1957
Amministratore	Ernesto Lavatelli	Genova	28 agosto 1948
Amministratore	Franco Amato	Siracusa	19 aprile 1962
Amministratore	Alberto Clò	Bologna	26 gennaio 1947
Amministratore	Alcide Rosina	Genova	27 gennaio 1933

(*) in data 19 gennaio 2013 rassegnava le dimissioni il dott. Luigi Giuseppe Villani,

(**) cooptata in data 18/6/2012 a seguito delle dimissioni rassegnate dal consigliere Enrico Salza

Di seguito si riporta la composizione del Consiglio di Amministrazione nominato dall'Assemblea dei soci il 27 giugno 2013 per la durata di 3 esercizi:

Carica	Nome e Cognome	Luogo di nascita	Data di nascita
Presidente del Consiglio di Amministrazione	Francesco Profumo	Savona	3 maggio 1953
Vice Presidente	Andrea Viero	Marostica (VI)	7 aprile 1964
Amministratore Delegato e Direttore Centrale Operations e strategie	Nicola De Sanctis	Ferrara	24 aprile 1961
Amministratore	Lorenzo Bagnacani	Reggio Emilia	17 giugno 1970
Amministratore	Roberto Bazzano	Cairo Montenotte (SV)	1 febbraio 1944
Amministratore	Ettore Rocchi	Reggio Emilia	20 novembre 1964
Amministratore	Franco Amato	Siracusa	19 aprile 1962
Amministratore	Tommaso Dealessandri	Cercenasco (TO)	18 settembre 1949
Amministratore	Alessandro Ghibellini	Genova	15 ottobre 1947
Amministratore	Roberto Walter Firpo (*)	Genova	17 settembre 1946
Amministratore	Anna Ferrero	Torino	10 agosto 1952
Amministratore	Fabiola Mascardi	Genova	4 dicembre 1962
Amministratore	Barbara Zanardi	Piacenza	3 marzo 1977

(*) Il Consiglio di amministrazione il 23 luglio 2013 ha preso atto della dichiarazione resa da Roberto Walter Firpo di aver perso il requisito dell'indipendenza ex codice di autodisciplina (art. 3). In data 17 settembre 2013, il Consiglio di Amministrazione - a seguito delle dimissioni Roberto Walter Firpo, rassegnate in conformità a quanto raccomandato dal vigente Codice di Autodisciplina - ha contestualmente cooptato lo stesso Roberto Walter Firpo, avvalendosi della facoltà prevista dal citato Codice, dando atto del mantenimento in capo al medesimo del requisito dell'indipendenza ai sensi degli artt. 147-ter comma 4 e 148, comma 3 del TUF (D.Lgs 58/98 e ss.mm.ii.) e non anche di quello previsto dal vigente Codice di Autodisciplina.

Ai sensi dell'articolo 25 dello Statuto, le deliberazioni del Consiglio di Amministrazione di Iren sono assunte con il voto favorevole della maggioranza assoluta degli Amministratori in carica.

Per le materie indicate all'articolo 25.5 dello statuto (le "Materie Rilevanti") le deliberazioni del Consiglio di Amministrazione di Iren dovranno essere assunte con il voto favorevole di almeno 10 consiglieri.

Gli articoli 18, 19 e 20 dello Statuto disciplinano la nomina, le modalità e i criteri di presentazione delle liste per l'elezione degli Amministratori, che avviene con il sistema del voto di lista.

Nel corso del 2013 il Consiglio di Amministrazione di Iren ha tenuto n. 13 riunioni.

Nel Consiglio di Amministrazione, formato da 13 amministratori, quattro di essi sono in possesso di requisiti di indipendenza sia ai sensi del Testo Unico della Finanza (TUF) sia ai sensi del Codice di Autodisciplina di Borsa Italiana (CAB) e del Codice di Autodisciplina adottato dalla Società adeguandosi al CAB.

Il Consiglio di Amministrazione valuta l'indipendenza dei propri componenti avendo riguardo più alla sostanza che alla forma. L'indipendenza degli amministratori è valutata dal Consiglio di Amministrazione dopo la nomina e, successivamente, con cadenza annuale. L'esito delle valutazioni del Consiglio è comunicato al mercato.

In data 28 novembre 2013 si è tenuta la riunione annuale degli Amministratori Indipendenti, ai sensi dell'art. 3.7 del vigente Codice di Autodisciplina adottato dalla Società.

La Società ha istituito un sistema premiante (MBO) per l'Amministratore Delegato: gli obiettivi vengono fissati dal C.d.A. su proposta del Comitato per le Remunerazioni su base annuale e, ove raggiunti, danno diritto al percepimento del relativo premio (previa verifica del Consiglio di Amministrazione su proposta del Comitato per le Remunerazioni).

Per maggiori informazioni sulla politica di remunerazione, si rinvia alla Relazione sulla Remunerazione.

Come previsto dal Codice Civile, gli amministratori che hanno un interesse in una particolare operazione lo comunicano preventivamente; in data 3 dicembre 2013 è stato approvato dal C.d.A. il nuovo testo del "Regolamento interno in materia di operazioni con parti correlate".

Il nuovo testo del Codice di Autodisciplina approvato dal C.d.A. di Iren S.p.A. in data 17 settembre 2013 prevede che il Consiglio di Amministrazione adotti misure e azioni affinché non si verifichino conflitti di interesse.

COMITATO PER LA REMUNERAZIONE

Il Consiglio di Amministrazione costituisce al proprio interno un Comitato per la Remunerazione, composto da Amministratori non esecutivi, la maggioranza dei quali indipendenti, tra i quali viene scelto il Presidente.

Il Comitato ha le seguenti funzioni:

- valutare periodicamente l'adeguatezza, la coerenza complessiva e la concreta applicazione della politica per la remunerazione degli amministratori e dei dirigenti con responsabilità strategiche, avvalendosi a tale ultimo riguardo delle informazioni fornite dagli amministratori delegati;
- formulare al Consiglio di Amministrazione proposte in materia;
- presentare proposte o esprimere pareri al Consiglio di Amministrazione sulla remunerazione degli amministratori esecutivi e degli altri amministratori che ricoprono particolari cariche nonché sulla fissazione degli obiettivi di performance correlati alla componente variabile di tale remunerazione;
- monitorare l'applicazione delle decisioni adottate dal Consiglio stesso verificando, in particolare, l'effettivo raggiungimento degli obiettivi di performance.

Il Comitato per la remunerazione riveste unicamente funzioni propositive e consultive, mentre il potere di determinare la remunerazione degli amministratori investiti di particolari cariche, in conformità all'articolo 2389, terzo comma, del Codice Civile, rimane in ogni caso in capo al Consiglio di Amministrazione che, ex art. 21 del vigente statuto, vi provvede sentito il Comitato per la remunerazione ed il Collegio Sindacale.

Il Comitato per la remunerazione svolge altresì le funzioni di Comitato di amministratori indipendenti, limitatamente ai casi in cui la composizione del Comitato per la remunerazione permette di soddisfare i requisiti minimi di indipendenza e non correlazione dei suoi membri richiesti dal Regolamento Consob, nel caso di operazioni aventi ad oggetto le remunerazioni degli Amministratori e dei Dirigenti con responsabilità strategiche della Società ai sensi dell'art. 7.1 bis, del vigente Regolamento Interno per le operazioni con parti correlate.

In data 27 giugno 2013, il Consiglio di Amministrazione di Iren ha nominato quali membri del Comitato per la Remunerazione i seguenti amministratori:

- Roberto Walter Firpo
- Fabiola Mascardi
- Ettore Rocchi

In data 13 luglio 2013 il Comitato ha nominato il suo Presidente nella persona di Roberto Walter Firpo e il 22 luglio 2013, a seguito della rinuncia alla carica di Presidente da parte di quest'ultimo a causa del venir meno del requisito dell'indipendenza ai sensi del codice di Autodisciplina, il Comitato ha nominato il suo Presidente nella persona di Fabiola Mascardi.

Nel corso del 2013 il Comitato per la Remunerazione, si è riunito undici volte, elaborando proposte che sono riportate nei verbali delle riunioni del Comitato medesimo.

Per maggiori informazioni di dettaglio si rinvia alla Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari.

COMITATO CONTROLLO E RISCHI

In ossequio a quanto stabilito dal Codice di Autodisciplina delle società quotate, il Consiglio di Amministrazione costituisce un Comitato controllo e rischi.

Il Comitato è composto da tre Amministratori, la maggioranza dei quali indipendenti, tra cui viene scelto il Presidente. Almeno un componente del comitato possiede un'adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria o di gestione dei rischi (ritenuta adeguata dal Consiglio di Amministrazione al momento della nomina).

Il Comitato Controllo e Rischi svolge i seguenti compiti:

- supporta, con un'adeguata attività istruttoria, le valutazioni e le decisioni del Consiglio relative al sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, nonché quelle relative all'approvazione delle relazioni finanziarie periodiche;
- valuta, unitamente al Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e sentito il revisore legale e il collegio sindacale, il corretto utilizzo dei principi contabili e, nel caso di gruppi, la loro omogeneità ai fini della redazione del Bilancio consolidato;
- esprime pareri su specifici aspetti inerenti le Risk Policies, l'identificazione dei principali rischi aziendali e il Piano di Audit;
- esamina le relazioni periodiche, aventi per oggetto la valutazione del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, e quelle di particolare rilevanza predisposte dalla funzione Internal Auditing;
- monitora l'autonomia, l'adeguatezza, l'efficacia e l'efficienza della funzione di Internal Auditing;
- può chiedere alla funzione di Internal Auditing lo svolgimento di verifiche su specifiche aree operative, dandone contestuale comunicazione al Presidente del Collegio Sindacale;
- riferisce al Consiglio, almeno semestralmente, sull'attività svolta nonché sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

Il Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. con delibera del 27 giugno 2013 ha nominato quali componenti del Comitato per il controllo interno i seguenti tre amministratori:

- Franco Amato
- Alessandro Ghibellini
- Barbara Zanardi

In data 22 luglio 2013 il Comitato ha nominato il suo Presidente nella persona di Franco Amato.

Nel corso del 2013 il Comitato Controllo e Rischi di Iren ha tenuto n. 8 riunioni.

Fino all'approvazione del Regolamento interno Operazioni Parti Correlate da parte del Consiglio di Amministrazione e all'istituzione dell'apposito Comitato Operazioni Parti Correlate nella seduta del 3 dicembre 2013, al Comitato Controllo e Rischi, anche nella sua composizione "integrata", sono state affidate le funzioni e le competenze del comitato di amministratori indipendenti che, ai sensi del Regolamento Consob in tema di operazioni con parti correlate, deve esprimere il proprio parere in relazione all'effettuazione delle operazioni di minore e maggiore rilevanza con Parti Correlate e, in generale, svolgere anche tutte le altre funzioni assegnate in materia di operazioni con Parti Correlate.

Nel corso del 2013 il Comitato Controllo e Rischi e per le Operazioni con Parti Correlate di Iren ha tenuto n. 3 riunioni.

Per maggiori informazioni di dettaglio si rinvia alla Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari.

COMITATO OPERAZIONI CON PARTI CORRELATE

In data 3 dicembre 2013, il Consiglio di Amministrazione, subito dopo l'approvazione del nuovo Regolamento interno sulle operazioni con parti correlate ed in conformità al medesimo, ha costituito un apposito Comitato per le Operazioni Parti Correlate (COPC).

Il Comitato è composto da tre Amministratori in possesso dei requisiti di indipendenza previsti dagli artt. 147-ter comma 4 e 148, comma 3 del TUF (D. Lgs. 58/98 e ss.mm.ii.) e degli ulteriori requisiti previsti dall'art. 3 del vigente Codice di Autodisciplina adottato dalla Società. Al fine di garantire il doppio requisito dell'indipendenza e della non correlazione nella singola operazione da esaminare, è previsto che il COPC

venga integrato con altri amministratori indipendenti e “non correlati nella singola operazione da esaminare” presenti nel Consiglio di Amministrazione della Società, attribuendo al Presidente del COPC il compito di individuare un sotto comitato (i c.d. Membri Designati) composto di tre amministratori indipendenti e non correlati in relazione alla singola operazione con parte correlata da esaminare.

Con riferimento alle operazioni di minor rilevanza, ai sensi del Regolamento, qualora non vi sia neppure un membro del COPC indipendente e non correlato e nel Consiglio di Amministrazione non vi siano altri amministratori dotati dei requisiti necessari ad integrare la composizione del COPC, il parere motivato non vincolante sarà fornito da un esperto indipendente nominato dal presidente del Comitato, sentito il Presidente del Collegio Sindacale.

Con riferimento alle operazioni di maggior rilevanza, individuate come tali ai sensi del Regolamento, qualora non vi siano almeno tre amministratori indipendenti non correlati, il Presidente del Comitato provvederà a designare uno o, se possibile, due amministratori indipendenti e non correlati; qualora non vi siano amministratori indipendenti e non correlati, tali attività saranno svolte dal collegio sindacale o da un esperto indipendente nominato dal presidente del Comitato sentito il Presidente del Collegio Sindacale.

Il COPC esprime il proprio parere in relazione all’effettuazione delle operazioni di minore e maggiore rilevanza con Parti Correlate e, in generale, svolge anche tutte le altre funzioni assegnate in materia di operazioni con Parti Correlate, ai sensi del Regolamento Consob in tema di operazioni con parti correlate. In data 3 dicembre 2013, il Consiglio di Amministrazione di Iren ha nominato quali membri del Comitato Operazioni Parti Correlate i seguenti amministratori:

- Franco Amato
- Fabiola Mascardi
- Barbara Zanardi

In data 16 dicembre 2013 il Comitato ha nominato il suo Presidente nella persona di Barbara Zanardi.

Nel corso del 2013 il COPC si è riunito tre volte, elaborando proposte che sono riportate nei verbali delle riunioni del Comitato medesimo.

Per maggiori informazioni di dettaglio si rinvia alla Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari.

COMPOSIZIONE DEI COMITATI

Comitato per la Remunerazione	Comitato Controllo e Rischi	Comitato Operazioni Parti Correlate
Fabiola Mascardi (Presidente)	Franco Amato (Presidente)	Barbara Zanardi (Presidente)
Roberto Walter Firpo (1)	Alessandro Ghibellini	Fabiola Mascardi
Ettore Rocchi	Barbara Zanardi	Franco Amato

(1) Il Consiglio di amministrazione il 23 luglio 2013 ha preso atto della dichiarazione resa da Roberto Walter Firpo di aver perso il requisito dell’indipendenza ex codice di autodisciplina (art. 3). In data 17 settembre 2013, il Consiglio di Amministrazione - a seguito delle dimissioni Roberto Walter Firpo, rassegnate in conformità a quanto raccomandato dal vigente Codice di Autodisciplina - ha contestualmente cooptato lo stesso Roberto Walter Firpo, avvalendosi della facoltà prevista dal citato Codice, dando atto del mantenimento in capo al medesimo del requisito dell’indipendenza ai sensi degli artt. 147-ter comma 4 e 148, comma 3 del TUF (D.Lgs 58/98 e s.m.i.) e non anche di quello previsto dal vigente Codice di Autodisciplina.

COLLEGIO SINDACALE

Il Collegio Sindacale si compone di tre sindaci effettivi e due sindaci supplenti che durano in carica per tre esercizi, con scadenza alla data dell'assemblea convocata per l'approvazione del bilancio relativo all'ultimo esercizio della loro carica e sono rieleggibili.

Il Collegio Sindacale in carica è stato nominato dall'Assemblea Ordinaria di Iren del 14 maggio 2012 e rimarrà in carica fino all'approvazione del bilancio di esercizio che si chiuderà il 31 dicembre 2014.

I componenti del Collegio Sindacale in carica sono indicati nella tabella che segue.

Carica	Nome e Cognome	Luogo di nascita	Data di nascita
Presidente	Paolo Peveraro	Castel San Giovanni (PC)	5 luglio 1956
Sindaco Effettivo	Anna Maria Fellegara	Borgonovo Val Tidone (PC)	18 gennaio 1958
Sindaco Effettivo	Aldo Milanese	Mondovì (CN)	27 gennaio 1944
Sindaco Supplente	Alessandro Cotto	Asti	23 ottobre 1970
Sindaco Supplente	Emilio Gatto	Genova	1 ottobre 1969

Gli artt. 27 e seg. dello Statuto, cui espressamente si rimanda, stabiliscono le modalità di nomina del collegio Sindacale attraverso il voto di lista.

I membri del Collegio Sindacale assistono alle Assemblee ed alle riunioni del Consiglio di Amministrazione. La presenza di almeno un membro del Collegio Sindacale alle sedute del Consiglio di Amministrazione assicura l'informativa al Collegio Sindacale sull'attività svolta dalla società e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale effettuate dalla stessa e dalle sue controllate ed in particolare sulle operazioni nelle quali gli amministratori abbiano un interesse.

Il Collegio Sindacale ha vigilato sull'indipendenza della società di revisione e, nello svolgimento della propria attività si è coordinato con la funzione Internal Audit e con il Comitato controllo e rischi, partecipando alle relative riunioni.

Nel corso del 2013 si sono tenute n. 11 riunioni del Collegio Sindacale.

Per maggiori informazioni di dettaglio si rinvia alla Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari.

ALTRE INFORMAZIONI

Codice in materia di protezione dei dati personali

Nell'ambito delle attività previste dal D.Lgs. 196/03, denominato "Codice in materia di protezione dei dati personali", sono state attuate attività utili a valutare il sistema di protezione delle informazioni nelle società del Gruppo assoggettate a tale normativa. Tali attività hanno evidenziato una sostanziale adeguatezza agli adempimenti richiesti dalla normativa in materia di protezione dei dati personali gestiti da tali società.

Attestazioni ex art. 2.6.2 del Regolamento di Borsa

Con riferimento alle attestazioni di cui all'art. 2.6.2 comma 15 del Regolamento di Borsa relative all'adeguamento alle condizioni di cui all'art. 36 e ss. del Regolamento Mercati di CONSOB, si segnala che la società non controlla società costituite e regolate dalla legge di stati non appartenenti all'Unione Europea di significativa rilevanza secondo le disposizioni di cui al titolo VI, capo II del regolamento adottato dalla CONSOB con delibera n. 11971 del 1999 e successive modificazioni. Pertanto le disposizioni contenute nel comma 1 dell'art. 36 del Regolamento Mercati non risultano essere applicabili. Riguardo alle condizioni previste dall'art. 37 del Regolamento Mercati si evidenzia che la società non è sottoposta all'attività di direzione e coordinamento di altra società.

Relazione sul Governo societario e gli assetti societari e Relazione sulle remunerazioni

La Relazione sul Governo societario e gli assetti societari e la Relazione sulle remunerazioni, approvate dall'organo di amministrazione e pubblicate congiuntamente alla Relazione sulla gestione, comprendono le informazioni non richiamate nel precedente capitolo "Corporate Governance", così come previste dagli articoli 123 bis e 123 ter del Decreto legislativo 24 febbraio 1998 n. 58 e successive modificazioni ed integrazioni.

PROPOSTE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE ALL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI

PROPOSTE RELATIVE AL PUNTO ALL'ORDINE DEL GIORNO "Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2013 e Relazione sulla gestione: deliberazioni inerenti e conseguenti."

Signori Azionisti,

in relazione a quanto precedentemente esposto, Vi proponiamo:

- di approvare il bilancio dell'esercizio al 31 dicembre 2013 che chiude con un utile di Euro 86.859.395,30.
- di approvare la seguente proposta di distribuzione dell'utile:

Utile dell'esercizio di Iren S.p.A. Euro 86.859.395,30

Alla riserva legale il 5% dell'utile d'esercizio Euro 4.342.969,76

Agli Azionisti un dividendo unitario pari a Euro 0,0523 da assegnare alle 1.181.725.677 azioni ordinarie e alle 94.500.000 azioni di risparmio del valore nominale di 1 euro in pagamento a partire dal giorno 26 giugno 2014 contro stacco cedola il 23 giugno 2014 e record date il 25 giugno per un totale di Euro 66.746.602,91.

Alla Riserva straordinaria Euro 15.769.822,63

Per il Consiglio di Amministrazione
Il Presidente
Francesco Profumo





Iren S.p.A.

Via Nubi di Magellano, 30 - 42123 Reggio Emilia
Capitale sociale interamente versato euro 1.276.225.677,00
Registro Imprese di Reggio Emilia n. 07129470014
Codice Fiscale e partita IVA n. 07129470014



**Bilancio Consolidato
e Note esplicative**

al 31 dicembre 2013

PROSPETTO DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE - FINANZIARIA

		migliaia di euro			
	Note	31.12.2013	di cui parti correlate	31.12.2012	di cui parti correlate
ATTIVITA'					
Attività materiali	(1)	3.201.332		2.813.297	
Investimenti immobiliari	(2)	15.341		1.831	
Attività immateriali a vita definita	(3)	1.351.065		1.295.022	
Avviamento	(4)	124.596		132.861	
Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto	(5)	163.578		462.097	
Altre partecipazioni	(6)	15.492		29.808	
Attività finanziarie non correnti	(7)	60.167	56.595	116.168	113.188
Altre attività non correnti	(8)	59.153	19.843	38.195	2.759
Attività per imposte anticipate	(9)	309.820		215.750	
Totale attività non correnti		5.300.544		5.105.029	
Rimanenze	(10)	107.872		89.110	
Crediti commerciali	(11)	1.050.310	112.248	1.253.713	151.377
Crediti per imposte correnti	(12)	5.805		8.690	
Crediti vari e altre attività correnti	(13)	216.599	2.789	267.253	4.315
Attività finanziarie correnti	(14)	255.774	252.002	273.550	254.223
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(15)	55.613	2.326	28.041	2.668
Totale attività correnti		1.691.973		1.920.357	
Attività destinate ad essere cedute	(16)	3.588		7.739	
TOTALE ATTIVITA'		6.996.105		7.033.125	

	Note	31.12.2013	di cui parti correlate	31.12.2012	di cui parti correlate
migliaia di euro					
PATRIMONIO NETTO					
Patrimonio netto attribuibile ai soci della Capogruppo					
Capitale sociale		1.276.226		1.276.226	
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo		415.721		311.070	
Risultato netto del periodo		80.554		152.559	
Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo		1.772.501		1.739.855	
Patrimonio netto di pertinenza dei Terzi		216.526		214.402	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(17)	1.989.027		1.954.257	
PASSIVITA'					
Passività finanziarie non correnti	(18)	1.913.299	170.004	2.197.827	177.162
Benefici ai dipendenti	(19)	118.034		102.999	
Fondi per rischi ed oneri	(20)	288.769		272.744	
Passività per imposte differite	(21)	179.231		110.553	
Debiti vari e altre passività non correnti	(22)	190.289	178	154.453	177
Totale passività non correnti		2.689.622		2.838.576	
Passività finanziarie correnti	(23)	983.206	102.753	775.063	198.801
Debiti commerciali	(24)	1.010.790	49.836	1.135.236	70.138
Debiti vari e altre passività correnti	(25)	236.486	235	243.514	4.861
Debiti per imposte correnti	(26)	12.259		4.910	
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(27)	74.709		81.548	
Totale passività correnti		2.317.450		2.240.271	
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	(28)	6		21	
TOTALE PASSIVITA'		5.007.078		5.078.868	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		6.996.105		7.033.125	

PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO

		migliaia di euro			
	Note	Esercizio 2013	di cui parti correlate	Esercizio 2012	di cui parti correlate
Ricavi					
Ricavi per beni e servizi	(29)	3.228.038	189.302	4.003.654	179.325
Variazione dei lavori in corso	(30)	(355)		669	197
Altri proventi	(31)	220.290	2.268	323.518	4.048
- di cui non ricorrenti				23.015	
Totale ricavi		3.447.973		4.327.841	
Costi operativi					
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(32)	(1.462.729)	(125.161)	(2.116.257)	(232.336)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(33)	(1.000.406)	(80.922)	(1.236.254)	(118.290)
Oneri diversi di gestione	(34)	(89.629)	(3.678)	(105.250)	(8.029)
- di cui non ricorrenti				(14.644)	
Costi per lavori interni capitalizzati	(35)	24.394		20.667	
Costo del personale	(36)	(273.586)		(261.142)	
Totale costi operativi		(2.801.956)		(3.698.236)	
MARGINE OPERATIVO LORDO		646.017		629.605	
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni					
Ammortamenti	(37)	(219.717)		(205.495)	
Accantonamenti e svalutazioni	(38)	(113.221)		(89.962)	
- di cui relativi ad operazioni non ricorrenti		(5.262)		(7.631)	
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni		(332.938)		(295.457)	
RISULTATO OPERATIVO		313.079		334.148	
Gestione finanziaria					
Proventi finanziari	(39)	21.846	12.763	24.075	11.543
Oneri finanziari		(111.262)	(12.447)	(122.827)	(18.649)
Totale gestione finanziaria		(89.416)		(98.752)	
Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	(40)	10.421		(599)	
Rettifica di valore di partecipazioni	(41)	(20.095)		(105)	
Risultato prima delle imposte		213.989		234.692	
Imposte sul reddito	(42)	(122.034)		(85.251)	
Risultato netto delle attività in continuità		91.955		149.441	
Risultato netto da attività operative cessate	(43)	-		12.730	
Risultato netto del periodo		91.955		162.171	
attribuibile a:					
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo		80.554		152.559	
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	(44)	11.401		9.612	
Utile per azione ordinarie e di risparmio	(45)				
- base (euro)		0,06		0,12	
- diluito (euro)		0,06		0,12	

PROSPETTO DELLE ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

		migliaia di euro	
	Note	Esercizio 2013	Esercizio 2012
Utile/(perdita) del periodo - Gruppo e Terzi (A)		91.955	162.171
Altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico	(46)		
- quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari		25.134	(26.488)
- variazioni di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita		-	-
- quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto		3.004	2.995
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo		(10.026)	9.616
Totale altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B1)		18.112	(13.877)
Altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico			
- utili (perdite) attuariali piani per dipendenti a benefici definiti (IAS19)		(3.462)	(15.542)
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo		1.188	4.804
Totale altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B2)		(2.274)	(10.738)
Totale Utile/(perdita) complessiva (A)+(B1)+(B2)		107.793	137.556
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo		96.346	128.239
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi		11.447	9.317

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

	Capitale sociale	Riserva sovrapprezzo Emissione azioni	Riserva legale
31/12/2011 Rideterminato	1.276.226	105.102	28.996
Dividendi agli azionisti			
Perdite portate a nuovo			
Variazione area di consolidamento			
Cambio interessenze			
Aumento capitale società controllate			
Altri movimenti			
Utile complessivo rilevato nel periodo			
di cui:			
- Utile netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
31/12/2012	1.276.226	105.102	28.996
Riserva legale			3.516
Dividendi agli azionisti			
Utili portati a nuovo			
Variazione area di consolidamento			
Cambio interessenze			
Altri movimenti			
Utile complessivo rilevato nel periodo			
di cui:			
- Utile netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
31/12/2013	1.276.226	105.102	32.512

I dati al 31 dicembre 2011 sono stati rideterminati per effetto dell'adozione della versione rivista del principio IAS 19 *Benefici per i dipendenti*.

migliaia di euro

Riserva copertura flussi finanziari	Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	Totale riserve e Utili (perdite) accumulate	Risultato del periodo	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di Terzi	Patrimonio netto del Gruppo e di Terzi
(30.737)	362.714	466.075	(110.970)	1.631.331	213.375	1.844.706
	(16.591)	(16.591)		(16.591)	(5.691)	(22.282)
	(110.970)	(110.970)	110.970	-		-
	(3.860)	(3.860)		(3.860)	(3.350)	(7.210)
	1.510	1.510		1.510		1.510
		-		-	849	849
	(773)	(773)		(773)	(99)	(872)
(11.908)	(12.413)	(24.321)	152.559	128.238	9.318	137.556
			152.559	152.559	9.612	162.171
(11.908)	(12.413)	(24.321)		(24.321)	(294)	(24.615)
(42.645)	219.617	311.070	152.559	1.739.855	214.402	1.954.257
		3.516	(3.516)	-		-
		-	(66.747)	(66.747)	(9.323)	(76.070)
	82.296	82.296	(82.296)	-		-
199	(199)	-		-		-
	3.122	3.122		3.122		3.122
	(75)	(75)		(75)	-	(75)
18.418	(2.626)	15.792	80.554	96.346	11.447	107.793
			80.554	80.554	11.401	91.955
18.418	(2.626)	15.792		15.792	46	15.838
(24.028)	302.135	415.721	80.554	1.772.501	216.526	1.989.027

RENDICONTO FINANZIARIO

migliaia di euro

	Esercizio 2013	Esercizio 2012
A. Disponibilità liquide iniziali	28.041	44.758
Flusso finanziario generato dall'attività operativa		
Risultato del periodo	91.955	162.171
Rettifiche per:		
Ammortamenti attività materiali e immateriali	219.717	205.495
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	959	(33.073)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	1.013	818
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	(39.119)	33.538
Utili dalla vendita di attività operative cessate al netto degli effetti fiscali	-	-
Variazione imposte anticipate e differite	(16.140)	(30.683)
Variazione altre attività/passività non correnti	14.880	1.392
Dividendi contabilizzati al netto delle elisioni	(1.304)	(656)
Quota del risultato di collegate	(10.421)	(9.673)
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività	70.747	(1.784)
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	332.287	327.545
Variazione rimanenze	478	(21.321)
Variazione crediti commerciali	203.403	(18.269)
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	62.416	(3.540)
Variazione debiti commerciali	(124.446)	98.154
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	(1.456)	(3.998)
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	140.395	51.026
D. Cash flow operativo (B+C)	472.682	378.571
Flusso finanziario da (per) attività di investimento		
Investimenti in attività materiali e immateriali	(351.538)	(339.749)
Investimenti in attività finanziarie	(1.423)	(60.285)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	13.883	154.307
Variazione area di consolidamento	(61.356)	3.468
Cessione di attività operative cessate al netto della liquidità ceduta	-	-
Dividendi incassati	8.868	9.417
Altri movimenti di attività finanziarie	-	131
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(391.566)	(232.711)
F. Free cash flow (D+E)	81.116	145.860
Flusso finanziario da attività di finanziamento		
Erogazione di dividendi	(76.070)	(22.282)
Altre variazioni di Patrimonio netto	-	-
Nuovi mutui e finanziamenti a lungo termine	583.021	440.250
Rimborsi di mutui e finanziamenti a lungo termine	(395.019)	(503.133)
Variazione debiti finanziari	(239.253)	(195.850)
Variazione crediti finanziari	73.777	118.438
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	(53.544)	(162.577)
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	27.572	(16.717)
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	55.613	28.041

NOTE ESPLICATIVE

PREMESSA

Iren S.p.A., è una società di diritto italiano, multiutility quotata alla Borsa Italiana, nata il 1° luglio 2010 dall'unione tra IRIDE ed ENÌA.

I settori di attività nei quali il Gruppo opera sono:

- Generazione e Teleriscaldamento (Produzione Idroelettrica, Cogenerazione elettrica e calore, Reti di teleriscaldamento e produzione da Fonti rinnovabili);
- Mercato (Vendita energia elettrica, gas, calore);
- Infrastrutture Energetiche (Reti di distribuzione dell'energia elettrica, reti di distribuzione del gas e impianti di rigassificazione LNG);
- Servizio Idrico Integrato (vendita e distribuzione acqua, depurazione e fognatura);
- Ambiente (Raccolta e Smaltimento rifiuti);
- Altri servizi (Telecomunicazioni, Illuminazione Pubblica, Servizi global service ed altri minori).

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

Iren S.p.A. è strutturata sul modello di una holding industriale con sede direzionale a Reggio Emilia e sedi operative a Genova, Parma, Piacenza e Torino e società responsabili delle singole linee di business.

Sono state apportate delle riclassifiche ai prospetti al 31 dicembre 2012 per adeguarsi alla classificazione adottata per le voci corrispondenti al 31 dicembre 2013. Le riclassifiche principali sono descritte nelle note al bilancio.

Il bilancio consolidato della società, per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013, comprende i bilanci della Società e delle sue controllate, i bilanci proporzionali delle società a controllo congiunto (unitamente, il "Gruppo" e, singolarmente, le "entità del Gruppo") e la quota di partecipazione del Gruppo in società collegate.

I. CONTENUTO E FORMA DEL BILANCIO CONSOLIDATO

Il Bilancio consolidato al 31 dicembre 2013 del Gruppo Iren 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).

Nella predisposizione del presente bilancio consolidato, sono stati applicati gli stessi principi contabili adottati nella redazione del Bilancio al 31 dicembre 2012, con le eccezioni evidenziate nel paragrafo "Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni efficaci dal 1° gennaio 2013".

Il presente Bilancio consolidato al 31 dicembre 2013 è costituito dalla Situazione patrimoniale-finanziaria, dal Conto Economico, dal Prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo, dal Rendiconto Finanziario, dal Prospetto delle Variazioni del Patrimonio netto e dalle Note Esplicative.

Si specifica che 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 dell'esercizio.

Il Conto Economico è classificato in base alla natura dei costi. In aggiunta al Risultato Operativo, il prospetto di Conto Economico evidenzia il 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.

Il bilancio è redatto sulla base del principio del costo storico, fatta eccezione per alcuni strumenti finanziari valutati *al fair value*.

Inoltre si specifica che i prospetti contabili delle società consolidate sono redatti alla data dell'esercizio di riferimento.

II. PRINCIPI DI CONSOLIDAMENTO

Nell'area di consolidamento rientrano le società controllate, le partecipazioni in joint venture e le società collegate.

Società controllate (società consolidate con il metodo integrale)

Sono considerate controllate le imprese in cui il Gruppo esercita il controllo, così come definito dallo IAS 27 – Bilancio consolidato e bilancio separato.

Tale controllo esiste quando il Gruppo ha il potere, direttamente o indirettamente, di determinare le politiche finanziarie ed operative di un'impresa al fine di ottenere benefici dalle sue attività. 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 che il nuovo IAS 27, applicabile in modo prospettico dal 1° gennaio 2010, stabilisce 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 a 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.

In precedenza, la rilevazione dell'avviamento derivante dall'acquisizione di una partecipazione di terzi in una controllata, rappresentava l'eccedenza del costo dell'investimento aggiuntivo rispetto al valore contabile dell'interessenza nelle attività nette acquisite alla data di scambio.

Società a controllo congiunto (società consolidate con il metodo proporzionale)

Sono società sulla cui attività il Gruppo ha un controllo congiunto, così come definito dallo IAS 31 – Partecipazioni in joint venture, in virtù di accordi contrattuali. 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, in relazione all'effettiva possibilità da parte del socio privato di controllare congiuntamente le decisioni strategiche relative alla società partecipata.

Il bilancio consolidato include, linea per linea, la quota di pertinenza del Gruppo di ricavi, costi, attività e passività delle società a controllo congiunto dalla data in cui ha inizio il controllo congiunto alla data in cui questo cessa.

Società collegate (società 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. Qualora l'eventuale quota di pertinenza del Gruppo delle perdite della collegata ecceda il valore contabile della partecipazione in bilancio, si procede ad azzerare il valore della partecipazione e la quota delle ulteriori perdite non è rilevata, ad eccezione e nella misura in cui il Gruppo abbia l'obbligo di risponderne.

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.

Società Capogruppo:

Iren S.p.A.

Società consolidate con il metodo integrale:

Sono consolidate integralmente le sei Società di Primo Livello (di seguito SPL), e, attraverso il bilancio consolidato di queste, le Società controllate dalle SPL:

1) Iren Acqua Gas e le Società da questa controllate:

- Genova Reti Gas
- Laboratori Iren Acqua Gas
- Mediterranea delle Acque e le controllate:
 - Idrotigullio
 - Immobiliare delle Fabbriche

- 2) Iren Ambiente e le Società da questa controllate:
 - Montequerce
 - Tecnoborgo

- 3) Iren Ambiente Holding e la Società da questa controllata:
 - Bonifica Autocisterne

- 4) Iren Emilia e le Società da questa controllate:
 - AGA
 - AMIAT V
 - Consorzio GPO
 - Enìa Parma
 - Enìa Piacenza
 - Enìa Reggio Emilia
 - Eniatel

- 5) Iren Energia e le Società da questa controllate:
 - AEM Torino Distribuzione
 - CELPI in liquidazione (classificata come attività destinata ad essere ceduta)
 - Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi)
 - Nichelino Energia

- 6) Iren Mercato e le Società da questa controllate:
 - CAE Amga Energia, e le controllate:
 - O.C. CLIM
 - CLIMATEL
 - GEA Commerciale

In tali società la Capogruppo detiene, direttamente o tramite sue controllate dirette e indirette, la maggioranza dei voti in assemblea ordinaria.

Società consolidate con il metodo proporzionale:

Sono consolidate con il metodo proporzionale le società su cui il Gruppo, a seguito di accordi stipulati con gli altri soci, ha il controllo congiunto. Tali società sono:

- AES Torino, partecipata al 51% da Iren Energia;
- Società Acque Potabili, partecipata al 30,86% da Iren Acqua Gas, e le controllate:
 - Acquedotto Savona, partecipato al 100% da Società Acque Potabili;
 - Acquedotto Monferrato, partecipato al 100% da Società Acque Potabili;
 - Acque Potabili Crotone, partecipata al 100% da Società Acque Potabili;
- OLT Offshore LNG S.p.A., partecipata al 41,71% da Iren Mercato;
- Iren Rinnovabili, partecipata al 70% da Iren Ambiente Holding, e le controllate:
 - Agriren, partecipata al 95% da Iren Rinnovabili;
 - Greensource, partecipata al 100% da Iren Rinnovabili, e le controllate:
 - Enia Solaris, partecipata al 100% da Greensource;
 - Project Financing Management, partecipata al 100% da Greensource;
 - Busseto Fotovoltaico, partecipata al 100% da Greensource;
 - C8 Fotovoltaico, partecipata al 100% da Greensource;
 - Fidenza Fotovoltaico, partecipata al 100% da Greensource;
 - Fontanellato Fotovoltaico, partecipata al 100% da Greensource;
 - Medesano Fotovoltaico, partecipata al 100% da Greensource;
 - Millenaria Fotovoltaico, partecipata al 100% da Greensource;
 - Pellegrino Fotovoltaico, partecipata al 100% da Greensource;
 - Pluris Energy Fotovoltaico, partecipata al 100% da Greensource;
 - Roccabianca Fotovoltaico, partecipata al 100% da Greensource;
 - San Secondo Fotovoltaico, partecipata al 100% da Greensource;
 - Varsi Fotovoltaico, partecipata al 100% da Greensource;

Per l'elenco dettagliato delle partecipazioni si rinvia agli elenchi inclusi tra gli Allegati.

VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO

In data 1° luglio 2013 CCPL, socio della joint venture Iren Rinnovabili, ha conferito a quest'ultima il 100% di Greensource (e delle sue controllate), e l'11% di Project Financing Management (già posseduta da Iren Rinnovabili al 49%). Per effetto di tali conferimenti la partecipazione del Gruppo Iren in Iren Rinnovabili passa dal 90,19% al 70%. Inoltre Iren Rinnovabili ha acquistato, e successivamente conferito a Greensource, la quota residua di Project Financing Management, pari al 40 %, da CCPL ottenendone quindi il 100%.

Pertanto dal 1° luglio 2013 vengono consolidate con il metodo proporzionale al 70% le società Iren Rinnovabili ed Enia Solaris (precedentemente consolidate proporzionalmente al 90,19%), la società Project Financing Management (precedentemente valutata ad equity) e le società Busseto Fotovoltaico, C8 Fotovoltaico, Fidenza Fotovoltaico, Fontanellato Fotovoltaico, Medesano Fotovoltaico, Millenaria Fotovoltaico, Pellegrino Fotovoltaico, Pluris Energy Fotovoltaico, Roccabianca Fotovoltaico, San Secondo Fotovoltaico e Varsi Fotovoltaico.

In data 26 novembre 2013 la joint venture Iren Rinnovabili ha sottoscritto il 95% del capitale sociale della società Agriren e pertanto quest'ultima viene consolidata con il metodo proporzionale in quanto controllata dalla joint venture Iren Rinnovabili.

Il 1° novembre 2013 ha avuto efficacia la scissione parziale non proporzionale di Edipower con attribuzione a Iren Energia di asset di generazione termoelettrici (centrale di Turbigo) e idroelettrici (nucleo di Tuscano) nonché del personale operante in tali siti, gli elementi patrimoniali, i rapporti giuridici attivi e passivi direttamente attribuibili a tali impianti. L'operazione di scissione parziale non proporzionale ha comportato la cancellazione dell'intera partecipazione detenuta da Iren Energia in Edipower e la contestuale diminuzione del patrimonio netto di quest'ultima.

Per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo "VIII Altre Informazioni - Eventi e operazioni significative non ricorrenti".

Si segnalano inoltre le seguenti operazioni che non hanno comportato una variazione dell'area di consolidamento:

- fusione della controllata al 100% Zeus S.p.A. nella controllante Iren Emilia S.p.A.;
- trasferimento e successiva fusione per incorporazione della controllata al 100% AEMNET S.p.A. da Iren Servizi e Innovazione S.p.A. (già Iride Servizi S.p.A.) (controllata al 100%) a Iren Energia S.p.A. (controllata al 100%);
- costituzione di Iren Ambiente Holding S.p.A. mediante scissione proporzionale parziale di Iren Ambiente S.p.A.. Ad Iren Ambiente Holding S.p.A. sono state conferite da Iren Ambiente S.p.A. le partecipazioni in Bonifica Autocisterne, Iren Rinnovabili, Aciam, Iniziative Ambientali, Rio Riazzone, Consorzio Leap e Reggio Emilia Innovazione.

IV. PRINCIPI CONTABILI E CRITERI DI VALUTAZIONE

Di seguito sono indicati i criteri adottati nella redazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2013 del Gruppo Iren; i principi contabili descritti di seguito sono stati applicati coerentemente da tutte le entità del Gruppo e non sono cambiati rispetto a quelli adottati al 31 dicembre 2012, con le eccezioni evidenziate nel paragrafo "Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni efficaci dal 1° gennaio 2013".

Attività materiali

- Immobili, impianti e macchinari di proprietà

Gli immobili, impianti e macchinari di proprietà sono iscritti al costo di conferimento o di acquisto o di costruzione interna. Nel costo sono compresi tutti i costi direttamente imputabili necessari a rendere l'attività disponibile per l'uso (comprensivo, quando rilevante ed in presenza di obbligazioni attuali, del valore attuale dei costi stimati per lo smantellamento, per la rimozione dell'attività e per la bonifica del luogo), al netto di sconti commerciali e abbuoni.

Gli oneri finanziari relativi all'acquisto di un'immobilizzazione vengono capitalizzati per la quota imputabile ai beni fino al momento della loro entrata in esercizio.

Qualora parti significative di tali attività materiali abbiano differenti vite utili, tali componenti sono contabilizzate separatamente.

In particolare, secondo tale principio, il valore del terreno e quello dei fabbricati che insistono su di esso vengono separati e solo il fabbricato viene assoggettato ad ammortamento, mentre i valori riferiti ai terreni sono sottoposti ad impairment, come descritto nel successivo paragrafo "Perdita di valore di attività".

I costi di manutenzione aventi natura ordinaria sono addebitati integralmente a conto economico. Gli altri costi aventi natura incrementativa sono attribuiti alle immobilizzazioni cui si riferiscono, secondo quanto previsto dallo IAS 16, ed ammortizzati in relazione alle residue possibilità di utilizzo dei beni a cui si riferiscono. Hanno natura incrementativa le spese che comportino ragionevolmente un aumento dei benefici economici futuri, quali l'aumento della vita utile, l'incremento della capacità produttiva, il miglioramento delle qualità del prodotto, l'adozione di processi di produzione che comportino una sostanziale riduzione dei costi di produzione.

Le immobilizzazioni materiali in corso di costruzione comprendono i costi relativi alla costruzione di impianti sostenuti fino alla data di riferimento. Tali investimenti sono ammortizzati a partire dalla data di entrata in funzione nel ciclo di produzione.

Le immobilizzazioni sono sistematicamente ammortizzate in ogni esercizio a quote costanti sulla base di aliquote economico-tecniche determinate in relazione alle residue possibilità di utilizzo dei beni. Le discariche sono ammortizzate sulla base della percentuale di riempimento.

I beni devolvibili sono ammortizzati in base alla scadenza dei rispettivi decreti di concessione. In continuità con quanto fatto nel 2012, anche nel 2013 sono stati sospesi gli ammortamenti delle opere devolvibili degli impianti idroelettrici della Valle Orco (ad esclusione di San Lorenzo) e di San Mauro in virtù dell'entrata in vigore della Legge 7 agosto 2012, n. 134, e del relativo Decreto attuativo del 28 marzo 2013. Queste ultime modificano le normative vigenti in merito alle concessioni di grandi derivazioni d'acqua per uso idroelettrico ("concessioni idroelettriche"). Le nuove normative stabiliscono che al concessionario uscente spetta un corrispettivo per le "opere bagnate" (opere di raccolta, di regolazione, di condotte forzate, e canali di scarico compresi nel ramo d'azienda del concessionario uscente, le cosiddette "opere devolvibili"), calcolato sulla base del costo storico rivalutato, al netto dei contributi pubblici in conto capitale, anch'essi rivalutati, ricevuti dal concessionario per la realizzazione di tali opere, diminuito nella misura dell'ordinario degrado. In seguito a tali disposizioni, a partire dall'esercizio 2012, per i beni devolvibili relativi alle concessioni idroelettriche scadute il cui valore contabile residuo è inferiore al presumibile valore spettante al concessionario uscente (determinato in base alle disposizioni di cui sopra) è stato sospeso il relativo ammortamento.

Le aliquote applicate sono riportate nella tabella seguente:

	Aliquota Minima	Aliquota Massima
Fabbricati	0,9%	10,0%
Costruzioni leggere	2,5%	10,0%
Automezzi	10,0%	25,0%
Attrezzature varie	5,0%	100,0%
Mobili e macchine ufficio	5,9%	100,0%
Hardware	20,0%	100,0%
Impianti	0,8%	21,5%

Le variazioni trascurabili di aliquote rispetto all'esercizio 2012, sono dovute all'aggiornamento delle vite utili economico-tecniche dei singoli beni, all'esito delle verifiche effettuate sugli stessi dai tecnici responsabili degli impianti e in seguito ai programmi di rinnovo in corso di effettuazione.

I contributi pubblici in conto capitale che si riferiscono ad immobilizzazioni materiali sono registrati come ricavi differiti e accreditati al conto economico lungo il periodo di ammortamento dei relativi beni.

- Beni in locazione finanziaria

I beni detenuti per effetto di contratti di leasing finanziario sono inclusi tra le attività materiali contrapponendo nel passivo un debito di pari importo, secondo la metodologia finanziaria, prevista dallo IAS 17 che, riflettendo la sostanza economica delle operazioni, assimila le stesse a contratti di acquisto e di finanziamento. Secondo tale metodologia le immobilizzazioni materiali vengono iscritte in bilancio per il valore capitale al momento della sottoscrizione del contratto di leasing finanziario, rilevando contestualmente il debito verso il locatore, che è rappresentato in bilancio tra i debiti finanziari. Il debito viene progressivamente ridotto sulla base del piano di rimborso delle quote capitale. Nel conto economico vengono rilevati gli interessi sul debito sulla base del piano di ammortamento oltre agli ammortamenti del bene sulla base della prevista vita utile.

Per contro secondo la metodologia finanziaria i beni ceduti in leasing finanziario sono esclusi dalle immobilizzazioni materiali. Nell'attivo della situazione patrimoniale-finanziaria è iscritto il relativo credito finanziario il cui valore si riduce periodicamente al momento dell'incasso delle rispettive quote capitale. Nel conto economico vengono rilevati gli interessi attivi sul credito sulla base del piano di ammortamento.

Investimenti immobiliari

Gli investimenti immobiliari sono valutati inizialmente al costo d'acquisto o di costruzione. Il costo comprende il prezzo di acquisto e tutte le spese direttamente attribuibili. I costi accessori all'operazione sono contabilizzati tra i costi dell'immobile quando ne viene contabilizzato l'acquisto. Nella valutazione successiva gli investimenti immobiliari sono valutati al costo.

Le spese sostenute successivamente all'acquisto o all'ultimazione di un immobile destinato ad investimento immobiliare sono imputate al costo iniziale del bene se è probabile che, grazie a tali spese, l'impresa otterrà futuri benefici economici superiori a quelli stimati in precedenza. In caso contrario questi costi sono imputati a conto economico.

Gli investimenti immobiliari sono sistematicamente ammortizzati in ogni esercizio a quote costanti sulla base di aliquote ritenute rappresentative della residua possibilità di utilizzazione dell'immobilizzazione stessa.

Attività immateriali

Le attività immateriali sono iscritte nell'attivo della situazione patrimoniale-finanziaria quando è probabile che l'uso dell'attività genererà benefici economici futuri e quando il costo dell'attività può essere determinato in modo attendibile. Esse sono iscritte al valore di conferimento, al costo di acquisizione o di produzione incluso degli eventuali oneri accessori.

Le attività immateriali a durata definita sono ammortizzate sistematicamente in funzione della loro prevista utilità futura, in modo che il valore netto alla chiusura del periodo corrisponda alla loro residua utilità o all'importo recuperabile secondo i piani aziendali di svolgimento dell'attività produttiva. L'ammortamento inizia quando l'attività è disponibile per l'uso.

I costi di sviluppo sono oggetto di capitalizzazione solo se sia dimostrabile:

- la possibilità tecnica di completare l'attività immateriale in modo da essere disponibile per l'uso o per la vendita;
- l'intenzione di completare l'attività immateriale per usarla o venderla;
- la capacità ad usare o vendere l'attività immateriale;
- la capacità di valutare attendibilmente il costo attribuibile all'attività immateriale durante il suo sviluppo;
- la disponibilità di risorse tecniche, finanziarie e di altro tipo adeguate per completare lo sviluppo e per l'utilizzo o la vendita dell'attività immateriale;
- in quale modo l'attività immateriale genererà probabili benefici economici futuri.

In mancanza di uno soltanto dei requisiti indicati i costi in questione sono interamente imputati al periodo del loro sostenimento.

L'ammortamento delle attività immateriali è calcolato a quote costanti, sulla base delle seguenti vite utili:

	Anni	
	da	a
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione opere dell'ingegno	3	5
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	3	47
Software	2	5
Altre attività immateriali a vita utile definita	2	20

L'ammortamento inizia quando l'attività è disponibile all'utilizzo, ossia quando è nella posizione e nella condizione necessaria affinché sia in grado di operare nella maniera prevista dalla direzione aziendale. L'ammortamento cessa alla data più remota tra quella in cui l'attività è classificata come posseduta per la vendita (o inclusa in un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita), in conformità all'IFRS 5, e quella in cui l'attività viene eliminata contabilmente.

Le immobilizzazioni in corso ed acconti sono relative a costi, interni e esterni, connessi a immobilizzazioni immateriali per i quali non è stata ancora acquisita la titolarità del diritto e non risulta avviato il processo di utilizzazione economica. Tali investimenti vengono ammortizzati a partire dalla data di entrata in funzione nel ciclo di produzione.

Le immobilizzazioni in corso, in base allo IAS 36, ad ogni data di bilancio oppure ogniqualvolta vi siano indicazioni che l'attività immateriale ha subito una perdita di valore, vengono sottoposte ad impairment test al fine di verificare la corrispondenza tra valore contabile e valore recuperabile.

Avviamento

L'avviamento è inizialmente iscritto al costo e rappresenta l'eccedenza del costo d'acquisto e del valore delle eventuali quote di minoranza possedute rispetto al fair value netto riferito ai valori identificabili delle attività e delle passività attuali e potenziali afferenti al complesso acquisito. Se dopo tale rideterminazione, i valori correnti delle attività e passività attuali e potenziali eccedono il costo dell'acquisizione, l'eccedenza viene iscritta immediatamente a conto economico.

L'eventuale avviamento derivante dall'acquisizione di una società collegata è incluso nel valore contabile della partecipazione.

In sede di prima adozione degli IFRS, il Gruppo ha scelto di non applicare l'IFRS 3 – Aggregazioni di imprese in modo retroattivo alle acquisizioni di aziende avvenute antecedentemente il 1° gennaio 2004; di conseguenza, l'avviamento generato su acquisizioni antecedenti la data di transizione agli IFRS è stato mantenuto al precedente valore determinato secondo i principi contabili italiani, previa verifica e rilevazione di eventuali perdite di valore.

L'avviamento viene allocato ad una o più unità generatrici di flussi finanziari (cash generating unit) e non viene ammortizzato, ma annualmente, o più frequentemente se specifici eventi o modificate circostanze indicano la possibilità di aver subito una perdita di valore, viene sottoposto a impairment test, come evidenziato nel paragrafo "Perdita di valore di attività".

Attività non correnti possedute per la vendita – Attività operative cessate

Un'attività non corrente (o un gruppo in dismissione composto da attività e passività) viene classificata come posseduta per la vendita se il suo valore contabile sarà recuperato principalmente con un'operazione di vendita anziché tramite il suo utilizzo continuato. Immediatamente prima della classificazione iniziale dell'attività (o gruppo in dismissione) come posseduta per la vendita, i valori contabili dell'attività sono valutati in conformità ai principi contabili del Gruppo. Successivamente, l'attività (o gruppo in dismissione) viene valutata al minore tra il suo valore contabile e il fair value al netto dei costi di vendita. La perdita di valore di un gruppo in dismissione viene allocata in primo luogo all'avviamento, quindi alle restanti attività e passività in misura proporzionale, ad eccezione di rimanenze, attività finanziarie, attività per imposte differite, benefici per dipendenti, investimenti immobiliari e attività biologiche, che continuano ad essere valutate in conformità ai principi contabili del Gruppo. Le

perdite di valore per la classificazione iniziale di un'attività come posseduta per la vendita e le differenze di valutazione successive sono rilevate a conto economico. Le variazioni di valore positive sono rilevate solo fino a concorrenza di eventuali perdite di valore accumulate.

Le attività operative cessate (discontinued operations) rappresentano una parte del gruppo che è stata dismessa o classificata per la vendita, e:

- a. rappresenta un importante ramo di attività o area geografica di attività
- b. fa parte di un unico programma coordinato di dismissione di un importante ramo autonomo di attività o un'area geografica di attività; o
- c. è una controllata acquisita esclusivamente in funzione di una rivendita.

Se si tratta di una singola attività non corrente (es. un immobile o una partecipazione in una società collegata), la rilevazione dell'utile o perdita derivante dalla cessione o dalla valutazione segue la natura dell'attività stessa.

Se si tratta di un'attività operativa cessata ed è significativa nella voce "Risultato netto da attività operative cessate" viene esposto un unico importo rappresentato dal totale:

- i) degli utili o delle perdite dell'attività operativa cessata al netto degli effetti fiscali; e
- ii) dalla plusvalenza o minusvalenza, al netto degli effetti fiscali, rilevata a seguito della valutazione al fair value al netto dei costi di vendita o dell'avvenuta dismissione dell'attività.

Il conto economico del periodo comparativo è rideterminato in modo da garantire un confronto omogeneo.

Se l'attività non è significativa, ricavi e costi dell'attività operativa cessata rimangono imputati riga per riga alle relative voci di conto economico, mentre il Risultato da attività discontinue accoglierà la sola plusvalenza o minusvalenza di cui al precedente punto ii).

Accordi per servizi in concessione

A decorrere dal 1° gennaio 2010 il Gruppo IREN applica l'IFRIC 12, omologato dall'Unione Europea il 25 marzo 2009. L'interpretazione definisce i criteri di rilevazione e valutazione da adottare per gli accordi tra settore pubblico e privato relativi allo sviluppo, finanziamento, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione. In particolare nei casi in cui il soggetto concedente controlli l'infrastruttura, regolando e controllando le caratteristiche dei servizi forniti, i prezzi applicabili e mantenendo un interesse residuo sull'attività, il concessionario rileva o il diritto all'utilizzo della stessa infrastruttura o un'attività finanziaria o entrambi, in funzione delle caratteristiche degli accordi. Pertanto i concessionari che rientrano nelle fattispecie sopra descritte, non possono rilevare i beni patrimoniali dedicati all'erogazione del servizio quale immobilizzazione materiale nell'attivo dello stato patrimoniale, a prescindere dal riconoscimento del titolo di proprietà a favore degli stessi concessionari nei contratti di concessione.

In particolare il concessionario rileva un'attività finanziaria nella misura in cui ha un diritto contrattuale incondizionato a ricevere disponibilità liquide o un'altra attività finanziaria dal, o su istruzioni del, concedente per i servizi di costruzione. All'attività finanziaria rilevata sono applicate le disposizioni dello IAS 32, dello IAS 39 e dell'IFRS 7.

Il concessionario rileva un'attività immateriale nella misura in cui ottiene il diritto (licenza) di far pagare gli utenti del servizio pubblico. Il diritto di far pagare gli utenti del servizio pubblico non è un diritto incondizionato a ricevere disponibilità liquide in quanto gli importi dipendono dalla misura in cui il pubblico utilizza il servizio. All'attività immateriale rilevata sono applicate le disposizioni dello IAS 38.

Se il concessionario è pagato per i servizi di costruzione in parte con un'attività finanziaria e in parte con un'attività immateriale, contabilizza separatamente ciascuna componente del corrispettivo del concessionario. Il corrispettivo ricevuto o da ricevere per entrambe le componenti viene rilevato inizialmente al fair value (valore equo) del corrispettivo ricevuto o da ricevere ed esposto nell'apposito conto di ricavo.

Con riferimento ai contributi ottenuti sulle immobilizzazioni rientranti nell'applicazione dell'IFRIC 12 si evidenzia come gli stessi siano classificati nelle Altre passività, con la distinzione tra la quota corrente e non corrente, mentre il relativo rilascio confluisca tra gli Altri ricavi.

Perdita di valore di attività

Gli IAS/IFRS richiedono di valutare l'esistenza di perdite di valore delle attività in presenza di indicatori specifici che facciano ritenere che tale problematica possa sussistere. Viene effettuata una verifica di perdita di valore (impairment test), che consiste nella stima del valore recuperabile dell'attività e nel confronto con il relativo valore netto contabile.

Il valore recuperabile è definito come il maggiore tra il prezzo netto di vendita (qualora esista un mercato attivo) e il valore d'uso del bene. Quest'ultimo è definito sulla base dell'attualizzazione dei flussi di cassa attesi dall'utilizzo del bene o da un'aggregazione di beni (le cosiddette cash generating unit), al lordo delle imposte, applicando un tasso di sconto, ante imposte, che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività. Se il valore recuperabile è inferiore al valore contabile viene iscritta una perdita di valore. Se in esercizi successivi la perdita viene meno o si riduce, il valore contabile dell'attività o dell'unità generatrice di flussi finanziari è incrementato sino alla stima del nuovo valore recuperabile. Quest'ultimo non può eccedere il valore che sarebbe stato determinato se non fosse stata rilevata in precedenza alcuna perdita per riduzione di valore. Il ripristino di una perdita di valore è iscritto immediatamente a conto economico.

Per attività non soggette ad ammortamento (avviamento, altre attività immateriali a vita utile indefinita) e per le immobilizzazioni immateriali non ancora disponibili per l'utilizzo, l'impairment test è effettuato con frequenza annuale indipendentemente dalla presenza di specifici indicatori.

Strumenti finanziari

Tutti gli strumenti finanziari, inclusi i derivati, vengono rilevati nella situazione patrimoniale-finanziaria nel momento in cui l'impresa diviene parte del contratto e di conseguenza assume un diritto a ricevere o un'obbligazione a pagare.

Gli strumenti finanziari si suddividono nelle seguenti categorie:

- strumenti valutati a fair value con imputazione a conto economico (FVTPL). Si tratta di:
 - attività/passività finanziarie possedute per la negoziazione, ossia acquisite o contratte sostanzialmente con lo scopo di essere vendute o riacquistate nel breve termine;
 - derivati non designati come strumenti di copertura;
 - strumenti finanziari che alla rilevazione iniziale l'impresa stessa ha designato come FVTPL.
- finanziamenti e crediti (L&R). Si tratta di attività/passività finanziarie (diverse dagli strumenti derivati) caratterizzate da pagamenti fissi o determinabili che non sono quotate in mercati attivi.
- investimenti posseduti sino a scadenza (HTM). Si tratta di attività/passività finanziarie diverse dai derivati, con pagamenti fissi o determinabili con scadenza fissa che un'impresa ha l'intenzione e la capacità di mantenere sino a scadenza (es. obbligazioni).
- attività finanziarie disponibili per la vendita (AFS). Si tratta di una categoria residuale, in quanto non rientrante nelle categorie precedentemente descritte (es. partecipazioni inferiori al 20% nelle quali il Gruppo non esercita un'influenza notevole).

- Partecipazioni valutate al Patrimonio Netto

Si tratta di partecipazioni in società collegate, ovvero società sulle quali viene esercitata un'influenza notevole. Queste ultime sono valutate con il metodo del patrimonio netto, vale a dire 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 contabilizzate con il metodo del patrimonio netto", mentre la quota delle altre componenti di conto economico complessivo delle collegate 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 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.

- Altre partecipazioni

Le partecipazioni in altre imprese, classificate come disponibili per la vendita (AFS), sono valutate al fair value. Gli utili e le perdite derivanti dalle variazioni nel fair value sono imputati direttamente nelle altre componenti di conto economico complessivo fino al momento in cui esse sono cedute o abbiano subito una perdita di valore; in tal caso, la perdita complessiva viene stornata dalle altre componenti di conto economico complessivo e rilevata nel conto economico per un importo pari alla differenza tra il costo di acquisizione ed il fair value corrente. Quando il fair value non può essere attendibilmente determinato, le partecipazioni sono valutate al costo, rettificato per perdite durevoli di valore, il cui effetto è rilevato nel conto economico.

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

- Attività finanziarie detenute per la negoziazione

Le attività finanziarie detenute per la negoziazione, quando sono rilevate contabilmente per la prima volta, sono valutate al costo di acquisto, in pratica al fair value del corrispettivo dato in cambio: i costi della transazione, in quanto costi accessori, sono inclusi nel costo di acquisto.

Dopo la rilevazione iniziale, sono valutate al fair value, senza deduzione di eventuali costi di transazione che potranno verificarsi al momento della vendita o dell'eliminazione. Le variazioni di fair value sono iscritte direttamente a conto economico.

Se il fair value non può essere determinato in modo attendibile tali attività sono valutate al costo.

- Attività finanziarie disponibili per la vendita

Le attività finanziarie disponibili per la vendita, quando sono rilevate contabilmente per la prima volta, sono valutate al fair value del corrispettivo pagato (costo di acquisto comprensivo dei costi accessori).

Dopo la rilevazione iniziale, sono valutate al fair value, senza deduzione di eventuali costi di transazione che potranno verificarsi al momento della vendita o dell'eliminazione. Le variazioni di fair value sono iscritte nelle altre componenti di conto economico complessivo e vengono riversate a conto economico solo quando queste attività disponibili per la vendita sono eliminate dal bilancio o abbiano subito una perdita durevole di valore.

Se il fair value degli investimenti in strumenti rappresentativi di capitale non può essere determinato in modo attendibile tali attività sono valutate al costo.

- Strumenti finanziari di copertura

Il Gruppo detiene strumenti di copertura adottati in ottica non speculativa esclusivamente con lo scopo di coprire la propria esposizione ai rischi tasso, cambio e commodity.

Coerentemente con quanto stabilito dallo IAS 39, gli strumenti finanziari di copertura sono contabilizzati secondo le modalità stabilite per l'hedge accounting se vengono soddisfatte tutte le seguenti condizioni:

- all'inizio della copertura, o alla cosiddetta "first time adoption" per gli strumenti in essere al 1° gennaio 2005, vi è una documentazione formale della relazione di copertura e degli obiettivi aziendali di gestione del rischio e della strategia per effettuare la copertura;
- si suppone che la copertura sia altamente efficace nell'ottenere la compensazione dei cambiamenti nel fair value (fair value hedge) o nei flussi finanziari (cash flow hedge) attribuibili al rischio coperto;
- per le coperture di flussi finanziari, un'operazione prevista, che è oggetto di copertura, deve essere altamente probabile e deve presentare un'esposizione alle variazioni di flussi finanziari che potrebbe infine incidere sul risultato economico dell'esercizio;
- l'efficacia della copertura può essere attendibilmente valutata, ossia il fair value o i flussi finanziari dell'elemento coperto ed il fair value dello strumento di copertura possono essere attendibilmente valutati;
- la copertura è stata valutata sulla base di un criterio ricorrente ed è considerata altamente efficace per tutta la vita del derivato.

Gli strumenti finanziari di copertura vengono iscritti al fair value, determinato coerentemente con quanto previsto dall'IFRS 13. Il fair value viene determinato con modelli di valutazione adeguati per ciascuna tipologia di strumento finanziario utilizzando, ove disponibili, le curve forward di mercato sia

regolamentato, sia non regolamentato (intrinsic value); per le opzioni il fair value è integrato dalla componente time value, che è funzione della vita residua dell'opzione e della volatilità del sottostante.

Tenuto conto di quanto precisato nell'IFRS 7, esteso dal nuovo IFRS 13, in merito alla c.d. gerarchia del fair value, si evidenzia che per ogni categoria di strumento finanziario contabilizzato al fair value viene indicata la gerarchia di determinazione del fair value suddivisa tra:

- 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).

Gli strumenti finanziari di copertura, ad ogni chiusura di bilancio, vengono sottoposti al test di efficacia al fine di verificare se la copertura abbia o meno i requisiti per essere qualificata come copertura efficace ed essere contabilizzata secondo i principi dell'hedge accounting.

Se i requisiti previsti per l'applicazione dell'hedge accounting sono soddisfatti e:

- si è in presenza di copertura di flussi finanziari (cash flow hedge), le variazioni del fair value dello strumento di copertura sono inserite nelle altre componenti di conto economico complessivo per la quota efficace della copertura (intrinsic value) e sono rilevate a conto economico per la parte time value e per l'eventuale quota inefficace (overhedging);
- si è in presenza di copertura di fair value (fair value hedge), le variazioni del fair value, sia dello strumento di copertura sia dello strumento coperto, sono rilevate a conto economico.

Se i requisiti previsti per l'applicazione dell'hedge accounting non sono soddisfatti gli utili o le perdite derivanti dalla valutazione al fair value del solo strumento finanziario di copertura, sono iscritti interamente a conto economico.

- Altre attività e passività finanziarie

Finanziamenti e crediti sono iscritti inizialmente al fair value rettificato degli eventuali costi di transazione direttamente attribuibili, mentre le valutazioni successive vengono effettuate utilizzando il criterio del costo ammortizzato.

I titoli detenuti per essere mantenuti sino alla scadenza sono iscritti in sede di prima rilevazione al costo, incrementato dei costi di transazione sostenuti per l'acquisizione dell'attività finanziaria. Successivamente alla prima rilevazione sono valutati al costo ammortizzato con il metodo dell'interesse effettivo al netto delle perdite di valore.

Ad ogni chiusura di bilancio, oppure allorquando sono evidenziati indicatori di impairment, tutte le attività finanziarie, ad eccezione di quelle FVTPL, sono sottoposte ad impairment test per determinare se vi siano oggettive evidenze (quali violazione degli accordi contrattuali, probabilità di fallimento del debitore, difficoltà finanziarie del debitore,...) che possono far ritenere non interamente recuperabile il valore dell'attività.

- Crediti e Debiti commerciali

I crediti e i debiti commerciali, la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali, non sono attualizzati, poiché la componente temporale ha scarsa rilevanza nella loro valorizzazione, e sono iscritti al fair value (identificato dal loro valore nominale). Dopo la valutazione iniziale sono iscritti al costo ammortizzato. I crediti commerciali sono al netto del fondo svalutazione crediti che riflette la stima delle perdite su crediti.

- Disponibilità liquide

Le disponibilità liquide sono costituite dai valori in cassa, dai depositi a vista e da investimenti finanziari a breve termine (scadenza a tre mesi o meno dalla data di acquisto) e ad alta liquidità che sono prontamente convertibili in valori di cassa noti e che sono soggetti ad un rischio irrilevante di variazione del loro valore.

I depositi e i mezzi equivalenti, dopo la valutazione iniziale al costo inclusi gli oneri accessori, sono valutati al fair value.

Il denaro e i valori bollati in cassa sono valutati al valore nominale.

Rimanenze

Le giacenze di magazzino, composte prevalentemente da materiali e apparecchi di scorta per la manutenzione e la costruzione di impianti, materie prime, quali l'olio combustibile e il gasolio, e gas in relazione all'attività di trading sono valutati al minore tra il costo (costituito dal costo d'acquisto, dai costi di trasformazione e gli altri costi sostenuti per portare le rimanenze nel luogo e nelle condizioni attuali) e il presunto valore netto di realizzo o di sostituzione.

Il costo delle rimanenze viene determinato adottando il criterio del costo medio ponderato.

Se il costo delle rimanenze non può essere recuperato poiché esse sono danneggiate, sono diventate in tutto o in parte obsolete o i loro prezzi di vendita sono diminuiti, sono svalutate fino al valore netto di realizzo. Se le circostanze che avevano precedentemente causato una svalutazione non sussistono più l'ammontare della svalutazione viene stornato.

Le rimanenze di lavori in corso su ordinazione sono valutati in base alla percentuale di completamento, al netto degli acconti fatturati ai clienti. Le commesse per le quali è prevista una perdita a finire a livello di costi diretti sono oggetto di una svalutazione specifica che viene imputata a conto economico nel periodo in cui essa è divenuta nota.

Patrimonio netto

Il capitale sociale, inclusivo delle diverse categorie di azioni, viene esposto al suo valore nominale ridotto dei crediti verso soci per decimi da versare.

Il costo di acquisto delle azioni proprie viene portato a riduzione del patrimonio netto.

I costi direttamente attribuibili ad operazioni sul capitale della capogruppo, per nuove sottoscrizioni, sono contabilizzati a riduzione del patrimonio netto.

I dividendi sono iscritti tra le passività al momento in cui vengono approvati dall'assemblea degli azionisti.

Benefici ai dipendenti

A decorrere dal 1° gennaio 2012 è stata applicata, in via anticipata, la modifica al principio contabile internazionale IAS 19 "Benefici a dipendenti" omologato in data 6 giugno 2012. Tale modifica è applicabile a partire dal 1° gennaio 2013, tuttavia ne è consentita l'applicazione su base volontaria per le relazioni finanziarie annuali al 31 dicembre 2012. Le modifiche prese in considerazione nell'emendamento in oggetto possono classificarsi in tre grandi categorie: rilevazione ed esposizione in bilancio, informazioni integrative (disclosures) ed ulteriori modifiche.

La prima categoria di modifiche interessa i piani a benefici definiti. In particolare viene abbandonato il metodo del corridoio nella rilevazione degli utili e delle perdite attuariali (già non applicato presso il Gruppo IREN) e viene introdotto l'obbligo di rilevare le componenti connesse alle "rivalutazioni" (ad es. gli utili e le perdite attuariali) immediatamente nel Prospetto delle altre componenti di Conto Economico complessivo.

Per quanto riguarda la presentazione in bilancio, le variazioni della passività relativa all'obbligazione che sorge in relazione a un piano a benefici definiti sono disaggregate in tre componenti:

- 1) operativa (service cost), costi del personale;
- 2) finanziaria (finance cost), interessi attivi/passivi netti;
- 3) valutativa (remeasurement cost), utili/perdite attuariali.

In merito all'informativa integrativa, viene proposta l'informativa relativa alle caratteristiche dei piani e dei relativi importi iscritti in bilancio, al rischio derivante dai piani e comprendente una analisi di sensitività delle fluttuazioni nel rischio demografico.

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di programmi che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in programmi "a contributi definiti" e programmi "a benefici definiti".

Nei programmi a “contributi definiti” l’obbligazione dell’impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero ad un patrimonio o ad un’entità giuridicamente distinta (cd. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti. Per il Gruppo rientrano in questa categoria il Trattamento di Fine Rapporto maturato a partire dal 1° gennaio 2007 che viene versato al fondo INPS e la parte versata alla previdenza integrativa.

La passività relativa ai programmi a “benefici definiti”, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali. Per il Gruppo rientrano in questa categoria il Trattamento di fine rapporto maturato fino al 31 dicembre 2006 (o alla data di scelta da parte del dipendente nel caso di destinazione a fondi complementari), le agevolazioni tariffarie fornite al personale dipendente ed ex-dipendente, le mensilità aggiuntive (art. 47 CCNL) il premio fedeltà erogato al personale dipendente ed i contributi erogati al fondo Premungas.

Per ciascun dipendente viene calcolato il valore attuale della passività con il metodo di proiezione unitaria del credito. L’ammontare della passività viene calcolato stimando l’ammontare da pagare al momento della risoluzione del rapporto di lavoro, prendendo in considerazione ipotesi economiche, finanziarie e demografiche; tale valore viene imputato pro-rata temporis sulla base del periodo di lavoro già maturato.

Per il trattamento di fine rapporto maturato al 31 dicembre 2006 (o alla data di scelta da parte del dipendente nel caso di destinazione a fondi complementari), non viene invece applicato il pro-rata temporis, poiché alla data del bilancio i benefici possono essere considerati maturati interamente.

Le variabili demografiche, economiche e finanziarie assunte sono annualmente validate da un attuario indipendente.

Gli utili e le perdite derivanti dall’effettuazione del calcolo attuariale per quanto concerne i benefici successivi al rapporto di lavoro sono immediatamente rilevati nel Conto economico complessivo, cioè nell’other comprehensive income, con l’eccezione del premio di fedeltà per cui sono rilevati interamente a Conto economico.

Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri sono accantonati per coprire passività di ammontare o scadenza incerti che devono essere rilevati in bilancio quando ricorrono le seguenti contestuali condizioni:

- l’impresa ha un’obbligazione attuale (legale o implicita), ossia in corso alla data di riferimento del bilancio, quale risultato di un evento passato;
- è probabile che per adempiere all’obbligazione si renderà necessario un impiego di risorse economiche;
- può essere effettuata una stima attendibile dell’importo necessario all’adempimento dell’obbligazione.

I rischi per i quali il manifestarsi di una passività è soltanto potenziale sono indicati nelle note al bilancio senza procedere allo stanziamento di un fondo.

In caso di eventi solamente remoti e cioè di eventi che hanno scarsissime possibilità di verificarsi non viene contabilizzato alcun fondo, né vengono fornite informazioni aggiuntive od integrative.

Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell’ammontare che l’impresa pagherebbe per estinguere l’obbligazione, ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell’esercizio. Se l’effetto di attualizzazione del valore del denaro è significativo, gli accantonamenti sono determinati attualizzando i flussi finanziari futuri attesi ad un tasso di sconto ante imposte che riflette la valutazione corrente del mercato del costo del denaro in relazione al tempo.

Quando viene effettuata l’attualizzazione, l’incremento dell’accantonamento dovuto al trascorrere del tempo è rilevato come onere finanziario.

I fondi post mortem sono attualizzati sulla base della curva dei tassi governativi alla data di bilancio. Si attualizzano, anno per anno, i flussi di cassa indicati nella perizia redatta da un esperto indipendente.

Il fondo ripristino opere devolvibili è istituito allo scopo di non far gravare esclusivamente sugli esercizi in cui sono sostenuti i costi per manutenzioni, rinnovi e simili di natura non incrementativa, ma di distribuirli sui vari esercizi di utilizzo di tali beni.

Ricavi

I ricavi sono valutati al fair value del corrispettivo ricevuto o spettante, tenendo conto di eventuali sconti commerciali e riduzioni legate alla quantità.

I ricavi dalla vendita di beni sono rilevati quando:

- l'impresa ha trasferito all'acquirente i rischi significativi e i benefici connessi alla proprietà del bene;
- l'impresa perde i diritti di proprietà nonché l'effettivo controllo sulla merce venduta da parte del venditore;
- il valore dei ricavi può essere determinato in modo attendibile;
- è probabile che l'impresa venditrice potrà fruire dei benefici economici derivanti dall'operazione;
- il valore dei costi connessi all'operazione può essere determinato in modo attendibile.

Quando sussiste un'incertezza sulla possibilità di incassare i crediti derivanti da un ricavo già contabilizzato, il valore non recuperabile viene rilevato come costo anziché come rettifica del ricavo già imputato.

I ricavi dalla prestazione di servizi sono rilevati quando:

- l'ammontare dei ricavi può essere determinato in modo attendibile;
- è probabile che l'impresa venditrice potrà fruire dei benefici economici derivanti dall'operazione;
- lo stadio di completamento dell'operazione alla data di chiusura del bilancio d'esercizio può essere determinato attendibilmente;
- il valore dei costi connessi all'operazione può essere determinato in modo attendibile.

Contributi conto impianti e contributi in conto esercizio

I contributi in conto impianti, vengono iscritti, quando gli stessi divengono esigibili, come ricavo differito e imputato come provento al conto economico sistematicamente durante la vita utile del bene a cui si riferiscono. Il ricavo differito relativo ai contributi stessi trova riscontro nello Stato Patrimoniale tra le altre passività, con opportuna separazione tra la parte corrente e quella non corrente.

I contributi in conto esercizio sono imputati a conto economico nel momento in cui sono soddisfatte le condizioni di iscrizione, ovvero quando si ha la certezza del riconoscimento degli stessi in contropartita dei costi a fronte dei quali i contributi sono erogati.

Altri proventi

Gli altri proventi includono tutte le fattispecie di ricavi non inclusi nelle tipologie precedenti e non aventi natura finanziaria e sono rilevati secondo le modalità sopra indicate per i ricavi delle vendite di beni e prestazione di servizi.

Costi per l'acquisizione di beni e servizi

I costi sono valutati al fair value dell'ammontare pagato o da pagare. I costi per l'acquisizione di beni e servizi sono iscritti quando il loro ammontare può essere determinato in maniera attendibile. I costi per acquisto di beni sono riconosciuti al momento della consegna, che in base ai contratti in essere identifica il momento del passaggio dei rischi e benefici connessi. I costi per servizi sono iscritti per competenza in base al momento di ricevimento degli stessi.

Proventi ed oneri finanziari

I ricavi che derivano dall'utilizzo, da parte di terzi, di beni dell'impresa che generano interessi, e dividendi sono rilevati quando:

- è probabile che l'impresa venditrice potrà fruire dei benefici economici derivanti dall'operazione;
- l'ammontare dei ricavi può essere determinato in modo attendibile.

I ricavi devono essere rilevati applicando i seguenti criteri:

- gli interessi devono essere rilevati con un criterio temporale che consideri il rendimento effettivo del bene;
- i ricavi per dividendi da partecipazioni sono contabilizzati nel momento in cui sorge il diritto all'incasso, che normalmente corrisponde alla delibera assembleare di distribuzione dei dividendi.

Quando sussiste un'incertezza sulla possibilità di incassare i crediti derivanti da un ricavo già contabilizzato, il valore non recuperabile deve essere rilevato come costo anziché come rettifica del ricavo già imputato.

Gli oneri finanziari sono rilevati come costo nell'esercizio nel quale essi sono sostenuti; quelli che sono direttamente imputabili all'acquisizione, costruzione, produzione di un impianto sono capitalizzati dal momento che:

- è probabile che comporteranno dei benefici economici futuri per l'impresa
- sono attendibilmente determinati.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito includono tutte le imposte calcolate sul reddito imponibile del Gruppo.

Le imposte correnti e differite vengono rilevate come proventi o come oneri e sono incluse nell'utile o nella perdita dell'esercizio, a meno che le imposte derivino da un'operazione o un fatto rilevato, nello stesso esercizio o in un altro, direttamente nel patrimonio netto.

Le imposte correnti del periodo sono determinate sulla base di una realistica previsione dell'onere d'imposta di pertinenza del periodo determinato in applicazione della vigente normativa fiscale o sostanzialmente approvata. Le imposte differite sono calcolate in base alle differenze temporanee che emergono tra la base imponibile di una attività o passività e il valore contabile nel bilancio consolidato.

Un'attività per imposte anticipate viene contabilizzata quando il suo recupero è probabile.

Le imposte differite sono state calcolate considerando l'aliquota fiscale prevista per l'esercizio in cui le differenze si riverseranno.

Il Gruppo ha esercitato l'opzione, ai sensi dell'art. 118 del nuovo Tuir, per il Consolidato fiscale di Gruppo che comporta il trasferimento da parte delle società consolidate delle proprie posizioni debitorie/creditorie IRES verso la Consolidante IREN S.p.A.. Quest'ultima determina l'IRES su una base imponibile corrispondente alla somma algebrica degli imponibili positivi e negativi delle singole società che partecipano al consolidato.

A fronte del reddito imponibile conseguito e trasferito alla società consolidante, la consolidata si obbliga a riconoscere alla società consolidante "conguagli per imposte" pari alle imposte dovute sul reddito trasferito al netto dei crediti per IRES trasferiti.

Criteri di conversione delle poste in valuta estera

La valuta funzionale e di presentazione adottata dal Gruppo è l'Euro. In presenza di transazioni in valuta estera, le stesse sono inizialmente rilevate al tasso di cambio in essere alla data dell'operazione. Le attività e le passività in valuta, ad eccezione delle immobilizzazioni, sono iscritte al cambio di riferimento alla data di chiusura del periodo e i relativi utili e perdite su cambi sono imputati a conto economico. L'eventuale utile netto che dovesse emergere viene accantonato in un'apposita riserva non distribuibile fino alla data di realizzo.

Emissions Trading Scheme

L'Emissions Trading Scheme è entrato in vigore nell'Unione Europea dal 1° gennaio 2005 e fa parte dei cosiddetti 'meccanismi flessibili' ammessi dal Protocollo di Kyoto per il raggiungimento degli obiettivi di emissione dei gas ad effetto serra. Per l'Italia l'obiettivo consiste nella riduzione delle emissioni di CO2 entro il 2012 del 6,5% rispetto al livello del 1990.

Il Gruppo intende partecipare attivamente al sistema di scambi di permessi di emissione finalizzato alla riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra contribuendo al raggiungimento degli obiettivi fissati per il Gruppo dal piano di riduzione nazionale.

Le quote di emissione, siano esse acquisite o ricevute a titolo gratuito, sono contabilizzate come immobilizzazioni immateriali. Le quote sono valutate inizialmente al fair value, rappresentato dal valore di mercato al momento dell'assegnazione o dall'effettivo prezzo d'acquisto. I due importi peraltro risultano sostanzialmente omogenei. Le quote di emissione non vengono ammortizzate, ma eventualmente

svalutate attraverso il processo di impairment se il loro fair value dovesse scendere al di sotto di quello di iscrizione. Per le emissioni effettuate nel periodo (valorizzate al fair value) viene effettuato un accantonamento a fondo rischi, il quale sarà utilizzato, al momento dell'annullamento dei diritti. Al momento della vendita dei diritti di emissione viene registrato l'incasso con riduzione dei diritti di emissione e l'eventuale plus/minusvalenza.

Le quote di emissione detenute con finalità di trading che alla fine dell'esercizio risultano invendute sono iscritte nello stato patrimoniale tra le Rimanenze di prodotti finiti e merci. Tali quote saranno valorizzate al minore tra costo e valore di mercato.

Titoli energetici

In stretta relazione con le attività svolte, al Gruppo sono stati assegnati alcuni titoli energetici strettamente connessi all'effettuazione di specifiche attività volte al risparmio energetico. In particolare al Gruppo sono stati assegnati:

- dal Gestore della rete elettrica nazionale (GRTN), titoli commerciabili che attestano la produzione, su base annua, di energia elettrica da fonti rinnovabili (cosiddetti "certificati verdi"). Il Gruppo risulta titolare di tali certificati a seguito della produzione di energia elettrica tramite impianti idroelettrici, l'impianto di termovalorizzazione di Tecnoborgo, impianti di biogas e per effetto dell'utilizzo di impianti di cogenerazione associati al teleriscaldamento;
- dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas (AEEG), titoli commerciabili (TEE) che attestano l'effettuazione di interventi di risparmio energetico (cosiddetti "certificati bianchi").

Contabilmente tali titoli energetici sono trattati nel seguente modo:

- i certificati verdi derivanti dalla produzione annua di energia da fonti rinnovabili, sono rilevati in accordo al principio della competenza economica;
- per quanto riguarda i certificati bianchi, il trattamento contabile si differenzia leggermente a seconda che la società sia tenuta o meno all'obbligo di restituzione dei TEE. I soggetti tenuti all'obbligo di restituzione dei TEE rilevano il contributo relativo all'obbligo dell'anno ed il costo dei TEE acquistati per soddisfare tale obbligo. Se i titoli acquistati eccedono l'obbligo, il costo dei titoli acquistati in eccesso viene riscontato; se al contrario i titoli acquistati risultano insufficienti a soddisfare l'obbligo, il soggetto stanziava il costo dei titoli ancora da acquistare per soddisfare l'obbligo dell'anno. I soggetti che non sono tenuti all'obbligo di restituzione dei TEE rilevano invece ricavi e costi dei titoli ceduti e riscontano il costo d'acquisto dei titoli invenduti.

Utile per azione

- Utile base per azione

L'impresa calcola l'utile base per azione sulla base dell'utile o della perdita attribuibile agli azionisti possessori di azioni ordinarie della capogruppo. L'utile base per azione è calcolato dividendo l'utile o la perdita d'esercizio attribuibile agli azionisti possessori di azioni ordinarie per la media ponderata delle azioni ordinarie in circolazione nell'esercizio.

- Utile diluito per azione

L'impresa calcola l'utile diluito per azione sulla base dell'utile o della perdita attribuibile agli azionisti possessori di azioni della capogruppo.

Ai fini del calcolo dell'utile diluito per azione, il numero delle azioni ordinarie è la media ponderata delle azioni ordinarie più la media ponderata delle azioni ordinarie che potrebbero essere emesse al momento della conversione in azioni di tutte le potenziali azioni ordinarie con effetti di diluizione. Tale conversione deve avvenire all'inizio dell'esercizio oppure alla data di emissione delle potenziali azioni ordinarie.

PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI EFFICACI DAL 1° GENNAIO 2013

- IAS 1 – Presentazione del bilancio: in data 16 giugno 2011, lo IASB ha emesso un emendamento allo IAS 1 – Presentazione del bilancio, che richiede alle imprese di raggruppare tutte le voci presentate tra le altre componenti di conto complessivo a seconda che esse possano o meno essere riclassificate successivamente a conto economico. L'adozione di tale emendamento non produce alcun effetto dal punto di vista della valutazione delle poste di bilancio ed ha limitati effetti sull'informativa fornita nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2013.
- IAS 12 - Imposte sul reddito: in data 20 dicembre 2010 lo IASB ha emesso un emendamento, applicabile in modo retrospettivo dal 1° gennaio 2013, che chiarisce la determinazione delle imposte differite sugli investimenti immobiliari valutati al fair value. La modifica introduce la presunzione che le imposte differite relative agli investimenti immobiliari, valutati al fair value secondo lo IAS 40 "Investimenti immobiliari", devono essere determinate tenendo conto che il valore contabile di tale attività sarà recuperato attraverso la vendita. Conseguentemente non sarà più applicabile a tale emendamento il SIC 21 "Imposte sul reddito – Recuperabilità di un'attività non ammortizzabile rivalutata". Il principio è applicato prospetticamente senza necessità di adeguare l'informazione comparativa;
- IFRS 1 "Finanziamenti pubblici": la modifica, applicabile con decorrenza 1° gennaio 2013, è stata emessa il 12 marzo 2012 e riguarda i finanziamenti pubblici a un tasso di interesse inferiore a quello di mercato. Più specificamente la modifica prevede che, in sede di prima adozione dei principi contabili internazionali, tutti i finanziamenti pubblici in essere devono essere rilevati come passività finanziarie o come strumenti rappresentativi di capitale in conformità allo IAS 32 "Strumenti finanziari: esposizione nel bilancio". Inoltre la modifica in oggetto non consente di rilevare come un contributo pubblico il beneficio relativo al minore tasso di interesse del finanziamento pubblico rispetto ai tassi di mercato;
- IFRS 7 – Strumenti finanziari: informazioni integrative: in data 16 dicembre 2011, lo IASB ha emesso alcuni emendamenti all'IFRS 7 – Strumenti finanziari: informazioni integrative. L'emendamento richiede informazioni sugli effetti o potenziali effetti derivanti dai diritti alla compensazione delle attività e passività finanziarie sulla situazione patrimoniale-finanziaria. Gli emendamenti devono essere applicati per gli esercizi aventi inizio dal o dopo il 1° gennaio 2013 e periodi intermedi successivi a tale data. Le informazioni devono essere fornite in modo retrospettivo.
- IFRS 13 - Misurazione del fair value: emesso dallo IASB in data 12 maggio 2011 e applicabile dal 1° gennaio 2013. L'IFRS 13 definisce il fair value, fornisce una guida alla sua determinazione ed introduce dei requisiti di informativa. Il principio in oggetto non specifica quando la valutazione al fair value è applicabile, ma ne definisce le modalità di calcolo quando il suo utilizzo è richiesto da altri principi. Il nuovo principio si applica a tutte le transazioni, sia finanziarie che non, per le quali i principi contabili internazionali richiedano o consentano la valutazione al fair value, con l'eccezione delle operazioni rilevate in base all'IFRS 2 - Pagamenti basati su azioni, dei contratti di leasing regolati dallo IAS 17 - Leasing, delle transazioni rilevate in base al "valore netto di realizzo", così come previsto dallo IAS 2 - Rimanenze, e al "Valore d'uso", così come definito dallo IAS 36 - Perdita di valore di attività.
Il principio definisce il fair value come "il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività in una regolare operazione tra operatori di mercato alla data di valutazione". Nei casi in cui le transazioni siano osservabili direttamente in un mercato, la determinazione del fair value può essere relativamente semplice, ma ove non lo fossero vengono utilizzate tecniche di valutazione. Il principio in oggetto ne descrive tre da utilizzare per il calcolo del fair value e sono rappresentate dall'approccio "di mercato", che prevede l'utilizzo dei prezzi e di altre informazioni rilevanti generate da altre transazioni che coinvolgono attività e passività simili, dal cosiddetto "income approach", che consiste nell'attualizzazione dei flussi di cassa in entrata e in uscita futuri, e infine dal "cost approach", che richiede che l'entità determini un valore che rifletta l'importo che attualmente verrebbe richiesto per sostituire la capacità di servizio di un'attività.
Per quanto riguarda l'informativa da fornire in bilancio, l'IFRS 13 estende la gerarchia di tre livelli di fair value variabili in base agli input utilizzati nelle tecniche di valutazione, già prevista dall'IFRS 7 - Strumenti finanziari: informazioni integrative a tutte le attività e passività che rientrano nel suo ambito di applicazione. Alcuni requisiti di informativa sono differenti a seconda che la valutazione del fair value sia effettuata su una base ricorrente o non ricorrente: per ricorrenti si intendono le valutazioni al fair value che altri principi contabili richiedono al termine di ciascun periodo di bilancio, mentre per non ricorrenti le valutazioni al fair value richieste solo in particolari circostanze; di particolare

importanza sono le precisazioni introdotte con riferimento alla misurazione del rischio di inadempimento nella determinazione del *fair value* dei contratti derivati, tale rischio include sia le variazioni del merito creditizio della controparte che quella del Gruppo.

- Improvements to IFRS 2009 – 2011: in data 28 marzo 2013 è stato omologato un insieme di proposte di modifiche agli IFRS “Improvements to IFRS 2009 - 2011” emanato dallo IASB nel mese di maggio 2012. Le modifiche in oggetto sono applicabili in modo retrospettivo a partire dal 1° gennaio 2013 e riguardano nello specifico:
 - a) IAS 1 - Presentazione del bilancio. L’emendamento chiarisce le modalità di presentazione delle informazioni comparative nel caso in cui un’impresa modifichi dei principi contabili ed effettui una riesposizione retrospettiva o una riclassifica;
 - b) IAS 16 - Immobili, impianti e macchinari. L’emendamento chiarisce che i *servicing equipment* devono essere capitalizzati e classificati nella voce Immobili, impianti e macchinari se utilizzati per più di un esercizio, nelle Rimanenze di magazzino in caso contrario;
 - c) IAS 32 - Strumenti finanziari: esposizione in bilancio. L’emendamento illustra il trattamento fiscale relativo alle imposte dirette sulle distribuzioni ai possessori di strumenti di capitale e sui costi di transazione sugli strumenti di capitale, sottolineando che le imposte dirette relative a questa fattispecie seguono le regole dello IAS 12 “Imposte sul reddito”;
 - d) IAS 34 - Bilanci intermedi. Con riferimento all’informativa di segment reporting, l’emendamento chiarisce che il totale delle attività per ciascun settore o segmento operativo dovrà essere riportato solo se tale informazione è regolarmente fornita dal *chief operating decision maker* dell’entità e si è verificato un cambiamento materiale nel totale dell’attività del segmento rispetto a quanto riportato nell’ultima Relazione finanziaria annuale.

Si ricorda che il Gruppo Iren, a decorrere dall’esercizio 2012 ha applicato in via anticipata la modifica al principio contabile internazionale IAS 19 “Benefici a dipendenti”, omologata in data 6 giugno 2012 ed applicabile a partire dal 1° gennaio 2013. Per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo “Cambiamento principi contabili” del bilancio 2012.

PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI NON ANCORA APPLICABILI E NON ADOTTATI IN VIA ANTICIPATA DAL GRUPPO

Si segnalano inoltre i seguenti Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni non ancora applicabili e non adottati in via anticipata dal gruppo Iren:

- In data 12 maggio 2011 lo IASB ha emesso il principio IFRS 10 – Bilancio Consolidato che sostituirà il SIC-12 Consolidamento – Società a destinazione specifica (società veicolo) e parti dello IAS 27 – Bilancio consolidato e separato il quale sarà ridenominato Bilancio separato e disciplinerà il trattamento contabile delle partecipazioni nel bilancio separato. Il nuovo principio muove dai principi esistenti, individuando nel concetto di controllo il fattore determinante ai fini del consolidamento di una società nel bilancio consolidato della controllante. Il controllo si manifesta se e solo se l’investitore ha contemporaneamente: a) il potere di dirigere le attività rilevanti della partecipata, attraverso diritti di voto e/o accordi contrattuali; b) l’esposizione ai futuri rendimenti della partecipata (dividendi, benefici di natura fiscale,...); c) la capacità di utilizzare il potere sulla società partecipata per influire sui rendimenti della stessa. Il principio deve essere applicato in modo retrospettivo, al più tardi, dagli esercizi aventi inizio dal o dopo il 1° gennaio 2014.
- In data 12 maggio 2011 lo IASB ha emesso il principio IFRS 11 – Accordi di compartecipazione che sostituirà lo IAS 31 – Partecipazioni in Joint Venture ed il SIC-13 – Imprese a controllo congiunto – Conferimenti in natura da parte dei partecipanti al controllo. Il nuovo principio stabilisce che, in un accordo di compartecipazione due o più parti detengono il controllo in via congiunta se le decisioni riguardanti le attività rilevanti richiedono il consenso unanime delle parti. L’IFRS 11 individua due tipologie distinte di accordi congiunti:
 1. le operazioni congiunte;
 2. le joint ventures.

Le due tipologie si distinguono in base ai diritti e agli obblighi che sorgono in capo alle parti di un accordo congiunto. In una operazione congiunta le parti hanno diritti riguardanti le attività e obbligazioni relative alle passività dell’accordo congiunto, mentre in una joint venture le parti hanno diritti alle attività nette dell’accordo. L’IFRS 11 stabilisce che le attività, passività, costi e ricavi di

un'operazione congiunta vengano rilevate dalle parti in base ai diritti e alle obbligazioni rispettivamente detenute e, per contro, che le joint ventures siano rilevate dalle parti utilizzando il metodo del Patrimonio netto, così come previsto dallo IAS 28 "Partecipazioni in imprese collegate e joint ventures". Il nuovo principio ha quindi eliminato la possibilità di consolidare le joint ventures con il metodo proporzionale. Il principio deve essere applicato in modo retrospettivo, al più tardi, dagli esercizi aventi inizio dal o dopo il 1° gennaio 2014. A seguito dell'emanazione del principio lo IAS 28 – Partecipazioni in imprese collegate è stato emendato per comprendere nel suo ambito di applicazione, dalla data di efficacia del principio, anche le partecipazioni in imprese a controllo congiunto.

- In data 12 maggio 2011 lo IASB ha emesso il principio IFRS 12 – Informazioni aggiuntive su partecipazioni in altre imprese che è un nuovo e completo principio sulle informazioni aggiuntive da fornire su ogni tipologia di partecipazione, ivi incluse quelle su imprese controllate, gli accordi di compartecipazione, collegate, società a destinazione specifica ed altre società veicolo non consolidate. Il principio deve essere applicato in modo retrospettivo, al più tardi, dagli esercizi aventi inizio dal o dopo il 1° gennaio 2014.
- IAS 27 Revised "Bilancio separato": emanato dallo IASB in data 12 maggio 2011 e applicabile dal 1° gennaio 2014; contestualmente all'introduzione del principio IFRS 10 "Bilancio consolidato" è stata pubblicata una versione revised del principio in oggetto che conserva il ruolo di principio generale di riferimento in tema di bilancio separato. Il presente principio si applica nella valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint ventures nel bilancio separato della controllante. Le joint ventures, così come le partecipazioni in imprese controllate e collegate, possono essere rilevate nel bilancio separato sia al costo che in base all'IFRS 9 "Strumenti finanziari" (e allo IAS 39 "Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione"). Quando una società controllante, in accordo con quanto stabilito dall'IFRS 10 "Bilancio consolidato", sceglie di non predisporre il bilancio consolidato, nel bilancio separato deve fornire informazioni circa le partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint ventures, le sedi principali (e la sede legale se differente) delle loro attività, la percentuale di possesso nelle singole società partecipate e l'informativa riguardante il metodo utilizzato per la loro rilevazione in bilancio;
- IAS 28 Revised "Partecipazioni in imprese collegate e joint ventures": emanato dallo IASB in data 12 maggio 2011 e applicabile dal 1° gennaio 2014; contestualmente all'introduzione del principio IFRS 10 "Bilancio consolidato" è stata pubblicata una versione revised del principio in oggetto che ha lo scopo di stabilire i criteri per la rilevazione delle partecipazioni in imprese collegate e joint ventures. Un'entità che eserciti controllo in via congiunta, o influenza notevole su un altro soggetto deve rilevare la propria partecipazione utilizzando il metodo del Patrimonio netto;
- In data 16 dicembre 2011 lo IASB ha emesso alcuni emendamenti allo IAS 32 – Strumenti Finanziari: esposizione nel bilancio, per chiarire l'applicazione di alcuni criteri per la compensazione delle attività e delle passività finanziarie presenti nello IAS 32. Gli emendamenti sono applicabili in modo retrospettivo per gli esercizi aventi inizio dal o dopo il 1° gennaio 2014.
- IAS 36 "Riduzione di valore delle attività": la modifica, applicabile a partire dal 1° gennaio 2014, è stata emessa in data 29 maggio 2013 e riguarda i requisiti di informativa previsti in sede di impairment di attività nei casi in cui il valore recuperabile sia determinato sulla base del fair value al netto dei costi di dismissione. L'emendamento in oggetto rimuove i requisiti di informativa in merito al valore recuperabile dell'attività nel caso in cui la CGU (cash generating unit) includa un goodwill o attività immateriali a vita utile indefinita ma non si sia manifestata una perdita durevole di valore dell'attività stessa. Viene inoltre richiesta informativa riguardante il valore recuperabile di una attività o di una CGU e circa la modalità di calcolo del fair value al netto dei costi di dismissione quando si sia manifestata una perdita durevole di valore dell'attività.
- IAS 39 "Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione": l'emendamento al principio in oggetto, emesso in data 27 giugno 2013, riguarda la contabilizzazione degli strumenti derivati di copertura in caso di novazione della controparte. Prima dell'introduzione di questa modifica, in caso di novazione degli strumenti derivati designati di copertura, lo IAS 39 richiedeva l'interruzione dell'applicazione della contabilizzazione ai sensi del cash flow hedge assumendo che la novazione comportava la conclusione e l'estinzione dello strumento di copertura preesistente. La modifica in oggetto è applicabile in modo retrospettivo a decorrere dal 1° gennaio 2014.

Alla data del presente bilancio gli organi competenti dell'Unione Europea non hanno ancora concluso il processo di omologazione dei seguenti principi contabili.

- In data 12 novembre 2009 lo IASB ha pubblicato il principio IFRS 9 – Strumenti finanziari. Riemesso in ottobre 2010 ed emendato in novembre 2013, il principio rappresenta la prima parte di un processo per fasi che ha lo scopo di sostituire interamente lo IAS 39 e introduce dei nuovi criteri per la classificazione e valutazione delle attività e passività finanziarie. In particolare, per le attività finanziarie il nuovo principio utilizza un unico approccio basato sulle modalità di gestione degli strumenti finanziari e sulle caratteristiche dei flussi di cassa contrattuali delle attività finanziarie stesse al fine di determinarne il criterio di valutazione, sostituendo le diverse regole previste dallo IAS 39. Per le passività finanziarie, invece, la principale modifica avvenuta riguarda il trattamento contabile delle variazioni di fair value di una passività finanziaria designata come valutata al fair value attraverso il conto economico, nel caso in cui queste siano dovute alla variazione del merito creditizio della passività stessa. Secondo il nuovo principio, tali variazioni devono essere rilevate negli Altri utili/(perdite) complessivi e non transiteranno più nel conto economico. La data di prima applicazione obbligatoria, inizialmente fissata al 1° gennaio 2015, sarà reintrodotta alla conclusione del progetto sull'IFRS9 con la pubblicazione del principio completo.
- IFRIC 21 - Tributi: questa interpretazione dello IAS 37 "Accantonamenti, passività e attività potenziali" è stata emessa in data 20 maggio 2013 e riguarda la contabilizzazione dei tributi che non rientrano nell'ambito di applicazione dello IAS 12 "Imposte sul reddito". Lo IAS 37 "Accantonamenti, passività e attività potenziali" stabilisce i criteri relativi al riconoscimento di una passività, uno dei quali è rappresentato dalla presenza di una obbligazione presente per l'entità quale risultato di un evento passato. L'interpretazione in esame chiarisce che l'obbligazione che fa sorgere la passività per il tributo da pagare è l'attività descritta nella legislazione dell'attività stessa da cui scaturisce il pagamento del tributo. L'interpretazione è applicabile con decorrenza 1° gennaio 2014.
- Il 21 novembre 2013 lo IASB ha pubblicato alcuni emendamenti minori allo IAS 19 – Benefici ai dipendenti. Tali emendamenti, applicabili in modo retrospettivo dal 1° luglio 2014, riguardano la semplificazione del trattamento contabile delle contribuzioni ai piani a benefici definiti da parte dei dipendenti o di terzi in casi specifici.
- Il 12 dicembre 2013 lo IASB ha emesso un insieme di modifiche agli IFRS (*Annual Improvements to IFRSs – 2010-2012 Cycle* e *Annual Improvements to IFRSs - 2011-2013 Cycle*). Tra gli altri, i temi più rilevanti trattati in tali emendamenti sono: a) la definizione di condizioni di maturazione nell'IFRS2 – *Pagamenti basati su azioni*; b) il raggruppamento dei segmenti operativi nell'IFRS8 – *Segmenti operativi*; c) la definizione dei dirigenti strategici con responsabilità strategiche nello IAS24 – *Informativa sulle parti correlate*; d) l'esclusione dall'ambito di applicazione dell'IFRS3 – *Aggregazioni aziendali* di tutti i tipi di accordi a controllo congiunto e e) alcuni chiarimenti sulle eccezioni all'applicazione dell'IFRS13 – *Misurazione del fair value*.

Utilizzo di valori stimati

Nell'ambito della redazione del bilancio in conformità agli IFRS le stime e le relative assunzioni si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie e sono state adottate per definire il valore contabile delle attività e delle passività a cui si riferiscono. Le stime sono state utilizzate per valutare le attività materiali e immateriali sottoposte ad *impairment*, oltre che per rilevare accantonamenti per rischi su crediti, per obsolescenza di magazzino, per gli ammortamenti e per le svalutazioni di attività, benefici ai dipendenti, per la determinazione del *fair value* degli strumenti derivati e delle attività finanziarie disponibili per la vendita, imposte e altri accantonamenti ai fondi rischi. Tali stime e ipotesi sono riviste regolarmente. Le eventuali variazioni derivanti dalla revisione delle stime contabili sono rilevate nel periodo in cui la revisione viene effettuata qualora la stessa interessi solo quel periodo. Nel caso in cui la revisione interessi periodi sia correnti sia futuri, la variazione è rilevata nel periodo in cui la revisione viene effettuata e nei relativi periodi futuri.

V. GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI DEL GRUPPO

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 Autodisciplina di Borsa Italiana attribuisce su tale aspetto specifiche responsabilità.

Di seguito si riporta una sintesi della modalità di gestione dei rischi per quanto riguarda la gestione e il 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

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 scadenze prestabiliti.

La Funzione Finanza del Gruppo è centralizzata allo scopo di ottimizzare il reperimento e l'utilizzo delle risorse finanziarie. In particolare la gestione centralizzata dei flussi finanziari in IREN, sia attraverso un sistema di cash pooling, sia con un sistema di accentramento sui conti correnti di IREN di tutti gli incassi e pagamenti, 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.

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

Il modello di cash-pooling prevede l'azzeramento giornaliero dei conti di tutte le società attraverso un sistema di netting che provvede al trasferimento dei saldi dei movimenti per valuta sui conti della 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 31 dicembre 2013 gli affidamenti bancari a breve termine utilizzati dalla Capogruppo sono pari a 21 milioni di euro.

La tabella sottostante fornisce l'indicazione dei flussi di cassa nominali previsti per l'estinzione delle Passività finanziarie:

	Valore contabile	Flussi finanziari contrattuali	entro i 12 mesi	1-5 anni	Oltre 5 anni
Debiti per mutui e bond (*)	2.629.286	(3.174.343)	(876.496)	(1.056.967)	(1.240.880)
Coperture rischio tasso	37.176	(35.358)	(14.240)	(21.093)	(25)

(*) Il valore contabile include i mutui quota a lungo e quota a breve

I flussi finanziari previsti per l'estinzione delle altre passività finanziarie, diverse da quelle verso istituti di credito, non si discostano significativamente dal valore contabile riportato in bilancio.

Attraverso i rapporti che IREN intrattiene con i principali Istituti di Credito Italiani e Internazionali vengono ricercate le forme di finanziamento più adatte alle proprie esigenze e le migliori condizioni di mercato. Nel corso del 2013 al Gruppo Iren sono stati erogati nuovi finanziamenti a medio-lungo termine per complessivi 583 milioni di euro, di cui 468 milioni di euro a favore della Capogruppo. Il dettaglio delle attività svolte in tale ambito e delle singole operazioni è riportato al paragrafo Gestione Finanziaria.

Si evidenzia che al 31.12.2013 il debito residuo per mutui risulta contrattualizzato per il 47% a tasso fisso e per il 53% a tasso variabile.

In merito al rischio di liquidità che potenzialmente deriva dalle clausole contrattuali che legittimano le controparti a ritirare il finanziamento al verificarsi di determinati eventi (rischio *default* e *covenants*), si segnala che le clausole inserite nei contratti di finanziamento che fanno capo a IREN sono rispettate; in particolare per alcuni contratti di finanziamento a medio lungo termine di Iren è previsto l'impegno a rispettare indici finanziari (*covenants* finanziari quali Debito/EBITDA, EBITDA/Oneri finanziari), con verifica annuale. Sono inoltre previsti altri impegni quali la clausola di *Change of Control*, che prevede il

mantenimento del controllo del Gruppo IREN da parte degli Enti Locali 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 i contratti di finanziamento a medio lungo termine di alcune società del Gruppo prevedono il rispetto di indici finanziari (Posizione Finanziaria Netta/EBITDA, Posizione Finanziaria Netta/Patrimonio Netto) che risultano soddisfatti.

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 crescita 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 dei flussi finanziari (*cash flow hedge*). Alla data del 31 dicembre 2013, salvo alcune posizioni marginali, tutti i contratti stipulati, volti a limitare l'esposizione al rischio di oscillazione del tasso di interesse, sono stati classificati come *cash flow hedge*, in quanto soddisfano i requisiti per l'applicazione dell'*hedge accounting*.

Il *fair value* complessivo dei suddetti contratti di copertura su tassi di interesse al 31 dicembre 2013 è negativo per 37.176 migliaia di euro.

I contratti di copertura stipulati, congiuntamente con i finanziamenti a tasso fisso, permettono di coprire dal rischio di crescita dei tassi di interesse circa il 74% dell'indebitamento finanziario netto, in linea con l'obiettivo del gruppo IREN di mantenere un equilibrato rapporto tra posizioni a tasso variabile e posizioni a tasso fisso o comunque protette 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 è stata condotta un'analisi di sensitività degli oneri finanziari netti e delle componenti valutative dei contratti finanziari derivati al variare dei tassi di interesse.

Relativamente agli oneri finanziari tale analisi è stata effettuata, sulla base di presupposti di ragionevolezza, secondo le seguenti modalità:

- una variazione teorica in aumento ed in diminuzione di 100 *basis points* dei tassi di interesse euribor rilevati nel corso dell'esercizio è stata applicata all'indebitamento finanziario netto;
- in caso sia esistente una relazione di copertura lo shock sui tassi è stato applicato congiuntamente alla posizione debitoria ed al relativo strumento derivato di copertura con un effetto netto a conto economico sostanzialmente contenuto;
- la variazione dei tassi è stata altresì applicata alla quota di interessi passivi che sono stati capitalizzati nell'esercizio;

Con riferimento ai contratti derivati di copertura esistenti alla data di chiusura dell'esercizio è stata applicata una traslazione teorica in aumento ed in diminuzione di 100 *basis points* delle curve *forward* dei tassi di interesse impiegate per la determinazione dei fair value dei contratti stessi.

Nella seguente tabella sono riportati i risultati dell'analisi di sensitività anzi illustrata svolta con riferimento alla data del 31 dicembre 2013.

	migliaia di euro	
	aumento di 100 bps	diminuzione di 100 bps
Incremento (diminuzione) degli oneri finanziari netti	4.439	(4.440)
Incremento (diminuzione) degli oneri da fair value contratti derivati	(15)	(66)
Incremento (diminuzione) della riserva copertura flussi finanziari	17.197	(18.275)

2. RISCHIO DI CREDITO

Nel Gruppo Iren S.p.A. il rischio di credito, essenzialmente attribuibile all'ammontare dei crediti commerciali derivanti dalla vendita di energia elettrica, teleriscaldamento, gas e all'erogazione dei servizi idrico ed ambientale, non presenta una particolare concentrazione essendo i crediti suddivisi su un largo numero di controparti quali clientela retail, mid business, business ed enti pubblici.

Il Gruppo, nello svolgimento della propria attività, è esposto al rischio che i crediti possano, a causa dell'attuale crisi economico/finanziaria generalizzata e alle conseguenti condizioni finanziarie dell'obbligato, non essere onorati alla scadenza. I rischi sono riconducibili quindi all'aumento dell'anzianità e conseguente insolvibilità, all'aumento del numero delle procedure concorsuali oltre che incorrere in una perdita di valore che può comportare la cancellazione in tutto o in parte dal bilancio.

Per una più dettagliata analisi del rischio in oggetto si rimanda a quanto riportato nel paragrafo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo" inserita nelle note esplicative del Bilancio consolidato.

Per controllare il rischio di credito, la cui gestione operativa è demandata alle singole funzioni territoriali, sono state definite le metodologie che prevedono, tra l'altro, l'analisi di solvibilità dei Clienti in fase di acquisizione attraverso un'accurata valutazione del merito creditizio finalizzata a contenere il futuro rischio di insolvenza, il monitoraggio ed il controllo dei crediti oltre alla definizione di strategie atte a ridurre l'esposizione stessa tra le quali si evidenzia l'affidamento delle pratiche relative a crediti di Clienti cessati e/o attivi a società di recupero crediti esterne e la gestione del recupero giudiziale dei crediti in contenzioso relativi ai servizi erogati con l'introduzione di nuove modalità di recupero.

La politica di gestione dei crediti commerciali e gli strumenti di valutazione del merito creditizio, nonché le attività di monitoraggio e recupero, sono differenziate in relazione alle diverse tipologie di clientela e per fasce dimensionali di consumo.

Al fine di rafforzare la capacità di analisi e monitoraggio dei crediti, nel corso degli ultimi anni sono stati introdotti, nuovi strumenti volti all'acquisizione d'informazioni commerciali e delle esperienze di pagamento dei Clienti, alla gestione operativa del recupero del credito scaduto, facendo ricorso all'outsourcing delle attività di sollecito telefonico per alcuni segmenti di Clientela.

La sostituzione dei contatori elettrici meccanici con quelli elettronici, avvenuto nel corso di questi ultimi anni, ha consentito di comprimere i costi dei distacchi delle forniture migliorandone la tempestività e l'efficacia, riducendo quindi il rischio di credito.

Per alcune tipologie di Clienti grandi consumatori di gas e/o energia elettrica, il rischio di credito è coperto con opportune forme di garanzia bancaria o assicurativa a prima richiesta emesse da soggetti di primario standing creditizio.

Per altre tipologie di servizio (quali 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 l'addebito sul conto corrente.

Le condizioni di pagamento generalmente applicate alla Clientela sono riconducibili alla normativa o ai regolamenti vigenti, ed in linea con gli standard del mercato libero; in caso di mancato pagamento si procede con l'addebito degli interessi di mora nella misura indicata nei contratti di somministrazione e stabiliti dalla vigente normativa.

Il Gruppo, a seguito del perdurare dell'attuale situazione economica, ha migliorato inoltre il controllo sui rischi di credito attraverso il rafforzamento delle procedure di monitoraggio e reportistica, al fine di individuare in modo tempestivo possibili contromisure.

Gli accantonamenti ai fondi svalutazione crediti riflettono, in maniera accurata, i rischi di credito effettivi attraverso la mirata quantificazione dell'accantonamento che prevede l'estrazione dalle banche dati dei singoli importi componenti il credito da esigere e la loro analisi, in relazione soprattutto all'anzianità, nonché al confronto con i dati storici delle perdite su crediti ed alla determinazione del tasso medio di morosità.

In relazione alla concentrazione del credito si segnalano i rapporti tra la controllata Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi) ed il Comune di Torino. Per maggiori dettagli si rimanda in particolare alla nota di commento 7_Actività finanziarie non correnti del bilancio consolidato.

3. RISCHIO ENERGETICO

Il Gruppo IREN è esposto al rischio prezzo, ivi compreso il relativo rischio cambio, sulle commodity energetiche trattate, ossia energia elettrica, gas naturale, carbone, ecc. dal momento che sia gli acquisti sia le vendite risentono delle oscillazioni dei prezzi di dette commodity energetiche direttamente ovvero attraverso formule di indicizzazione.

La politica del Gruppo è orientata a minimizzare la necessità di fare ricorso ai mercati finanziari per coperture, 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.

A tal fine viene eseguita un'attività di pianificazione della produzione per gli impianti del Gruppo e dell'acquisto di energia, con l'obiettivo di bilanciare autoproduzione e fornitura di energia dal mercato rispetto alla domanda proveniente dai clienti del Gruppo.

Nei mesi di novembre e dicembre 2012, a copertura del portafoglio energetico del 2013, sono state stipulate operazioni di derivato su commodity (Commodity swap su indice Gas Release 07) per un nozionale complessivo di 2 TWh. Sempre nel mese di dicembre 2012 sono poi stati stipulati ulteriori swap su indice Gas Release 07 per 0,5 TWh abbinati ad operazioni di swap su PUN per pari nozionale che conseguono l'obiettivo di stabilizzare il margine.

A copertura del portafoglio energetico del 2014, nei mesi di ottobre e novembre 2013 sono state stipulate operazioni di derivato su commodity (Commodity swap su indice Gas Release 07) per un nozionale complessivo di 1 TWh, nel mese di dicembre 2013 sono poi state stipulate due operazioni di derivato su cambio (Average Rate Forward) per complessivi 83.324 mila USD.

Il Fair Value dei contratti in essere al 31 dicembre 2013 è complessivamente negativo e pari a 82 migliaia di euro.

Nell'ambito della società Iren Mercato esiste un'attività di Trading che prevede negoziazioni di contratti fisici e finanziari sul mercato elettrico e di contratti finanziari direttamente sulle commodities sottostanti. I contratti possono essere riferiti a diversi indici (PUN, ITEC, Itmix, BINE) e a negoziazioni su IDEX. Al 31 dicembre 2013 non sono peraltro presenti contratti che originano da tale attività e classificati nell'apposito Portafoglio di Trading.

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.

Il Gruppo pone in essere operazioni su strumenti derivati aventi finalità di copertura di specifici rischi di cambio, tasso o prezzo.

Ai fini della contabilizzazione degli strumenti derivati, all'interno di tali operazioni è necessario distinguere tra operazioni che rispettano tutti i requisiti richiesti dallo IAS 39 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. Pertanto nel caso di strumenti derivati su commodity nel margine operativo lordo, mentre nel caso di copertura del rischio di tasso nei proventi ed oneri finanziari.

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

Il derivato è iscritto nello stato patrimoniale al fair value.

La variazione del fair value del derivato è iscritta a conto economico e la sua classificazione avviene in accordo con la natura dello strumento sottostante:

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

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

Fair value

Per ogni classe di attività e passività indicate a bilancio occorre riportare, oltre al valore contabile ed il relativo fair value anche i metodi e le principali assunzioni utilizzate per la sua determinazione.

Il fair value 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. Il valore attuale dei flussi futuri è stato determinato applicando la curva dei tassi forward alla data di chiusura dell'esercizio. Inoltre nella determinazione del fair value, come richiesto dall'IFRS 13, è stato considerato il rischio di inadempimento controparte. L'adozione di tale nuovo principio non comporta effetti significativi nella quantificazione del fair value.

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

	31.12.2013		31.12.2012	
	Valore contabile	Fair Value	Valore contabile	Fair Value
Attività per contratti derivati di copertura	-	-	80	80
Mutui quota non corrente e bond (*)	(1.854.597)	(1.821.848)	(2.120.293)	(2.020.406)
Mutui quota corrente	(774.690)	(819.906)	(321.342)	(373.177)
Passività per contratti derivati di copertura tasso	(37.176)	(37.176)	(59.847)	(59.847)
Totale	(2.666.462)	(2.678.930)	(2.501.402)	(2.453.350)

(*) Il fair value del Put Bond al 31.12.2013 è pari a 188.929 migliaia di euro.

Per le classi di attività e passività finanziarie non riportate nella tabella precedente il valore contabile coincide con il fair value.

Scala gerarchica del fair value

La tabella seguente illustra gli strumenti finanziari contabilizzati al fair value in base alla tecnica di valutazione utilizzata. I diversi livelli sono stati 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).

31.12.2013	migliaia di euro			Totale
	Livello 1	Livello 2	Livello 3	
Attività finanziarie disponibili per la vendita				-
Attività finanziarie designate al fair value rilevato a conto economico				-
Investimenti finanziari detenuti per finalità di trading				-
Attività finanziarie derivate				-
Totale attività	-	-	-	-
Passività finanziarie derivate		(37.258)		(37.258)
Totale complessivo	-	(37.258)	-	(37.258)

31.12.2012	migliaia di euro			Totale
	Livello 1	Livello 2	Livello 3	
Attività finanziarie disponibili per la vendita				-
Attività finanziarie designate al fair value rilevato a conto economico				-
Investimenti finanziari detenuti per finalità di trading				-
Attività finanziarie derivate		845		845
Totale attività	-	845	-	845
Passività finanziarie derivate		(64.593)		(64.593)
Totale complessivo	-	(63.748)	-	(63.748)

Tutti gli strumenti finanziari di copertura del Gruppo hanno *fair value* classificabile di livello 2, cioè misurato sulla base di tecniche di valutazione che prendono a riferimento parametri osservabili sul mercato (es. tassi di interesse, prezzi commodities), diversi dalle quotazioni dello strumento finanziario, o comunque che non richiedono un significativo aggiustamento basato su dati non osservabili sul mercato. Si segnala inoltre che non ci sono stati trasferimenti tra i diversi Livelli della scala gerarchica del *fair value*.

Gestione del Capitale

Le politiche di gestione del capitale del Consiglio di Amministrazione prevedono il mantenimento di un livello elevato di capitale proprio al fine di mantenere un rapporto di fiducia con gli investitori, i creditori ed il mercato, consentendo altresì lo sviluppo futuro dell'attività.

Il Consiglio di Amministrazione monitora il rendimento del capitale ed il livello di dividendi da distribuire ai detentori di azioni ordinarie 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.

VI. INFORMATIVA SUI RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

A seguito delle novità intervenute nella *governance* di Iren (assemblea straordinaria dei soci del 19 giugno 2013 che ha approvato il nuovo statuto sociale e assemblea ordinaria dei soci del 27 giugno 2013 che ha nominato il nuovo CdA), si è reso necessario rivedere ulteriormente il Regolamento relativo alle operazioni con parti correlate.

Pertanto, il Consiglio di Amministrazione di IREN, in data 3 dicembre 2013 e con il parere favorevole del Comitato Controllo e Rischi, ha adottato una nuova versione del "Regolamento Interno in materia di operazioni con parti correlate" (di seguito anche "Regolamento OPC"), (già approvato in data 30 novembre 2010 ed emendato in data 6 febbraio 2013) in attuazione:

- delle disposizioni in materia di operazioni con parti correlate di cui all'art. 2391-bis del codice civile;
- delle disposizioni di cui all'art. 114 del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58 (il "TUF");
- del regolamento recante disposizioni in materia di operazioni con parti correlate, adottato dalla Consob con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010, successivamente modificato con delibera n. 17389 del 23 giugno 2010 ("Regolamento Consob").

La Società e le Società dalla stessa controllate basano i rapporti con parti correlate su principi di trasparenza e correttezza. Buona parte di tali rapporti attengono a prestazioni fornite alla generalità della clientela (fornitura di gas, acqua, energia elettrica, calore, servizi tecnologici in genere, ecc.) e sono regolati dai contratti normalmente applicati in tali situazioni.

Ove non si tratti di prestazioni di tipo corrente, i rapporti sono regolati da specifici contratti, le cui condizioni sono fissate sulla base delle normali condizioni praticate sul relativo mercato. Nel caso in cui tale riferimento non sia disponibile o significativo, si definiscono i diversi profili mediante ricorso ad esperti e/o professionisti indipendenti.

Rapporti con società controllate e collegate

Services Intercompany - Per sfruttare al meglio le sinergie organizzative emergenti dalla fusione fra IRIDE ed Enia, la configurazione di Iren è stata disegnata sul modello di una Holding, dotata di strutture di staff adeguate a sostenere l'attività di coordinamento del Gruppo e ad affrontare le più rilevanti problematiche di interesse generale. Pertanto Iren è in grado di fornire prestazioni professionali a favore delle Società di Primo Livello e controllate, secondo le esigenze da queste manifestate, sulla base di contratti di services stipulati fra le parti.

Tutte le attività suddette sono regolate da appositi contratti di servizio improntati a condizioni di mercato.

Gestione finanziaria - Al fine di ottimizzare la struttura e le condizioni di accesso al finanziamento esterno sono state adottate soluzioni organizzative orientate ad una gestione finanziaria accentrata a livello di Gruppo, gestione svolta direttamente da Iren S.p.A..

In tale prospettiva, i finanziamenti sono assunti nei confronti del sistema creditizio in capo ad Iren, con destinazione successiva dei fondi alle Società del Gruppo a sostegno degli investimenti realizzati dalle medesime Società, sulla base di contratti di finanziamento intercompany.

E' stata approvata la regolamentazione dei rapporti finanziari fra la Capogruppo e le Società di Primo Livello, concernenti sia la gestione accentrata (cash pooling) delle risorse disponibili all'interno del Gruppo per il funzionamento quotidiano (circolante), sia la gestione delle risorse destinate a sostenere gli investimenti a medio / lungo termine. Le condizioni dei contratti intercompany, stipulati sulla base di tale regolamentazione, sono state definite sulla base delle condizioni alle quali la Capogruppo si approvvigiona sul mercato finanziario.

Consolidato fiscale - A partire dall'esercizio 2010 la società Iren S.p.A., ha optato per il regime fiscale del Consolidato domestico di cui agli artt. 117 e seguenti del nuovo TUIR. Detto regime consiste nella determinazione dell'IRES sulla base imponibile di Gruppo corrispondente alla somma algebrica degli imponibili positivi e negativi delle singole società che partecipano al consolidato opportunamente rettificato per le variazioni di consolidamento.

Per il 2013, tutti i rapporti, economici e giuridici, tra le parti sono stati disciplinati da apposito contratto interaziendale tra le società coinvolte e la consolidante Iren S.p.A..

Il nuovo perimetro di consolidamento fiscale, oltre alla consolidante Iren S.p.A., include quindi, senza soluzione di continuità, le seguenti società: AEM Torino Distribuzione, CELPI in liquidazione (cessata il 20 gennaio 2014), Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi), AEMNET (incorporata in Iren Energia), Iren Acqua Gas, Iren Mercato, Iren Energia, CAE AMGA Energia, AGA, AES Torino, Mediterranea delle Acque, Immobiliare delle Fabbriche, Nichelino Energia, ENIA Parma (incorporata in Iren Emilia), ENIA Piacenza (incorporata in Iren Emilia), ENIA Reggio Emilia (incorporata in Iren Emilia), Eniatel, Tecnoborgo, Iren Ambiente, Iren Ambiente Holding (beneficiaria della scissione di Iren Ambiente), Iren Emilia e Genova Reti Gas.

In particolare, nel suddetto contratto vengono contemplate le modalità di trasferimento del reddito IRES, la remunerazione che ne consegue, nonché gli effetti di eventuali interruzioni del suddetto regime o del mancato rinnovo dello stesso.

La Legge 24 dicembre 2007, n. 244 (Finanziaria 2008), con effetto dal periodo d'imposta 2008, ha radicalmente modificato la disciplina della tassazione di gruppo, sopprimendo tutte le rettifiche di consolidamento previste dall'art. 122 TUIR, abrogando la disciplina relativa ai trasferimenti infragruppo di cui all'art. 123 TUIR e introducendo la possibilità, a determinate condizioni, di portare in deduzione del reddito del consolidato le eccedenze di interessi passivi eventualmente maturate in capo alle società partecipanti per effetto delle nuove disposizioni sulla deducibilità degli interessi passivi di cui all'art. 96 del TUIR.

Per effetto delle modifiche normative il Regolamento in vigore, in conformità a quanto previsto dall'art. 22 dello stesso, è stato redatto salvaguardando i principi sopra enunciati.

A seguito dell'opzione per il consolidato fiscale domestico, a fronte del reddito imponibile conseguito e trasferito alla società consolidante, la consolidata si obbliga a riconoscere alla società consolidante "conguagli per imposte" pari alle imposte dovute sul reddito trasferito al netto dei crediti per IRES trasferiti.

Nel Regolamento vengono inoltre evidenziati gli altri obblighi dei contraenti tra cui quello relativo agli invii di flussi informativi da parte delle consolidate affinché la Consolidante riesca a determinare il Reddito complessivo di gruppo ai fini IRES.

In appositi paragrafi vengono indicate le conseguenze relative all'interruzione anticipata del consolidato, al mancato rinnovo ed alle responsabilità delle parti in caso di errori a loro imputabili ai sensi dell'articolo 127 comma 2 del TUIR.

Con riferimento alle società del gruppo che operano nei settori della produzione, commercializzazione, trasporto o distribuzione del gas naturale o dell'energia elettrica, anche da fonti rinnovabili, si precisa che le stesse sono soggette all'addizionale IRES del 6,5% (aumentata al 10,5% per gli esercizi 2011, 2012 e 2013). Detta addizionale deve essere liquidata in modo autonomo da dette società anche se partecipanti al consolidato fiscale.

Opzione per l'IVA di Gruppo - Da un punto di vista procedurale, per l'esercizio 2013, la liquidazione dell'IVA di Gruppo ha comportato il trasferimento in capo alla controllante Iren S.p.A. di tutti gli obblighi relativi alle liquidazioni ed ai versamenti periodici IVA.

Le società che hanno partecipato alla procedura di liquidazione sono, oltre alla capogruppo Iren S.p.A., le seguenti: Iren Energia S.p.A., Iren Servizi e Innovazione S.p.A. (già Iride Servizi S.p.A.), Iren Acqua Gas S.p.A., Iren Mercato S.p.A., AEM Torino Distribuzione S.p.A., AEM NET S.p.A. (incorporata in Iren Energia), CAE AMGA Energia S.p.A., AES Torino S.p.A., CELPI in liquidazione (cessata il 20 gennaio 2014), Genova Reti Gas s.r.l., ENIA Reggio Emilia S.p.A. (incorporata in IREN Emilia), ENIA Parma S.p.A. (incorporata in Iren Emilia), ENIA Piacenza S.p.A. (incorporata in Iren Emilia), Iren Ambiente S.p.A., Iren Emilia S.p.A., ENIA Solaris S.p.A., Idrotigullio S.p.A. e Mediterranea delle Acque S.p.A. e Nichelino Energia s.r.l..

Altre operazioni significative con società collegate

Si segnala che nel 2013 è proseguita l'operatività di Iren Mercato tramite il contratto di fornitura gas con le società collegate Plurigas e Sinergie Italiane che ha consentito di servire, oltre al bacino genovese ed emiliano, anche alcune aziende commerciali facenti capo al Gruppo Iren.

Si segnala inoltre che a partire dal 1° novembre 2013, a seguito della scissione di Edipower, si è interrotto il contratto di tolling tra Iren Mercato ed Edipower.

Rapporti con i Comuni soci-parti correlate

Iren S.p.A. fornisce una serie di servizi a favore di Finanziaria Sviluppo Utilities S.r.l., veicolo societario attraverso il quale i Comuni di Genova e Torino detengono la partecipazione in Iren S.p.A., nei settori Legale, Amministrazione, Finanza, Fiscale, sulla base di specifici contratti che prevedono una adeguata remunerazione delle prestazioni.

Si evidenziano, inoltre, i rapporti con gli Enti Locali nel cui territorio Iren opera anche attraverso le Società controllate.

Il Gruppo Iren, attraverso Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi), fornisce al Comune di Torino numerosi servizi a sostegno delle attività che il Comune svolge a favore della collettività amministrata; si tratta della gestione dei servizi di illuminazione pubblica e semaforici, della gestione degli impianti termici ed elettrici degli edifici di proprietà comunale o adibiti a servizi alla collettività, di global services ed analoghi. Le prestazioni svolte da Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi) sono regolate da specifici contratti pluriennali.

Si segnala che nel corso dell'esercizio 2012 è stato siglato un accordo con il Comune di Torino che prevede la riduzione dello stock del credito vantato dal Gruppo Iren nei confronti del Comune di Torino e la modifica di alcune clausole delle vigenti convenzioni di servizio tra Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi) e la Città di Torino. Tale accordo è stato integrato con un addendum sottoscritto il 2 agosto 2013 avente per oggetto la regolazione di alcune partite economiche, l'impegno del Comune relativo allo stanziamento degli importi relativi alle manutenzioni straordinarie, nonché all'avvio di un gruppo di lavoro misto avente per oggetto l'analisi di benchmark e la definizione dei piani di manutenzione ottimali.

Iren Mercato assicura ai Comuni di Torino, Genova, Reggio Emilia, Parma e Piacenza forniture di energia elettrica ed al Comune di Genova, Reggio Emilia e Parma anche forniture di gas, alle condizioni normalmente praticate alla generalità della clientela restante. La controllata di quest'ultima, CAE S.p.A., assicura al Comune di Genova, mediante contratti di durata pluriennale, prestazioni relative alla conduzione di impianti di climatizzazione presso edifici pubblici ed alla gestione degli impianti tecnologici presso strutture sportive e di servizio pubblico.

Iren Acqua Gas, attraverso la controllata Mediterranea delle Acque S.p.A., assicura agli uffici ed alle strutture del Comune di Genova ed in proprio al Comune di Reggio Emilia ed al Comune di Parma la fornitura dell'acqua potabile ed il servizio di fognatura, mediante contratti di somministrazione analoghi a quelli in essere con la generalità della clientela.

Iren Emilia assicura

- a) al Comune di Reggio Emilia, al Comune di Parma ed al Comune di Piacenza la fornitura del servizio di raccolta e smaltimenti rifiuti urbani alle condizioni normalmente praticate alla generalità della clientela restante;
- b) al Comune di Piacenza la fornitura dell'acqua potabile ed il servizio di fognatura, mediante contratti di somministrazione analoghi a quelli in essere con la generalità della clientela;
- c) al Comune di Parma i servizi di gestione illuminazione pubblica;
- d) al Comune di Reggio Emilia i servizi di gestione del verde pubblico e dello sgombero neve;
- e) al Comune di Piacenza i servizi cimiteriali, di gestione del verde pubblico e dello sgombero neve.

Si segnala che con il Comune di Parma è stato siglato un accordo transattivo per la definizione della situazione debitoria/creditoria con alcune società del Gruppo Iren.

Rapporti con altri soci-parti correlate

Gli Amministratori di Iren, in base al "Regolamento Interno in materia di operazioni con parti correlate", hanno qualificato il Gruppo Intesa San Paolo come parte correlata. Il Gruppo ha rapporti di natura

finanziaria con il Gruppo Intesa Sanpaolo e riguardano principalmente diverse forme di finanziamento quali mutui, linee di credito e conti correnti.

Inoltre per erogare il servizio idrico integrato nelle province di Parma, Piacenza e Reggio Emilia la società Iren Acqua Gas, a fronte della corresponsione di un canone annuo, utilizza gli asset di proprietà delle società Parma Infrastrutture, Piacenza Infrastrutture e AGAC Infrastrutture controllate dai Comuni di riferimento.

Inoltre, nelle sedute tenutesi nel mese di dicembre 2013, il Comitato Operazioni con Parti Correlate ha esaminato la situazione dei crediti vantati da Iren Mercato S.p.A., Mediterranea delle Acque S.p.A. e CAE Amga S.p.A. nei confronti della parte correlata SportinGenova in liquidazione (Società controllata al 100% dal Comune di Genova), che si occupa della gestione di impianti sportivi nella città di Genova. SportinGenova ha avanzato la proposta di rientro del debito complessivo, da attuare in parte mediante trasferimento di immobili e per la parte rimanente mediante piano di rientro pluriennale (sino a un massimo di 3 anni) a partire da marzo 2014, con accollo da parte del Comune.

Da una valutazione effettuata dal Gruppo circa l'opportunità e la convenienza dell'operazione prospettata, è emerso un giudizio positivo per la ragione che l'entità complessiva del credito veniva integralmente corrisposta, seppure parzialmente in natura e mediante piano rateale per la parte non coperta da immobili.

Le informazioni relative ai rapporti patrimoniali ed economici con le parti correlate sono riportate nel paragrafo "XIII. Allegati al bilancio consolidato" che si considera parte integrante delle presenti note.

Rapporti con gli amministratori

Da ultimo e per ciò che concerne gli amministratori si segnala che non vi sono rapporti, oltre alle cariche ricoperte nelle società del Gruppo.

Per le informazioni relative ai compensi si rimanda alla specifica tabella allegata alla Relazione sulla remunerazione pubblicata entro il termine indicato dall'art. 123-ter del TUF.

VII. FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

Emissione di un *Private Placement* per 100 milioni di euro con scadenza a 5 anni

Iren S.p.A. ha completato con successo l'11 febbraio 2014 l'emissione di un *Private Placement* per un ammontare di 100 milioni di euro con la durata di 5 anni e cedola pari al 3% annuo.

Le obbligazioni, quotate alla Borsa Irlandese, sono interamente sottoscritte da Morgan Stanley e sono riservate per la negoziazione ad investitori istituzionali.

L'operazione segue il primo collocamento obbligazionario perfezionato nel 2013.

Riapertura dell'operazione di *Private Placement* effettuata il 14 ottobre 2013, incrementando l'ammontare di 50 milioni di euro

Iren S.p.A. ha concluso con successo il 19 marzo 2014 l'operazione di riapertura (*tap issue*) dell'emissione obbligazionaria a tasso fisso 4.37%, effettuata il 14 ottobre 2013 e con scadenza al 14 ottobre 2020.

Le obbligazioni, quotate alla Borsa Irlandese, sono destinate esclusivamente ad investitori istituzionali.

L'operazione consente di raccogliere 50 milioni di euro aggiuntivi rispetto ai 210 milioni di euro dell'emissione originaria (incluso l'importo della riapertura effettuata in data 29 ottobre 2013), alle medesime condizioni di scadenza e cedola dell'emissione originaria, ma con un rendimento più basso (inferiore al 4%).

Accordo per la progressiva integrazione della Divisione Ambiente di Unieco nel Gruppo Iren

Il Gruppo Iren, attraverso la controllata Iren Ambiente S.p.A., e Unieco Società Cooperativa, attraverso la propria controllata UCM S.r.l., hanno sottoscritto in data 28 febbraio 2014 un accordo finalizzato alla progressiva integrazione della Divisione Ambiente di Unieco in Iren Ambiente.

L'operazione consentirà al Gruppo Iren, in linea con le previsioni del proprio Piano Industriale, di rafforzare la propria posizione nel settore ambiente, divenendo uno dei principali soggetti nel panorama nazionale attivo lungo tutta la filiera della gestione rifiuti, di sviluppare la propria presenza nelle regioni di

riferimento (Emilia Romagna, Liguria e Piemonte) e di ampliare il proprio bacino geografico in territori con rilevanti potenzialità di sviluppo.

Offerta Pubblica di Acquisto su Acque Potabili S.p.A.

Iren S.p.A., Iren Acqua Gas S.p.A. (IAG), società interamente detenuta da Iren S.p.A., e Società Metropolitana Acque Torino S.p.A. (SMAT), hanno deliberato in data 11 marzo 2014 di promuovere per il tramite della società Sviluppo Idrico S.r.l., società il cui intero capitale sociale è detenuto in parti uguali da IAG e da SMAT, un'offerta pubblica di acquisto volontaria totalitaria ai sensi degli articoli 102 e seguenti del TUF su n. 13.785.355 azioni ordinarie di Acque Potabili S.p.A. – Società per la condotta di Acque Potabili (SAP).

IAG e SAP detengono attualmente rispettivamente n. 11.108.795 e n. 11.109.295 azioni SAP, pari complessivamente al 61,71% del capitale sociale della società.

L'offerta è finalizzata, in primo luogo, alla revoca delle azioni ordinarie di SAP dalla quotazione sul Mercato Telematico Azionario, gestito da Borsa Italiana.

Scissione AES Torino S.p.A.

Sono in corso le trattative tra Iren Energia S.p.A. e Italgas S.p.A. per la separazione dei rami teleriscaldamento e gas, attualmente gestiti da AES Torino S.p.A.

VIII. ALTRE INFORMAZIONI

COMUNICAZIONE CONSOB N. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Eventi e operazioni significative non ricorrenti

In data 24 ottobre 2013 è stato sottoscritto l'atto di scissione non proporzionale di Edipower, sulla base degli accordi assunti tra Iren ed A2A, in data 24 maggio 2012, e a seguito della deliberazione assunta, in data 16 gennaio 2013, dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A..

Il 1° novembre 2013 ha avuto efficacia la scissione parziale non proporzionale di Edipower con attribuzione a Iren Energia di asset di generazione termoelettrici (centrale di Turbigo) e idroelettrici (nucleo di Tuscano) nonché del personale operante in tali siti, gli elementi patrimoniali, i rapporti giuridici attivi e passivi direttamente attribuibili a tali impianti.

L'operazione di scissione parziale non proporzionale ha comportato la cancellazione dell'intera partecipazione detenuta da Iren Energia in Edipower e la contestuale diminuzione del patrimonio netto di quest'ultima.

L'operazione è stata identificata come una aggregazione aziendale e come tale è stata trattata seguendo le indicazioni dell'*IFRS 3 - Aggregazioni aziendali*. Alla data di acquisizione (1° novembre 2013) il Gruppo Iren ha valutato le attività acquisite e le passività assunte identificabili ai rispettivi fair value (valori equi).

Nella tabella sotto riportata sono dettagliati i fair value delle poste dell'attivo e del passivo acquisite.

	migliaia di euro
Attività materiali e immateriali	354.987
Altre attività (passività) non correnti	2
Rimanenze	8.147
Crediti vari e altre attività correnti	8.877
Debiti vari e altre passività correnti	(1.777)
Attività (Passività) per imposte differite	18.090
TFR e altri benefici ai dipendenti	(10.560)
Fondo rischi e altri oneri	(41.134)
Debiti finanziari	(45.752)
Disponibilità liquide	6
TOTALE FAIR VALUE ATTIVITA' NETTE	290.886

Il confronto tra il valore della partecipazione (296.148 migliaia di euro) e il fair value delle attività nette acquisite (290.886 migliaia di euro) ha portato ad una svalutazione dell'attivo pari a 5.262 migliaia di euro esposta nella voce "Accantonamenti e svalutazioni".

Per il trattamento successivo alla data di acquisizione delle attività acquisite e delle passività assunte identificabili si rimanda alle note "Attività materiali", "Rimanenze" e "Fondi per rischi ed oneri".

Si ricorda che nell'esercizio 2012 gli "Eventi e operazioni significative non ricorrenti" hanno riguardato il conferimento da parte di alcune società controllate da Iren S.p.A. di parte del patrimonio immobiliare, ritenuto non core rispetto allo sviluppo delle attività industriali, al fondo comune di investimento immobiliare costituito e gestito da Ream SGR S.p.A., denominato Fondo Core MultiUtilities, al fine di liberare risorse finanziarie, oltre che di razionalizzare la gestione degli immobili. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto riportato nel bilancio 2012.

Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Si precisa che nel corso dell'esercizio 2013 il Gruppo non ha posto in essere operazioni atipiche e/o inusuali, così come definite dalla Comunicazione stessa, secondo la quale 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, alla salvaguardia del patrimonio aziendale, alla tutela degli azionisti di minoranza.

Pubblicazione del Bilancio

Il Bilancio è stato autorizzato alla pubblicazione dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. nella riunione del 27 marzo 2014. Il Consiglio di Amministrazione ha autorizzato il Presidente, l'Amministrazione Delegata ed il Direttore Generale ad apportare al bilancio quelle modifiche che risultassero necessarie od opportune per il perfezionamento della forma nel periodo di tempo intercorrente fino alla data di approvazione da parte dell'Assemblea degli Azionisti.

L'assemblea degli azionisti che sarà convocata per l'approvazione del bilancio separato della Capogruppo ha la facoltà di richiedere modifiche al suddetto bilancio consolidato.

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, distinta tra costo storico, fondo ammortamento e valore netto, viene riportata nella tabella seguente:

	migliaia di euro					
	Costo al 31/12/2013	F.do amm.to al 31/12/2013	Valore netto al 31/12/2013	Costo al 31/12/2012	F.do amm.to al 31/12/2012	Valore netto al 31/12/2012
Terreni	78.919	(1.558)	77.361	68.563	(14)	68.549
Fabbricati	305.538	(93.288)	212.250	239.489	(77.755)	161.734
Fabbricati in leasing	6.735	(2.233)	4.502	6.735	(2.030)	4.705
Terreni e Fabbricati	391.192	(97.079)	294.113	314.787	(79.799)	234.988
Impianti e macchinari	3.973.870	(1.368.508)	2.605.362	3.092.574	(1.207.380)	1.885.194
Impianti e macchinari in leasing	4.132	(1.030)	3.102	643	(562)	81
Impianti e macchinari	3.978.002	(1.369.538)	2.608.464	3.093.217	(1.207.942)	1.885.275
Attrezzature ind.li e comm.li	90.270	(61.247)	29.023	84.843	(55.421)	29.422
Attrezzature ind.li e comm.li in leasing	-	-	-	-	-	-
Attrezzature industriali e commerciali	90.270	(61.247)	29.023	84.843	(55.421)	29.422
Altri beni	121.990	(102.457)	19.533	116.823	(96.100)	20.723
Altri beni in leasing	15.397	(1.611)	13.786	15.397	(978)	14.419
Altri beni	137.387	(104.068)	33.319	132.220	(97.078)	35.142
Attività materiali in corso ed acconti	236.413	-	236.413	628.470	-	628.470
Totale	4.833.264	(1.631.932)	3.201.332	4.253.537	(1.440.240)	2.813.297

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

	Saldo iniziale	Variazione area di consolidamento	Incrementi	Decrementi	Riclassifiche	Altri movimenti	Saldo Finale
Terreni	68.563	8.797	1.658	-	-	(99)	78.919
Fabbricati	239.489	25.606	2.550	(13)	38.346	(440)	305.538
Fabbricati in leasing	6.735	-	-	-	-	-	6.735
Terreni e fabbricati	314.787	34.403	4.208	(13)	38.346	(539)	391.192
Impianti e macchinari	3.092.574	337.399	60.705	(10.249)	500.561	(7.120)	3.973.870
Impianti e macchinari in leasing	643	3.495	-	(6)	-	-	4.132
Impianti e macchinari	3.093.217	340.894	60.705	(10.255)	500.561	(7.120)	3.978.002
Attrezzature industriali e commerciali	84.843	753	5.678	(1.479)	475	-	90.270
Attrezzature in leasing	-	-	-	-	-	-	-
Attrezzature ind.li e commerciali	84.843	753	5.678	(1.479)	475	-	90.270
Altri beni	116.823	615	5.336	(1.018)	358	(124)	121.990
Altri beni in leasing	15.397	-	-	-	-	-	15.397
Altri beni	132.220	615	5.336	(1.018)	358	(124)	137.387
Attività materiali in corso ed acconti	628.470	49.288	149.842	(2.855)	(587.466)	(866)	236.413
Totale	4.253.537	425.953	225.769	(15.620)	(47.726)	(8.649)	4.833.264

migliaia di euro

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

	Saldo iniziale	Variazione area di consolidamento	Amm.to del periodo	Decrementi	Riclassifiche	Altri movimenti	Saldo Finale
F.do amm.to terreni	(14)	(1.544)	-	-	-	-	(1.558)
F.do amm.to fabbricati	(77.755)	(6.249)	(9.253)	4	(60)	25	(93.288)
F.do amm.to fabbricati in leasing	(2.030)	-	(203)	-	-	-	(2.233)
F.do amm.to fabbricati	(79.799)	(7.793)	(9.456)	4	(60)	25	(97.079)
F.do amm.to impianti e macchinari	(1.207.380)	(54.202)	(113.051)	5.513	74	538	(1.368.508)
F.do amm.to impianti e macchinari in leasing	(562)	(350)	(118)	-	-	-	(1.030)
F.do amm.to impianti e macchinari	(1.207.942)	(54.552)	(113.169)	5.513	74	538	(1.369.538)
F.do amm.to attrezz. ind.li e comm.li	(55.421)	(169)	(7.015)	1.358	-	-	(61.247)
F.do amm.to attrezz. ind.li e comm.li in leasing	-	-	-	-	-	-	-
F.do amm.to attrezz. ind.li e comm.li	(55.421)	(169)	(7.015)	1.358	-	-	(61.247)
F.do amm.to altri beni	(96.100)	(202)	(7.259)	984	-	120	(102.457)
F.do amm.to altri beni in leasing	(978)	-	(633)	-	-	-	(1.611)
F.do amm.to altri beni	(97.078)	(202)	(7.892)	984	-	120	(104.068)
Totale	(1.440.240)	(62.716)	(137.532)	7.859	14	683	(1.631.932)

migliaia di euro

Nella colonna variazione area di consolidamento sono riportati i saldi delle attività materiali acquisite in seguito alla scissione non proporzionale della società Edipower e in seguito all'ingresso nell'area di consolidamento della società Greensource e sue controllate.

Il saldo della colonna riclassifiche si riferisce principalmente alla riclassifica a magazzino della turbina Siemens compresa nel Compendio scisso da Edipower.

Il saldo della colonna altri movimenti si riferisce al cambio di interessenze nelle partecipazioni in Enia Solaris e Iren Rinnovabili consolidate con il metodo proporzionale.

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.

Gli investimenti del periodo, pari a 60.705 migliaia di euro, si riferiscono principalmente a:

- centrale di cogenerazione di Torino Nord per 5.323 migliaia di euro;
- sviluppo della rete di teleriscaldamento e nuovi allacciamenti alla rete, comprensiva delle sottostazioni di scambio termico, dei misuratori e delle apparecchiature di telelettura, per 14.027 migliaia di euro;

- posa di contatori elettronici per clienti finali biorari e nuovi allacci alla rete di distribuzione di energia elettrica per 20.340 migliaia di euro.

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. Sono inoltre incluse le unità navali a servizio del terminale di rigassificazione acquisite attraverso contratti di leasing finanziario.

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 relativi principalmente al progetto del Polo Ambientale Integrato di Parma (188.032 migliaia di euro). Gli investimenti del periodo, pari a 149.842 migliaia di euro, si riferiscono principalmente a:

- avanzamento del progetto del Polo Ambientale Integrato dell'Emilia per 40.249 migliaia di euro;
- trasformazione della nave gasiera Golar Frost, acquistata da OLT Offshore, in impianto di rigassificazione nell'ambito del progetto di realizzazione del rigassificatore di Livorno (progetto OLT) per 82.352 migliaia di euro; nel corso del 2013 l'impianto di rigassificazione è entrato in esercizio.

Gli ammortamenti ordinari dell'esercizio 2013, pari a complessivi 137.532 migliaia di euro sono stati calcolati sulla base delle aliquote indicate precedentemente e ritenute rappresentative della residua possibilità di utilizzo delle immobilizzazioni.

Si segnala che con la Legge 7 Agosto 2012, N. 134, il Parlamento ha modificato le normative vigenti in merito alle concessioni di grandi derivazioni d'acqua per uso idroelettrico ("concessioni idroelettriche").

Tra l'altro, la normativa stabilisce che al concessionario uscente spetta un corrispettivo così determinato:

- per le "opere bagnate" (opere di raccolta, di regolazione, di condotte forzate, e canali di scarico compresi nel ramo d'azienda del concessionario uscente, le cosiddette "opere devolvibili"), sulla base del costo storico rivalutato, calcolato al netto dei contributi pubblici in conto capitale, anch'essi rivalutati, ricevuti dal concessionario per la realizzazione di tali opere, diminuito nella misura dell'ordinario degrado;
- per le "opere asciutte" (beni materiali compresi nel ramo d'azienda del concessionario uscente e non ricadenti nella categoria delle "opere bagnate", le cosiddette opere non devolvibili), sulla base del valore di ricostruzione a nuovo diminuito nella misura dell'ordinario degrado.

In seguito a tale normativa, a partire dall'esercizio 2012, per i beni devolvibili relativi alle concessioni idroelettriche scadute il cui valore contabile residuo è inferiore al presumibile valore spettante al concessionario uscente (determinato in base alle disposizioni di cui sopra) è stato sospeso il relativo ammortamento, con un effetto positivo sul conto economico dell'esercizio 2013 pari a 4.195 migliaia di euro già al netto del relativo effetto fiscale.

Si segnala che il gruppo detiene beni acquisiti con contratti di leasing finanziario per un valore di 21.390 migliaia di euro (19.205 migliaia di euro al 31 dicembre 2012), relativi principalmente alle unità navali a servizio del terminale di rigassificazione di Livorno.

Si segnala, infine, che non vi sono attività materiali concesse a garanzia di passività.

NOTA 2_INVESTIMENTI IMMOBILIARI

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

migliaia di euro

	Costo al 31/12/2013	F.do amm.to al 31/12/2013	Valore netto al 31/12/2013	Costo al 31/12/2012	F.do amm.to al 31/12/2012	Valore netto al 31/12/2012
Terreni	2.842	-	2.842	243	-	243
Fabbricati	13.724	(1.225)	12.499	2.775	(1.187)	1.588
Totale	16.566	(1.225)	15.341	3.018	(1.187)	1.831

La variazione dell'esercizio è dovuta al trasferimento di immobili dalla società Sportingenova a fronte dell'estinzione di parte del credito vantato nei confronti della stessa. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto riportato nel paragrafo "Informativa sui rapporti con parti correlate".

Il fair value degli investimenti immobiliari 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, viene riportata nella tabella seguente:

migliaia di euro

	Costo al 31/12/2013	F.do amm.to al 31/12/2013	Valore netto al 31/12/2013	Costo al 31/12/2012	F.do amm.to al 31/12/2012	Valore netto al 31/12/2012
Costi di sviluppo	524	(514)	10	524	(494)	30
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	55.740	(42.125)	13.615	50.744	(36.008)	14.736
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.844.882	(640.088)	1.204.794	1.736.076	(574.330)	1.161.746
Altre immobilizzazioni immateriali	115.670	(77.996)	37.674	104.822	(66.593)	38.229
Immobilizzazioni in corso e acconti	94.972	-	94.972	80.281	-	80.281
Totale	2.111.788	(760.723)	1.351.065	1.972.447	(677.425)	1.295.022

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

	Saldo iniziale	Variazione area di consolidamento	Incrementi	Decrementi	Riclassifiche	Svalutazione del periodo	Saldo Finale
Costi di sviluppo	524	-	-	-	-	-	524
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	50.744	-	3.494	(623)	2.125	-	55.740
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.736.076	23.161	59.041	(1.771)	28.375	-	1.844.882
Altre immobilizzazioni immateriali	104.822	208	25.353	(15.296)	1.215	(632)	115.670
Immobilizzazioni in corso e acconti	80.281	-	46.309	(437)	(31.132)	(49)	94.972
Totale	1.972.447	23.369	134.197	(18.127)	583	(681)	2.111.788

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

	Saldo iniziale	Variazione area di consolidamento	Amm.to del periodo	Decrementi	Riclassifiche	Saldo Finale
F.amm.to costi di sviluppo	(494)	-	(20)	-	-	(514)
F.amm.to dir. brevetto ind.le e utilizzo opere dell'ingegno	(36.008)	-	(6.452)	335	-	(42.125)
F.amm.to concessioni, licenze, marchi e diritti simili	(574.330)	(2.648)	(63.846)	1.180	(444)	(640.088)
F. amm.to altre immobilizzazioni immateriali	(66.593)	(52)	(11.829)	495	(17)	(77.996)
Totale	(677.425)	(2.700)	(82.147)	2.010	(461)	(760.723)

Nella colonna variazione area di consolidamento sono riportati i saldi delle attività immateriali acquisite in seguito alla scissione non proporzionale della società Edipower e in seguito all'ingresso nell'area di consolidamento della società Greensource e sue controllate.

Il saldo della colonna altri movimenti si riferisce al cambio di interessenze nelle partecipazioni in Enia Solaris e Iren Rinnovabili consolidate con il metodo proporzionale.

Le svalutazioni del periodo si riferiscono prevalentemente a costi capitalizzati per lo sviluppo commerciale di nuova clientela.

I 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 di software aziendali e gestionali e per l'acquisizione di diritti per l'utilizzo in esclusiva di studi tecnici relativi all'andamento statistico delle perdite di rete, ammortizzati in 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 e, marginalmente, del teleriscaldamento;
- dal diritto d'uso delle reti acquedottistiche in forza delle concessioni assentite dal Comune di Genova e da altri Comuni limitrofi;

- dalle concessioni per l'utilizzo della rete telematica di operatori terzi.

Altre immobilizzazioni immateriali

La voce è costituita principalmente:

- dai costi sostenuti per la produzione interna di software realizzato al fine di adattare gli applicativi concessi in licenza d'uso;
- dagli oneri di acquisizione del servizio di manutenzione ordinaria degli impianti elettrici e degli impianti speciali del Comune di Torino, capitalizzati ed ammortizzati in quindici anni in base alla durata della convenzione;
- le quote di emissione (emission trading) detenute a fronte del proprio fabbisogno;
- costi per lo sviluppo commerciale della clientela.

Immobilizzazioni in corso ed acconti

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

NOTA 4_AVVIAMENTO

La voce, pari a 124.596 migliaia di euro (132.861 migliaia di euro al 31 dicembre 2012), riguarda principalmente l'avviamento:

- sull'acquisizione di controllo di Acqua Italia S.p.A. (ora Mediterranea delle Acque S.p.A.), in cui la differenza positiva tra il costo di acquisto e il fair value delle attività e delle passività acquisite e identificabili è stata iscritta come avviamento per 23.202 migliaia di euro (allocato sulla CGU idrico);
- sull'acquisizione 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 (allocato sulla CGU infrastrutture energetiche, in particolare reti elettriche);
- sul ramo d'azienda acquisito da ENEL alla fine del 2000 e riferito alle utenze elettriche della città di Parma per un importo di 10.444 migliaia di euro (allocato sulla CGU infrastrutture energetiche in particolare reti elettriche);
- sulle quote azionarie di Enia Energia (ora fusa in Iren Mercato) acquisite da Sat Finanziaria S.p.A. e da Edison per un importo di 16.761 migliaia di euro (allocato sulla CGU mercato).

La variazione rispetto al 31 dicembre 2012 si riferisce principalmente alla svalutazione dell'avviamento derivante dal maggior valore della partecipazione in OLT Offshore (7,2 milioni di euro) e OC Clim (1 milione di euro) rispetto al pro-quota del patrimonio netto consolidato.

In particolare, con riferimento ad OLT, si ritiene che il valore recuperabile dell'equity value sia ragionevolmente rappresentato dal patrimonio netto contabile della società. Per tale motivazione si è proceduto a svalutare l'avviamento inserito nel valore della partecipazione a suo tempo acquisita da Iren Mercato. Le principali ipotesi utilizzate dal management al fine della costruzione dei flussi prospettici riguardano il recepimento della regolazione tariffaria prevista dalle delibere 438/13 e 92/08 e l'applicazione del fattore di garanzia sul 64% dei ricavi regolati. Tali ipotesi, pur nelle condizioni di incertezza riferibili principalmente al ricevimento del decreto ministeriale contenente l'ottenimento del fattore di garanzia, sono ritenute ad oggi ragionevolmente perseguibili.

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.

La struttura del test di impairment del Gruppo Iren risulta organizzata su 2 livelli:

- Per Unità generatrici di cassa, corrispondenti ai settori di attività rappresentati nella premessa delle presenti note, sulla base dell'ipotesi di Piano industriale prospettico del Gruppo. Tale metodologia consente la verifica più efficace degli avviamenti e dei piani di investimento futuri e fornisce un'analisi omogenea alle informazioni comunicate al mercato. In particolare le Unità generatrici di cassa sono rappresentate da Infrastrutture energetiche, Generazione, Mercato, Servizio Idrico Integrato, Ambiente.

- Per Società di Primo Livello (Iren Acqua Gas, Iren Ambiente, Iren Emilia, Iren Energia e Iren Mercato) al verificarsi di impairment trigger specifici con particolare riferimento ai tangible asset ed alla recuperabilità del valore delle proprie partecipazioni.

Nell'ambito delle valutazioni effettuate si evidenzia che l'importo recuperabile è stato determinato quantificando il valore d'uso o basandosi sul fair value al netto dei costi di vendita. Per la valutazione del valore in uso, al fine di ottenere la miglior stima effettuabile, sono stati utilizzati i flussi di cassa operativi pre-tax, che derivano dalle proiezioni economiche e finanziarie contenute nelle attività di aggiornamento del piano industriale approvato dal Consiglio di Amministrazione in data 6 febbraio 2013 e il terminal value pre-tax calcolato con la metodologia della rendita perpetua, se applicabile, seguendo una logica industriale di continuità su tutti i business. Come metodo di controllo si è utilizzata la media tra rendita perpetua e capitale immobilizzato. Tale assunto si fonda sul ragionevole presupposto che, in caso di uscita dal business, il valore di riscatto sia almeno pari al valore del capitale immobilizzato al netto di eventuali contributi/asset devolvibili in favore di terzi.

Il tasso di attualizzazione è definito dal costo medio ponderato pre tax del capitale (WACC), è calcolato in via specifica per ogni SBU e risulta compreso nel range tra 5,80% e 8,90% a seconda della specifica linea di business.

In linea generale ed in ottica prudentiale, è stato utilizzato un tasso di crescita "g" per il calcolo del terminal value pari a zero a valori reali. Nel caso di piani utilizzati stand alone a valori nominali è stato utilizzato un tasso di crescita g pari all'inflazione programmata (1,5%).

L'impairment test effettuato al 31 dicembre 2013 sulle Unità generatrici di cassa, corrispondenti ai settori di attività rappresentati nella premessa delle presenti note, non ha evidenziato perdite di valore ad eccezione di quanto già evidenziato per OLT Offshore e OC Clim.

L'impairment di secondo livello effettuato dalle singole SPL ha evidenziato alcuni decrementi di valore di Società Collegate ed Altre società per cui si rimandano alle successive note 5 e 6.

Si segnala che per tutte le Unità generatrici di cassa il valore recuperabile è superiore rispetto al valore contabile. Tale differenza risulta particolarmente sensibile alla variazione del costo medio ponderato pre tax del capitale (WACC) ed alle definizioni del Terminal Value. La definizione delle due variabili indicate segue un approccio prudentiale sia nelle logiche di costruzione che nel valore assoluto. Sono stati effettuati gli opportuni stress test sulla sensitività del valore recuperabile al peggioramento delle due variabili evidenziate senza l'emersione di problematiche significative.

Alla luce dell'attuale situazione di volatilità dei mercati e di incertezza sulle prospettive economiche future, la società ritiene opportuno evidenziare che i business regolati sono soggetti ad una specifica normativa di settore che ne disciplina le marginalità; pertanto tali business hanno una marginalità stabile e prevedibile anche in periodi di turbolenza dei mercati.

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 esercita un'influenza notevole.

L'elenco delle società valutate con il metodo del patrimonio netto appartenenti al Gruppo al 31 dicembre 2013 è riportato in allegato.

Le variazioni intervenute nell'esercizio sono presentate nella tabella esposta nel seguito:

	migliaia di euro								
	31/12/2012	Variazione area di consolidamento	Incrementi	Rivalutazioni/svalutazioni per equity	Distribuzione dividendi	Rivalutazioni (Svalutazioni) del periodo	Valutazioni con effetto diretto a PN	Riclassifiche	31/12/2013
A2A Alfa	972	-	-	(485)	-	-	-	-	487
ABM Next	223	-	-	-	(23)	-	-	-	200
Acos	7.497	-	-	318	(82)	-	(48)	-	7.685
Acos Energia	730	-	-	200	(175)	-	-	-	755
Acquaenna	1.380	-	-	-	-	(1.380)	-	-	-
Aguas de San Pedro	5.419	-	-	677	(119)	-	(121)	-	5.856
Aiga	335	-	-	2	-	-	-	-	337
Amat	3.002	-	-	62	-	-	-	-	3.064
AMIAT	28.800	-	-	669	-	7.227	(327)	-	36.369
Amter	660	-	-	74	(49)	-	-	-	685
Asa	11.815	-	-	9.070	-	-	589	-	21.474
Astea	19.225	-	-	655	(213)	-	(13)	-	19.654
Atena	9.106	-	-	539	(893)	(2.882)	(112)	-	5.758
Delmi	143.685	(143.685)	-	-	-	-	-	-	-
Domus Acqua	28	-	-	-	-	-	-	-	28
Edipower	152.462	(152.462)	-	-	-	-	-	-	-
Fingas	9.921	-	1.400	-	-	(5.683)	-	-	5.638
Fondo Core Multiutilities	123	-	-	-	-	-	-	-	123
Gas Energia	798	-	-	(162)	-	-	-	(636)	-
Gica	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Global Service	6	-	-	73	-	-	-	-	79
Il tempio	64	-	-	39	-	-	-	-	103
Iniziative Ambientali	493	-	-	14	-	-	-	-	507
Mestni Plinovodi	9.432	-	-	(836)	-	(3.736)	-	-	4.860
Mondo Acqua	142	-	-	-	-	-	-	-	142
Plurigas	18.613	-	-	12	(5.474)	-	(222)	-	12.929
Project Financing Management	2.167	(2.167)	-	-	-	-	-	-	-
Rio Riazzone	224	-	-	(3)	-	-	-	-	221
S.M.A.G.	13	-	-	57	-	-	-	-	70
Salerno Energia Vendite	1.502	-	-	397	(519)	-	-	-	1.380
Sea Power & Fuel	4	-	-	-	-	-	-	-	4
Sinergie Italiane	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sosel	685	-	-	60	(17)	-	-	-	728
Tirana Acque	47	-	-	-	-	-	-	-	47
TRM V	31.593	-	-	(1.182)	-	-	2.882	-	33.293
Valle Dora Energia	498	-	-	-	-	-	-	-	498
Veia Energia e Ambiente	433	-	-	171	-	-	-	-	604
TOTALE	462.097	(298.314)	1.400	10.421	(7.564)	(6.454)	2.628	(636)	163.578

Relativamente alle partecipazioni in Delmi ed Edipower si segnala che in data 1° gennaio 2013 ha avuto efficacia la fusione inversa di Delmi nella controllata Edipower.

Inoltre, in data 16 gennaio 2013 il Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. ha deliberato di dar corso all'esercizio dell'opzione put per l'uscita da Edipower, contemplata dagli accordi, e di avviare la procedura formale secondo le modalità e i tempi previsti.

In data 28 giugno 2013 Iren ed Edipower hanno approvato il progetto di scissione non proporzionale di Edipower e in data 24 ottobre 2013 è stato sottoscritto l'atto di scissione non proporzionale di Edipower, il 1° novembre 2013 ha avuto efficacia la scissione parziale non proporzionale di Edipower con attribuzione a Iren Energia di asset di generazione termoelettrici (centrale di Turbigo) e idroelettrici (nucleo di Tuscano) nonché del personale operante in tali siti, gli elementi patrimoniali, i rapporti giuridici attivi e passivi direttamente attribuibili a tali impianti. L'operazione di scissione parziale non proporzionale ha comportato la cancellazione dell'intera partecipazione detenuta da Iren Energia in Edipower. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto riportato nel paragrafo "Eventi e operazioni significative non ricorrenti".

La società collegata AMIAT, iscritta nel precedente esercizio al valore di acquisizione ad esito di gara ad evidenza pubblica, è stata oggetto di rivalutazione in conformità all'IFRS 3 par 18 che stabilisce che la differenza negativa tra il corrispettivo pagato ed il valore netto, alla data di acquisizione, delle attività acquisite e delle passività assunte, valutate al *fair value*, deve essere rilevata a conto economico qualora non siano riscontrabili perdite future note o ragionevolmente ipotizzabili in sede di allocazione.

L'esame dei documenti programmatici della società già esaminati dal rispettivo organo amministrativo ha confermato quanto sopra indicato.

Come conseguenza è stato recepita una rettifica positiva del valore della partecipazione nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2013, pari a 7.227 migliaia di euro, derivante dal confronto tra il valore di carico e il patrimonio netto di AMIAT al 31 dicembre 2013, rispettivamente pari a 28.800 migliaia di euro e 36.027 migliaia di euro.

La partecipazione del Gruppo nel Fondo Core Multiutilities è esposta al netto della quota sospesa di plusvalenza non realizzata. Per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo "Altre informazioni" del bilancio 2012.

Il risultato di periodo della collegata Asa è influenzato in maniera significativa dalla plusvalenza realizzata per la cessione della controllata Asa Trade.

La svalutazione della partecipata Fingas si riferisce alla riduzione del patrimonio netto derivante dalla svalutazione delle attività della controllata Med Gas.

La svalutazione della partecipata Mestni Plinovodi deriva dall'analisi del valore recuperabile dell'avviamento implicito nel valore della partecipazione che risulta essere inferiore al suo valore di carico per 3.736 migliaia di euro.

Relativamente alla partecipazione in Atena, dopo un congruo periodo di negoziazioni, non sussistono elementi concreti sulla prosecuzione del processo di riorganizzazione e pertanto si è proceduto alla svalutazione dell'avviamento pagato in fase di acquisizione per allineare il valore della partecipazione al pro-quota del patrimonio netto.

Il valore della partecipazione in Acquaenna è stato azzerato a causa del difficile contesto in cui opera la società con particolare riferimento alla recuperabilità dei crediti.

Relativamente alla partecipazione in Sinergie Italiane, il cui valore contabile è nullo, si segnala il fondo rischi per 10.000 migliaia di euro dovuto al rischio di copertura di perdite della partecipata.

Relativamente alla partecipazione in Plurigas si segnala che in data 27 marzo 2013 l'Assemblea dei Soci ha deliberato la messa in liquidazione della società. Gli Amministratori di Iren ritengono che al termine della procedura di liquidazione Iren incasserà un importo sostanzialmente pari al pro quota del patrimonio netto della società.

NOTA 6_ ALTRE PARTECIPAZIONI

Tale voce si riferisce a partecipazioni in società sulle quali il Gruppo non esercita né controllo né influenza notevole. Tali partecipazioni sono state mantenute al costo sostenuto rettificato da eventuali perdite durevoli di valore in quanto non è stato possibile determinare in modo attendibile il loro fair value.

L'elenco delle partecipazioni in altre imprese appartenenti al Gruppo al 31 dicembre 2013 è riportato in allegato.

Le variazioni intervenute nell'esercizio sono presentate nella tabella esposta nel seguito:

	31/12/2012	Variazione area consolidamento	Cessioni	Svalutazioni	31/12/2013
Acque Potabili Siciliane	20	-	-	-	20
Astea Energia	7	-	-	-	7
Atena Patrimonio	12.030	-	-	(1.385)	10.645
ATO2 Acque società consortile	10	-	(4)	-	6
Autostrade Centro Padane	1.248	-	-	-	1.248
BT Enia	2.110	-	-	-	2.110
C.R.P.A.	52	-	-	-	52
Consorzio Leap	10	-	-	-	10
Consorzio Topix	5	-	-	-	5
Cosme	2	-	-	-	2
CSP Innovazione nelle ICT	28	-	-	-	28
Energia Italiana	12.928	-	-	(12.928)	-
Environment Park	399	-	-	-	399
Nord Ovest Servizi	780	-	-	-	780
RE Innovazione	8	-	-	-	8
Rupe	10	-	-	-	10
SDB Società di biotecnologie	10	-	-	-	10
Stadio di Albaro	27	-	-	-	27
T.I.C.A.S.S.	4	-	-	-	4
TLR V	120	-	-	-	120
Unifondi	-	1	-	-	1
TOTALE	29.808	1	(4)	(14.313)	15.492

Il valore della partecipazione in Energia Italiana è stato completamente svalutato in considerazione dell'elevato rischio di continuità aziendale in cui si trova Tirreno Power che rappresenta il principale asset della società.

Relativamente alla partecipazione in Atena Patrimonio, si rimanda alle considerazioni relative alla Società Atena S.p.A., esposte al paragrafo precedente.

NOTA 7_ ATTIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI

La voce pari a 60.167 migliaia di euro (116.168 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) è composta da titoli diversi dalle partecipazioni, da crediti finanziari e da fair value degli strumenti derivati.

Titoli diversi dalle partecipazioni

Nella voce in analisi sono inseriti titoli valutati, in base alle previsioni dello IAS 39 – *Strumenti finanziari: rilevazioni e valutazione*, come detenuti per la vendita o come investimenti posseduti fino alla scadenza.

In particolare ammontano a 40 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2012) e si riferiscono a titoli a cauzione presso Enti classificati come investimenti posseduti fino alla scadenza e valutati al costo ammortizzato.

Crediti finanziari e fair value strumenti derivati

	migliaia di euro	
	31/12/2013	31/12/2012
Crediti finanziari non correnti vs joint venture	8.850	2.895
Crediti finanziari non correnti vs Collegate	812	809
Crediti finanziari non correnti vs soci parti correlate	46.934	109.484
Crediti finanziari non correnti per leasing	-	-
Crediti finanziari non correnti vs altri	3.531	2.860
Fair value contratti derivati quota non corrente	-	80
Totale	60.127	116.128

I Crediti finanziari non correnti vs joint venture riguardano finanziamenti concessi alle joint venture Iren Rinnovabili, Enia Solaris e Greensource relativi alla quota non elisa, derivante dal consolidamento proporzionale.

I crediti finanziari verso collegate si riferiscono a crediti verso le società ABM Next, Acquaenna e Aiga i cui singoli importi non sono significativi.

I crediti verso soci parti correlate riguardano crediti verso il Comune di Torino per 46.368 migliaia di euro, crediti verso il Comune di Genova per 69 migliaia di euro e crediti verso il Gruppo Intesa San Paolo per 497 migliaia di euro.

I crediti verso il Comune di Torino, sui quali maturano interessi a favore del Gruppo, sono relativi alla classificazione della quota a medio lungo termine dei crediti sul conto corrente che regola i rapporti commerciali e finanziari tra la controllata Iren Servizi e Innovazione S.p.A. (già Iride Servizi S.p.A.) ed il Comune di Torino.

Tali crediti fanno parte di una posizione complessiva di 97.909 migliaia di euro, ripartita fra diverse voci di bilancio in relazione alla classificazione secondo natura e scadenza: Crediti commerciali (Nota 11) ed Attività finanziarie correnti - crediti finanziari verso controllanti (Nota 14) come evidenziato dalla tabella esposta nel seguito.

	migliaia di euro	
	31/12/2013	31/12/2012
Crediti commerciali per servizi per fatture emesse	13.207	22.732
Crediti commerciali per servizi per fatture da emettere	10.405	3.957
Crediti commerciali per forniture di energia elettrica e altro	11.486	12.207
Fondo svalutazione crediti	(5.448)	(6.750)
Totale crediti commerciali	29.650	32.146
Crediti finanziari in conto corrente quota non corrente	46.368	108.918
Totale crediti finanziari non correnti	46.368	108.918
Crediti finanziari in conto corrente quota corrente	17.000	62.500
Crediti finanziari per interessi fatturati	913	3.933
Crediti finanziari per interessi da fatturare	3.978	3.606
Totale crediti finanziari correnti	21.891	70.039
Totale	97.909	211.103

Si segnala che, a novembre 2012 è stato siglato l'accordo tra la Città di Torino ed il Gruppo Iren avente per oggetto reciproci impegni finalizzati alla riduzione dello stock del credito nei confronti della Città di Torino. Nel corso del 2013 vi è stata un'integrazione all'accordo del 2012 avente per oggetto la regolazione di alcune partite economiche, l'impegno del Comune relativo allo stanziamento degli importi relativi alle manutenzioni straordinarie, nonché all'avvio di un gruppo di lavoro misto avente per oggetto l'analisi di benchmark e la definizione dei piani di manutenzione ottimali.

Da una prudenziale valutazione effettuata da parte degli Amministratori, in base agli accordi stipulati con la Città di Torino, si ritiene che i crediti finanziari verso il Comune di Torino risultino esigibili entro i 12 mesi per un importo pari a circa 17 milioni di euro.

Il saldo dei crediti commerciali verso il Comune di Torino è diminuito di circa 2.496 migliaia di euro (al netto del fondo svalutazione crediti) e il saldo dei crediti finanziari correnti e non correnti è diminuito di 110.698 migliaia di euro. L'esposizione complessiva del Gruppo Iren nei confronti del Comune di Torino è pertanto diminuita rispetto al 31 dicembre 2012 di 113.194 migliaia di euro.

Tra i crediti verso altri è compreso il finanziamento infruttifero per futuro aumento di capitale versato alla società Nord Ovest Servizi e un finanziamento infruttifero verso la società Medgas.

Inoltre al 31 dicembre 2012 era presente il fair value degli strumenti derivati per 80 migliaia di euro.

NOTA 8_ALTRE ATTIVITA' NON CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2013	31/12/2012
Depositi cauzionali	17.904	2.864
Crediti di natura tributaria oltre 12 mesi	11.843	11.287
Altre attività non correnti	13.940	10.524
Ratei e risconti attivi non correnti	15.466	13.520
Totale	59.153	38.195

L'incremento dei depositi cauzionali è dovuto per 16.107 migliaia di euro alla riclassifica da crediti correnti dell'importo versato alla società Sinergie Italiane.

I crediti di natura tributaria oltre i 12 mesi comprendono i crediti maturati a seguito dell'istanza di deduzione IRAP da IRES art. 2 comma 1 quater DL 6 dicembre 2011 n. 201 e i crediti per l'acconto IRPEF sul TFR versato in ottemperanza alla legge 140/1997. Ai sensi di legge tale credito viene recuperato a decorrere dal 1° gennaio 2000 ed è soggetto a rivalutazione annua calcolata con gli stessi criteri adottati per la rivalutazione del TFR.

I risconti attivi riguardano principalmente i costi prepagati, per la quota a lungo termine, relativi ai Contratti servizio Energia in capo alla controllata CAE AMGA Energia S.p.A..

NOTA 9_ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE

Ammontano a 309.820 migliaia di euro (215.750 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) e si riferiscono alla fiscalità anticipata derivante da componenti di reddito fiscalmente deducibili nei futuri esercizi. Esse includono, inoltre, l'effetto fiscale anticipato sulle rettifiche effettuate in sede di conversione ai principi contabili internazionali.

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

ATTIVITÀ CORRENTI

NOTA 10_RIMANENZE

Le rimanenze, valorizzate costo medio ponderato, sono costituite principalmente da gas metano, da materiali di consumo destinati alla manutenzione e costruzione del patrimonio impiantistico del Gruppo. L'incremento dell'esercizio attiene principalmente al compendio scisso da Edipower, la cui operazione è stata ampiamente descritta in precedenza.

La tabella che segue sintetizza le variazioni intervenute nel periodo di riferimento:

	migliaia di euro	
	31/12/2013	31/12/2012
Materie prime	144.896	88.875
Fondo svalutazione magazzino	(39.246)	(3.217)
Valore netto	105.650	85.658
Lavori in corso su ordinazione	2.222	3.452
Totale	107.872	89.110

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. L'incremento dell'esercizio attiene principalmente il Compendio scisso da Edipower.

Al 31 dicembre 2013 non esistono rimanenze di magazzino impegnate a garanzia di passività.

NOTA 11_CREDITI COMMERCIALI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2013	31/12/2012
Crediti verso clienti	1.067.604	1.200.002
Fondo svalutazione crediti	(136.988)	(103.990)
Crediti verso clienti netti	930.616	1.096.012
Crediti commerciali verso joint ventures	12.992	13.433
Crediti commerciali verso collegate	25.189	60.574
Crediti commerciali verso altre imprese del gruppo	23.898	12.653
Crediti commerciali verso soci parti correlate	66.591	81.846
Fondo svalutazione crediti verso soci parti correlate	(8.976)	(10.805)
Totale	1.050.310	1.253.713

Si segnala che al 31 dicembre 2013 sono state effettuate operazioni di factoring con *derecognition* del credito per complessive 78.214 migliaia di euro.

Crediti verso clienti

Sono relativi principalmente a crediti per fornitura di energia elettrica, gas, acqua, calore, di servizi ambientali e servizi diversi. Il saldo tiene conto del fondo svalutazione crediti, presentato nel seguito, pari a 136.988 migliaia di euro (103.990 migliaia di euro al 31 dicembre 2012).

Crediti verso Joint venture

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

Crediti verso imprese collegate

Si riferiscono a normali operazioni commerciali, intrattenute a condizioni di mercato. Per maggiori dettagli si rimanda alla tabella dei rapporti con parti correlate riportata in allegato.

Crediti verso altre imprese del gruppo

Riguardano crediti verso alcune partecipate non rientranti nell'area di consolidamento e si riferiscono a normali operazioni commerciali, intrattenute a condizioni di mercato.

Crediti verso soci parti correlate

I crediti verso soci parti correlate si riferiscono a rapporti di natura commerciale condotti a normali condizioni di mercato con gli enti territoriali proprietari (Comuni di Genova, Parma, Piacenza, Reggio Emilia e Torino) e, in via marginale, verso la società FSU. Il saldo tiene conto del fondo svalutazione crediti pari a 8.976 migliaia di euro (10.805 migliaia di euro al 31 dicembre 2012). Per maggiori dettagli si rimanda alla tabella dei rapporti con parti correlate riportata in allegato.

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

	31/12/2012	Utilizzi	Accantonamenti del periodo	Rilasci	migliaia di euro 31/12/2013
Fondo svalutazione crediti	103.990	(31.921)	64.919	-	136.988
Fondo svalutazione crediti vs soci parti correlate	10.805	(1.822)	210	(217)	8.976
Totale	114.795	(33.743)	65.129	(217)	145.964

Il fondo è stato utilizzato per fare fronte a perdite su crediti. L'accantonamento dell'anno tiene in considerazione, oltre alle consuete ed approfondite analisi, l'attuale congiuntura economica.

NOTA 12_CREDITI PER IMPOSTE CORRENTI

Ammontano a 5.805 migliaia di euro (8.690 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) e comprendono i crediti per gli anticipi IRES e IRAP versati all'erario.

NOTA 13_CREDITI VARI E ALTRE ATTIVITA' CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2013	31/12/2012
Crediti per imposta governativa erariale/UTIF	21.134	945
Credito verso Erario per IVA	13.745	7.614
Altri crediti di natura tributaria	4.495	4.838
Crediti tributari entro 12 mesi	39.374	13.397
Crediti verso CCSE	62.953	105.717
Crediti per certificati verdi	65.425	72.471
Crediti per anticipi a fornitori	3.608	33.612
Crediti per adesione consolidato fiscale e IVA di gruppo	2.156	4.314
Altre attività correnti	14.332	13.654
Altre attività correnti	148.474	229.768
Ratei e risconti	28.751	24.088
Totale	216.599	267.253

Si segnala che al 31 dicembre 2013 sono state effettuate operazioni di factoring con *derecognition* del credito per certificati verdi per complessive 38.389 migliaia di euro.

In relazione ai crediti verso la Cassa Conguaglio Settore Elettrico (CCSE) si segnala che una quota degli importi esposti potrebbe non essere esigibile entro i 12 mesi successivi.

L'incremento dei crediti 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.

La riduzione dei crediti verso la Cassa Conguaglio Settore Elettrico (CCSE) è dovuta principalmente all'incasso dei crediti per la perequazione sul trasporto dell'energia elettrica dell'anno 2011.

NOTA 14_ATTIVITA' FINANZIARIE CORRENTI

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.

Il dettaglio delle attività finanziarie e correnti inclusi gli strumenti derivati è di seguito riportato:

	migliaia di euro	
	31/12/2013	31/12/2012
Crediti finanziari verso joint venture	220.160	175.892
Crediti finanziari verso collegate	7.579	7.552
Crediti finanziari verso Comuni soci parti correlate	21.891	70.039
Crediti finanziari verso altri	6.144	19.303
Altre attività finanziarie	-	764
Totale	255.774	273.550

Crediti finanziari verso joint venture

Riguardano per 211.600 migliaia di euro (175.168 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) crediti verso la joint venture OLT Offshore relativi alla quota non elisa, derivante dal consolidamento proporzionale, del finanziamento concesso dalla società Iren Mercato, per 6.741 migliaia di euro (90 migliaia di euro al 31

dicembre 2012) crediti verso la joint venture AES Torino relativi alla quota non elisa, derivante dal consolidamento proporzionale, del rapporto di gestione accentrata della tesoreria e dei relativi interessi, per 1.661 migliaia di euro (614 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) crediti verso la joint venture Iren Rinnovabili relativi alla quota non elisa del credito, derivante dal consolidamento proporzionale, per 128 migliaia di euro (20 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) crediti verso la joint venture Enia Solaris relativi alla quota non elisa del credito, derivante dal consolidamento proporzionale, e per 29 migliaia di euro (non presenti al 31 dicembre 2012) crediti verso la joint venture Greensource relativi alla quota non elisa del credito, derivante dal consolidamento proporzionale.

Crediti finanziari verso collegate

Riguardano per 6.614 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2012) crediti verso la società collegata ASA relativi al finanziamento concesso dalla società Iren Mercato. La parte restante si riferisce a crediti verso società collegate per singoli importi non rilevanti. Per maggiori dettagli si rimanda al prospetto dei rapporti con parti correlate riportato in allegato.

Crediti finanziari verso soci parti correlate

Riguardano crediti sui quali maturano interessi a favore del Gruppo e ammontano a 21.891 migliaia di euro (70.039 migliaia di euro al 31 dicembre 2012). Sono relativi al saldo a breve termine del conto corrente che regola i rapporti commerciali e finanziari tra Iren Servizi e Innovazione S.p.A. (già Iride Servizi S.p.A.) ed il Comune di Torino come già anticipato alla precedente nota 7 a cui si rimanda per completezza di informazione.

L'importo è stato prudentemente determinato dagli Amministratori in base agli accordi stipulati con la Città di Torino. La restante parte dei crediti finanziari verso il Comune è stata pertanto classificata nei "Crediti finanziari non correnti - crediti verso soci parti correlate" (46.368 migliaia di euro).

Crediti finanziari verso altri

Comprendono crediti per dividendi da incassare, la quota a breve termine dei crediti per locazione finanziaria, ratei e risconti attivi aventi natura finanziaria e crediti finanziari diversi. La riduzione rispetto al 31 dicembre 2012 è dovuta per 12.060 migliaia di euro all'incasso da E.S.TR.A. S.p.A. del credito per la cessione della partecipazione in GEA.

Altre attività finanziarie

Non presenti al 31 dicembre 2013, mentre al 31 dicembre 2012 la voce ammontava a 764 migliaia di euro e si riferiva al *fair value* positivo dei contratti derivati stipulati da Iren Mercato sulle commodities.

NOTA 15_CASSA E ALTRE DISPONIBILITA' LIQUIDE EQUIVALENTI

La voce cassa e altre disponibilità liquide equivalenti risulta essere così costituita:

	migliaia di euro	
	31/12/2013	31/12/2012
Depositi bancari e postali	55.046	27.953
Denaro e valori in cassa	558	83
Altre disponibilità liquide	9	5
Totale	55.613	28.041

Le altre disponibilità liquide equivalenti rappresentano 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.

NOTA 16_ATTIVITÀ DESTINATE AD ESSERE CEDUTE

Le attività destinate ad essere cedute sono valutate al minore tra il loro valore netto contabile e il *fair value* al netto dei costi di vendita e ammontano a 3.588 migliaia di euro (7.739 migliaia di euro al 31 dicembre 2012).

Per 310 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2012) si riferiscono alla partecipazione in ACIAM. La partecipazione è stata classificata tra le attività destinate ad essere cedute in quanto nel corso del 2014 presumibilmente si perfezionerà la cessione delle quote detenute nella società.

Per 2.587 migliaia di euro (2.952 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) si riferiscono al pro quota delle attività immateriali della Società Acque Potabili in regime di concessione idrica nei comuni del Lazio in provincia di Roma (Rocca di Papa, Olevano Romano, Capranica Prenestina, Gerano, Rocca Canterano, Canterano) e la concessione idrica nel comune di Castrolibero in provincia di Cosenza, di Zoagli in provincia di Genova, di Casalborgone e di San Sebastiano Po in provincia di Torino. Le attività destinate ad essere cedute, già iscritte nell'anno precedente, continuano ad avere la stessa valenza in attesa di definizione dell'accordo finale.

Per 9 migliaia di euro (236 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) si riferiscono alle attività della società controllata CELPI, che a partire dal 2 dicembre 2011 non è più operativa, in quanto messa in liquidazione. A inizio gennaio 2014 si è conclusa la procedura di liquidazione e in data 20 gennaio 2014 la società è stata cancellata dal Registro delle Imprese.

Per 500 migliaia di euro si riferiscono alla partecipazione nella collegata GasEnergia Pluriservizi S.p.A., ceduta nel mese di gennaio del 2014.

Per 23 migliaia di euro si riferiscono alla partecipazione in Valfontanabuona Sport s.r.l., società costituita a giugno 2013 e i cui patti parasociali prevedono l'uscita da parte del Gruppo Iren dall'azionariato della società entro il 30 giugno 2014.

Per 158 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2012) si riferiscono alla società collegata Piana Ambiente.

Inoltre, tra le attività destinate ad essere cedute è presente la partecipazione in Fata Morgana che al 31 dicembre 2013 risulta essere completamente svalutata.

Inoltre, al 31 dicembre 2012 erano presenti:

- per 3.684 migliaia di euro la partecipazione in Asmt Servizi Industriali ceduta nel corso dell'esercizio 2013;
- per 340 migliaia di euro il patrimonio immobiliare delle controllate Mediterranea delle Acque S.p.A. e Immobiliare delle Fabbriche S.p.A.;
- per 59 migliaia di euro la società collegata AMIU per la quale nel corso del 2013 si è concluso il processo di liquidazione.

PASSIVO

NOTA 17_PATRIMONIO NETTO

Il patrimonio netto risulta essere così composto:

	migliaia di euro	
	31/12/2013	31/12/2012
Capitale sociale	1.276.226	1.276.226
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo	415.721	311.070
Risultato netto del periodo	80.554	152.559
Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo	1.772.501	1.739.855
Capitale e riserve di pertinenza di Terzi	205.125	204.790
Utile (perdita) di pertinenza di Terzi	11.401	9.612
Totale patrimonio netto consolidato	1.989.027	1.954.257

Capitale sociale

Il capitale sociale ammonta a 1.276.225.677 euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2012), interamente versati e si compone di 1.181.725.677 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna e di 94.500.000 azioni di risparmio senza diritto di voto del valore nominale di 1 euro ciascuna.

Azioni di risparmio

Le 94.500.000 Azioni di Risparmio Iren, in possesso della Finanziaria Città di Torino, non sono quotate, sono prive di diritto di voto e, salvo il diverso ordine di priorità nella ripartizione dell'attivo netto residuo in caso di scioglimento della società, hanno la stessa disciplina delle azioni ordinarie.

Infine, in caso di cessione le azioni di risparmio saranno convertite automaticamente, alla pari, in azioni ordinarie.

Riserve

Il dettaglio della voce è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2013	31/12/2012
Riserva sovrapprezzo azioni	105.102	105.102
Riserva legale	32.512	28.996
Riserva copertura flussi finanziari	(24.028)	(42.645)
Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	302.135	219.617
Totale riserve	415.721	311.070

Riserva coperture di flussi finanziari

Con l'adozione dello IAS 39 la variazione del fair value dei contratti derivati designati come strumenti di copertura efficaci viene contabilizzata in bilancio con contropartita direttamente a patrimonio netto nella riserva di copertura di flussi finanziari. Tali contratti sono stati stipulati per coprire l'esposizione al rischio di oscillazione dei tassi di interesse dei mutui a tasso variabile e al rischio della variazione dei prezzi nei contratti di acquisto di energia elettrica e gas.

Altre riserve e Utile (perdite) accumulate

Sono composte principalmente dall'avanzo generato dalla fusione per incorporazione di AMGA in AEM Torino e successivamente di Enia in Iride, da utili e perdite portati a nuovo e dalla riserva che accoglie gli

utili e le perdite attuariali derivanti dalla valutazione dei benefici ai dipendenti successivi al rapporto di lavoro.

Nel corso dell'esercizio 2013 si sono incrementate principalmente per gli utili portati a nuovo dell'esercizio 2012. Per maggiori dettagli si rimanda al prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto.

PASSIVITA' NON CORRENTI

NOTA 18_PASSIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI

Ammontano complessivamente a 1.913.299 migliaia di euro (2.197.827 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) e sono composte da:

Obbligazioni

Ammontano a 367.640 migliaia di euro (157.643 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) e sono posizioni relative alla Capogruppo per:

- 157.354 migliaia di euro (157.643 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) riferiti a due prestiti obbligazionari non convertibili (puttable bonds), emessi nel 2008, con scadenza 2021. Il prestito obbligazionario, della durata complessiva di 13 anni, prevede che, dopo il terzo anno e successivamente ogni due anni, in caso di mancato esercizio da parte delle banche dell'opzione di rimborso alla pari, venga avviato un meccanismo di asta competitiva, per la determinazione di un credit spread per i successivi 2 anni, da applicare ad un tasso fisso già definito. La procedura per la seconda asta è già stata completata a settembre 2013, con la definizione del credit spread per i successivi 2 anni. L'importo si riferisce al valore a costo ammortizzato, in ossequio ai principi IAS;
- 210.286 migliaia di euro riferiti ad un'emissione di Private Placement nel mese di ottobre, intermediata da Mediobanca per 125 milioni e ad una successiva riapertura dell'emissione a novembre per 85 milioni, intermediata da BNP. Il prestito obbligazionario, della durata di 7 anni, è stato sottoscritto da investitori istituzionali italiani ed esteri ed è quotato alla Borsa Irlandese. L'importo contabile si riferisce al valore a costo ammortizzato, in ossequio ai principi IAS.

Debiti finanziari non correnti verso istituti di credito

I finanziamenti a medio lungo termine riguardano esclusivamente la quota a lungo dei mutui concessi dagli istituti finanziari ed ammontano a 1.486.956 migliaia di euro (1.962.651 migliaia di euro al 31 dicembre 2012).

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, come illustrato nella tabella che segue:

	migliaia di euro		
	a tasso fisso	a tasso variabile	TOTALE
tasso min/max	3,945%-5,665%	0,694%-4,7251%	
periodo di scadenza	2015 - 2027	2015-2028	
2015	75.427	180.417	255.844
2016	88.556	123.359	211.915
2017	109.869	84.901	194.770
2018	62.129	70.815	132.944
successivi	488.351	203.132	691.483
Totale debiti 31/12/2013	824.332	662.624	1.486.956
Totale debiti 31/12/2012	818.665	1.143.986	1.962.651

I finanziamenti sono tutti denominati in euro.

Le movimentazioni dei finanziamenti a medio lungo termine avvenute nel corso dell'esercizio sono qui di seguito riepilogate:

					migliaia di euro
	31/12/2012				31/12/2013
	Totale debiti	Incrementi	Riduzioni	Rettifica costo ammortizzato	Totale debiti
- a tasso fisso	818.665	58.000	(52.496)	163	824.332
- a tasso variabile	1.143.986	315.021	(796.073)	(310)	662.624
TOTALE	1.962.651	373.021	(848.569)	(147)	1.486.956

Il totale dei debiti a medio lungo termine al 31 dicembre 2013 risulta in riduzione rispetto al 31 dicembre 2012, per effetto delle seguenti variazioni:

- aumento di 373.021 migliaia di euro, per l'erogazione di nuovi finanziamenti a medio-lungo termine. In particolare, sulla Capogruppo sono state erogate nuove linee per 258 milioni: da Cassa Depositi e Prestiti per 100 milioni, da BEI per 58 milioni, ultima tranche sul progetto Energy per lo sviluppo e mantenimento delle reti gas ed elettriche, da BRE per 100 milioni a rifinanziamento di una precedente linea di 75 milioni, rimborsata anticipatamente, allungando la scadenza. Inoltre, è stata erogata una linea a medio-lungo termine per 195 milioni alla Società AES Torino (consolidata al 51%), dal pool di Banche costituito da Mediobanca e Banca IMI. Infine, nell'ambito dell'operazione di acquisizione del ramo di Società nel settore energie rinnovabili da parte di Iren Rinnovabili, sono state conferite posizioni di debito a medio-lungo termine, a fronte degli impianti finanziati, per complessivi 22,2 milioni (consolidati al 70%);
- riduzione per complessivi 848.569 migliaia di euro, relativi alla riclassificazione a breve termine delle quote dei finanziamenti in scadenza entro i prossimi 12;
- variazioni marginali di costo ammortizzato per la contabilizzazione ai fini IAS dei finanziamenti.

Passività per locazioni finanziarie

I debiti per locazione finanziaria si riferiscono ai beni che il Gruppo detiene a seguito di contratti di leasing finanziario. Ammontano a 15.207 migliaia di euro (14.002 migliaia di euro al 31 dicembre 2012).

Il dettaglio della situazione al 31 dicembre 2013 dei debiti per locazione finanziaria è riportato nella tabella seguente.

	migliaia di euro		
	entro 12 mesi	tra 1 e 5 anni	oltre 5 anni
Passività iscritta a bilancio	1.206	3.424	11.783
Sommatoria rate ancora da versare	1.839	6.195	19.046
Oneri finanziari	633	2.771	7.263

Altre passività finanziarie

Ammontano a 43.495 migliaia di euro (63.532 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) e si riferiscono per 37.176 migliaia di euro (59.847 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) al fair value dei contratti derivati stipulati per coprire l'esposizione al rischio di oscillazione dei tassi di interesse dei mutui a tasso variabile (per il commento si rinvia al paragrafo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo") e per 6.319 migliaia di euro (3.685 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) a debiti finanziari diversi.

NOTA 19_BENEFICI AI DIPENDENTI

Nel corso dell'esercizio 2013 hanno avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2012	102.999
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	755
Oneri finanziari	3.194
Erogazioni dell'esercizio	(2.860)
Anticipi	(1.093)
(Utili) Perdite attuariali	4.530
Variazione area di consolidamento	10.588
Altre variazioni	(79)
Valore al 31/12/2013	118.034

Le passività per benefici a dipendenti sono costituite da:

Trattamento di fine rapporto (TFR)

Nel corso dell'esercizio 2013 il TFR ha avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2012	75.830
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	340
Oneri finanziari	2.317
Erogazioni dell'esercizio	(1.146)
Anticipi	(1.093)
(Utili) Perdite attuariali	2.204
Variazione area di consolidamento	3.988
Altre variazioni	(77)
Valore al 31/12/2013	82.363

Altri benefici

Nel seguito viene presentata la composizione e la movimentazione dell'esercizio per i piani a benefici definiti diversi dal TFR analizzato in precedenza.

Mensilità aggiuntive (premio anzianità)

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2012	3.472
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	141
Oneri finanziari	111
Erogazioni dell'esercizio	(95)
(Utili) Perdite attuariali	346
Variazione area di consolidamento	602
Altre variazioni	(2)
Valore al 31/12/2013	4.575

Premio fedeltà

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2012	2.089
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	93
Oneri finanziari	65
Erogazioni dell'esercizio	(381)
(Utili) Perdite attuariali	907
Variazione area di consolidamento	245
Valore al 31/12/2013	3.018

Agevolazioni tariffarie

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2012	20.837
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	181
Oneri finanziari	678
Erogazioni dell'esercizio	(1.154)
(Utili) Perdite attuariali	912
Variazione area di consolidamento	5.753
Valore al 31/12/2013	27.207

Fondo Premungas

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2012	771
Oneri finanziari	23
Erogazioni dell'esercizio	(83)
(Utili) Perdite attuariali	161
Altre variazioni	-
Valore al 31/12/2013	871

Ipotesi attuariali

La valutazione delle passività esposte in precedenza è effettuata da attuari indipendenti.

Si sottolinea che la passività relativa ai programmi a benefici definiti, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente alle prestazioni di lavoro necessarie per l'ottenimento dei benefici.

Allo scopo di definire l'ammontare del valore attuale delle obbligazioni si è proceduto alla stima delle future prestazioni che, sulla base di ipotesi evolutive connesse sia allo sviluppo numerico della collettività, sia allo sviluppo retributivo, saranno erogate a favore di ciascun dipendente nel caso di prosecuzione dell'attività lavorativa, pensionamento, decesso, dimissioni o richiesta di anticipazione.

Per la determinazione dell'ammontare dello sconto energia sono state considerate proiezioni attuariali dei probabili sconti sui consumi di energia elettrica che saranno erogati a favore degli attuali pensionati e dei loro coniugi superstiti, nonché degli attuali dipendenti (ed eventuali coniugi superstiti) dopo la cessazione del rapporto di lavoro.

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	2,09% - 3,17%
Tasso annuo di inflazione	2,00%
Tasso annuo di incremento del costo dell'energia elettrica	2,00%
Tasso annuo incremento TFR	3,00%

In ottemperanza a quanto previsto dal nuovo IAS19 vengono fornite le seguenti informazioni aggiuntive:

- analisi di sensitività per ciascuna ipotesi attuariale rilevante alla fine dell'esercizio, mostrando gli effetti che ci sarebbero stati a seguito delle variazioni delle ipotesi attuariale ragionevolmente possibili a tale data, in termini assoluti;
- indicazione del contributo per l'esercizio successivo;
- indicazione della durata media finanziaria dell'obbligazione per i piani a benefici definiti.

Di seguito si riportano tali informazioni.

	Variazione passività al variare del tasso di attualizzazione		Service cost 2014	Duration del piano
	+0,25%	-0,25%		
TFR	(1.688)	1.764	259	10
Mensilità Aggiuntive	(123)	128	102	9
Premio fedeltà			125	7
Agevolazioni tariffarie	(856)	1.570	219	13
Premungas	(17)	18	-	8

NOTA 20_FONDI PER RISCHI ED ONERI

Il dettaglio è esposto nella seguente tabella e si riferisce sia alla quota corrente che alla quota non corrente:

	Saldo iniziale	Variazione area consolidamento	Incrementi	Decrementi	(Proventi)/ Oneri da attualizzazione	Riclassifiche	Saldo Finale	Quota corrente
Fondo ripristino beni di terzi	103.385	-	12.983	(7.761)	645	-	109.252	3.902
Fondi post mortem	27.395	-	-	(4.104)	2.227	-	25.518	3.354
Fondo smantellamento e bonifica area	8.121	11	9.705	(1.497)	52	-	16.392	3.445
Fondo CIG/CIGS	52.020	-	1.921	(5.677)	(999)	(28.089)	19.176	-
Fondo dipendenti cessati	1.258	-	-	-	-	-	1.258	-
Fondo rischi su partecipazioni	10.962	-	-	(267)	-	-	10.695	10.651
Altri fondi per rischi ed oneri	151.151	41.134	52.679	(63.787)	10	-	181.187	53.357
Totale	354.292	41.145	77.288	(83.093)	1.935	(28.089)	363.478	74.709

Fondo ripristino beni di terzi e opere devolvibili

Il fondo ripristino beni di terzi si riferisce principalmente alla passività che, in caso di riassegnazione delle concessioni del servizio idrico integrato relativo agli ATO di Parma Piacenza e Reggio Emilia, verrà dedotta, dagli investimenti nel frattempo effettuati, dall'indennizzo versato al Gruppo da parte di un nuovo gestore entrante. Tale passività viene stimata in funzione dell'ammortamento del complesso dei beni e delle

dotazioni afferenti il suddetto ciclo idrico integrato, che per effetto delle operazioni di scissione effettuate nel 2005 dalle tre società AGAC, Tesea e AMPS (poi confluite nella ex Enìa) sono stati conferiti nei bilanci di tre società patrimoniali di proprietà interamente pubblica, come previsto dall'art. 113, comma 13 del T.U.E.L. Tale complesso di beni viene utilizzato per svolgere il servizio idrico a fronte della corresponsione di un canone e con l'impegno contrattuale a costituire il suddetto fondo.

Fondi post mortem

Si tratta principalmente di fondi costituiti per oneri futuri di ripristino che comprendono anche i costi della gestione post-operativa fino alla completa riconversione a verde delle aree interessate. Tali costi sono supportati da apposite perizie. Gli accantonamenti e i decrementi del periodo sono stati effettuati al fine di adeguare i fondi esistenti alla stima dei costi futuri da sostenere e maturati al 31 dicembre 2013. Le variazioni in diminuzione si riferiscono, inoltre, agli utilizzi per copertura di costi sostenuti nel periodo relativamente alle attività di smaltimento del percolato (relativi ai lotti chiusi delle discariche ancora attive sia di proprietà che in gestione), al complesso degli oneri sostenuti nella fase di post-esercizio fino alla completa mineralizzazione del rifiuto, nonché alla riconversione a "verde" delle aree dei bacini interessati a discarica.

Fondo smantellamento e bonifica area

Il "Fondo smantellamento e bonifica area" rappresenta in parte la stima prudenziale degli oneri da sostenere in relazione alla futura bonifica dei terreni relativi all'area ex- AMNU, su cui era presente un forno inceneritore; l'altra parte si riferisce alla stima potenziale degli oneri legati al futuro smantellamento di alcuni impianti del Gruppo.

Fondo CIG/CIGS

L'ammontare del fondo rischi si riferisce ai rischi probabili di esborsi relativi a maggiori contributi da corrispondere all'INPS per cassa integrazione, ordinaria e straordinaria, e mobilità.

Nel mese di settembre 2013 sono state depositate alcune sentenze rese nei confronti di Iren e di società controllate che hanno contenuto negativo e respingono i ricorsi della società, statuendo l'obbligo di versamento dei contributi a titolo di CIG, CIGS, Mobilità e Disoccupazione. A seguito di contatti con la Direzione Generale dell'INPS – Sede di Roma – sono state presentate le istanze di riduzione delle sanzioni fino alla misura degli interessi legali e per la rateizzazione del debito. Nel corso dell'esercizio gli Amministratori sono pertanto addivenuti alla decisione di provvedere al regolare pagamento della contribuzione relativa alla cassa integrazione guadagni (oltre a CIGS e mobilità) a partire dal 2014.

Come conseguenza l'onere dell'esercizio è stato contabilizzato tra i costi del personale, mentre nei debiti sono ricomprese, oltre al costo del 2013, anche le somme relative agli anni precedenti per un totale di 31.166 migliaia di euro ad esito della riclassifica dai Fondi rischi ed oneri per 28.089 migliaia di euro e dell'onere dell'esercizio per 3.077 migliaia di euro. In tale voce permane la stima prudenziale relativa ad eventuali somme aggiuntive ed ai diritti di riscossione per un importo complessivo pari a 19.176 migliaia di euro.

Fondo dipendenti cessati

Il fondo dipendenti cessati con L.610/52 e L.336/73 è costituito a fronte degli oneri derivanti dalle due leggi (pensioni ad onere ripartito per riscatto dell'anzianità pregressa e benefici a favore degli ex combattenti e assimilati).

Fondi rischi su partecipazioni

La voce si riferisce principalmente ai rischi relativi alla copertura di future perdite della partecipata Sinergie Italiane.

Altri fondi per rischi ed oneri

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

Gli incrementi dell'esercizio si riferiscono principalmente ad accantonamenti per:

- maggiori oneri inerenti la realizzazione di impianti attualmente già completati o ancora da ultimare (5.362 migliaia di euro);
- la stima degli oneri relativi alla restituzione delle quote di emissione (12.139 migliaia di euro);
- rischi relativi al maggior pagamento perequazione elettrica anni 2011 e 2012 secondo il metodo di calcolo del nuovo periodo regolatorio, già utilizzato da CCSE per il calcolo della perequazione misura 2010 (2.500 migliaia di euro);
- alla stima dell'IMU/ICI da versare sul valore degli impianti delle centrali calcolata come previsto dall'articolo 1-quinquies del Decreto legge n. 44 del 31 marzo 2005 (6.147 migliaia di euro).

I decrementi dell'esercizio si riferiscono principalmente a utilizzi e rilasci per:

- oneri relativi alla restituzione delle quote di emissione (14.670 migliaia di euro);
- oneri inerenti la realizzazione di impianti attualmente già completati o ancora da ultimare (19.334 migliaia di euro);
- la stima dell'IMU/ICI da versare sul valore degli impianti delle centrali, calcolata come previsto dall'articolo 1-quinquies del Decreto legge n. 44 del 31 marzo 2005 (3.702 migliaia di euro);
- oneri relativi a certificati verdi passivi dell'anno 2011 (1.795 migliaia di euro);
- l'onere del primo semestre 2013 sul contratto di tolling per Edipower che gli amministratori hanno ritenuto prudentiale accantonare nell'esercizio 2012 in virtù degli accordi di uscita già siglati (20.000 migliaia di euro).

La parte corrente riferita ai fondi sopra descritti è riclassificata nella voce "fondi quota corrente" (nota 27).

NOTA 21_PASSIVITA' PER IMPOSTE DIFFERITE

Le passività per imposte differite, pari a 179.231 migliaia di euro (110.553 migliaia di euro al 31 dicembre 2012), 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 22_DEBITI VARI E ALTRE PASSIVITA' NON CORRENTI

Sono composti come riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2013	31/12/2012
Debiti oltre 12 mesi	45.333	19.522
Risconti passivi per contributi c/impianto - non correnti	144.293	134.389
Ratei e risconti passivi non correnti	663	542
Totale	190.289	154.453

Gli altri debiti si riferiscono all'importo dell'imposta sostitutiva calcolata sulla plusvalenza derivante dall'apporto di parte del patrimonio immobiliare al Fondo Core Multiutilities da versare oltre i 12 mesi dalla data del bilancio, ad anticipi versati da utenti a garanzia sulla fornitura di acqua e alle somme relative ad esercizi precedenti da versare per la cassa integrazione guadagni (oltre a CIGS e mobilità).

PASSIVITA' CORRENTI

NOTA 23_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	
	31/12/2013	31/12/2012
Debiti verso istituti di credito	807.695	601.254
Debiti finanziari verso joint venture	510	71
Debiti finanziari verso società collegate	3	30
Debiti finanziari verso soci parti correlate	566	-
Debiti finanziari verso altri	174.350	168.962
Passività per strumenti derivati correnti	82	4.746
Totale	983.206	775.063

Debiti finanziari verso istituti di credito

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

	migliaia di euro	
	31/12/2013	31/12/2012
Mutui – quota a breve	774.690	321.342
Altri debiti verso banche a breve	28.293	277.087
Ratei e risconti passivi finanziari	4.712	2.825
Totale	807.695	601.254

Debiti finanziari verso joint venture

Si riferiscono a debiti verso la joint venture Enia Solaris relativi alla quota non elisa, derivante dal consolidamento proporzionale.

Debiti finanziari verso collegate

Si riferiscono a debiti verso la società Valle Dora Energia.

Debiti finanziari verso soci parti correlate

Si riferiscono a debiti verso i Comuni di Genova (360 migliaia di euro), Parma (134 migliaia di euro), Piacenza (66 migliaia di euro) e Reggio Emilia (5 migliaia di euro).

Debiti finanziari verso altri

Riguardano principalmente il pro-quota dei debiti di OLT Offshore verso i soci E.On. e Golar (152.100 migliaia di euro) e il debito verso società di factoring per le quote incassate dai clienti e da versare al factor (16.550 migliaia di euro). I debiti per locazioni finanziarie per la quota corrente ammontano a 1.206 migliaia di euro (1.012 migliaia di euro al 31 dicembre 2012).

Passività per strumenti derivati correnti

Si riferiscono al *fair value* negativo dei contratti derivati sulle commodities stipulati da Iren Mercato.

NOTA 24_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	
	31/12/2013	31/12/2012
Debiti verso fornitori	923.628	1.025.265
Debiti commerciali verso joint venture	12.255	15.779
Debiti commerciali verso collegate	17.231	31.837
Debiti commerciali verso soci parti correlate	16.274	16.546
Debiti commerciali verso imprese minori del gruppo	19.353	24.800
Acconti esigibili entro 12 mesi	5.836	5.263
Depositi cauzionali entro 12 mesi	14.822	14.355
Vincoli da rimborsare entro 12 mesi	1.391	1.391
Totale	1.010.790	1.135.236

NOTA 25_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	
	31/12/2013	31/12/2012
Debito per IVA	15.241	49.061
Debito per imposta governativa erariale/UTIF	-	933
Debiti per IRPEF	11.046	10.509
Altri debiti tributari	15.617	13.861
Debiti tributari entro 12 mesi	41.904	74.364
Debiti verso dipendenti	31.752	29.502
Debiti verso CCSE	54.867	53.969
Debiti per adesione IVA di gruppo	17	-
Altre passività correnti	64.640	54.857
Debiti verso istituti previdenziali entro 12 mesi	18.864	13.152
Altri debiti entro 12 mesi	170.140	151.480
Ratei e Risconti passivi	24.442	17.670
Totale	236.486	243.514

NOTA 26_DEBITI PER IMPOSTE CORRENTI

La posta "Debiti per imposte correnti", che risulta pari a 12.259 migliaia di euro (4.910 migliaia di euro al 31 dicembre 2012), è comprensiva di debiti IRES e IRAP. Inoltre, la voce include la stima delle imposte dell'esercizio corrente; per maggiori dettagli sulla determinazione della stima si rimanda alla nota 42.

NOTA 27_FONDI PER RISCHI ED ONERI QUOTA CORRENTE

La voce ammonta a 74.709 migliaia di euro (81.548 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) e si riferisce alla quota del fondo rischi per 53.357 migliaia di euro, comprensivo degli oneri relativi all'obbligo di restituzione delle quote di emissione, del fondo rischi partecipazioni per 10.651 migliaia di euro, riferito principalmente alla collegata Sinergie Italiane, del fondo ripristino beni di terzi per 3.902 migliaia di euro e del fondo smantellamento e bonifica aree e dei fondi post mortem per 6.799 migliaia di euro che si prevedono di utilizzare entro i 12 mesi successivi.

NOTA 28_PASSIVITA' CORRELATE AD ATTIVITA' DESTINATE AD ESSERE CEDUTE

Ammontano a 6 migliaia di euro e si riferiscono alla riclassifica delle passività della società controllata CELPI.

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	
	31/12/2013	31/12/2012
Attività finanziarie a medio e lungo termine	(60.167)	(116.168)
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	1.913.299	2.197.827
Indebitamento finanziario netto a medio e lungo termine	1.853.132	2.081.659
Attività finanziarie a breve termine	(311.387)	(301.591)
Indebitamento finanziario a breve termine	983.206	775.063
Indebitamento finanziario netto a breve termine	671.819	473.472
Indebitamento finanziario netto	2.524.951	2.555.131

Nella tabella seguente viene riportato l'indebitamento finanziario lordo senza considerare i debiti finanziari di OLT Offshore LNG verso i soci E.On e Golar, pari a 152.100 migliaia di euro (126.070 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) che, a seguito del consolidamento proporzionale di OLT al 41,71%, sono compresi nell'indebitamento finanziario a breve termine. Gli amministratori ritengono di fornire una migliore informativa, in termini di rischio finanziario, escludendo la quota dei debiti finanziari di OLT Offshore LNG verso i soci E.On e Golar in quanto tali debiti trovano ideale contropartita nella quota di finanziamento di Iren Mercato a favore di OLT, iscritta nella voce crediti finanziari a breve.

	migliaia di euro	
	31/12/2013	31/12/2012
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	1.913.299	2.197.827
Indebitamento finanziario a breve termine	983.206	775.063
(meno) Indebitamento OLT vs E.On e Golar	(152.100)	(126.070)
Indebitamento finanziario lordo	2.744.405	2.846.820

Dettaglio Posizione Finanziaria Netta verso parti correlate

Le attività finanziarie a lungo termine sono relative per 46.368 migliaia di euro (108.918 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) alla quota a lungo termine del conto corrente che regola i rapporti commerciali e finanziari tra la controllata Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi) e il Comune di Torino, per 69 migliaia di euro a crediti verso il Comune di Genova, per 812 migliaia di euro a crediti verso società

collegate, per 6.000 migliaia di euro a crediti verso la joint venture Enia Solaris, consolidata proporzionalmente, per 1.500 migliaia di euro a crediti verso la joint venture Iren Rinnovabili, consolidata proporzionalmente, per 1.350 migliaia di euro a crediti verso la joint venture Greensource, consolidata proporzionalmente, e per 497 migliaia di euro a depositi vincolati presso il Gruppo Intesa Sanpaolo.

L'indebitamento finanziario a medio lungo termine si riferisce per 170.004 migliaia di euro (177.162 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) a finanziamenti a medio lungo termine concessi dal Gruppo Intesa San Paolo e al fair value negativo di contratti derivati di copertura stipulati con il Gruppo Intesa San Paolo.

Le attività finanziarie a breve termine sono relative per 21.891 migliaia di euro (70.039 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) al saldo a breve termine del conto corrente tra la controllata Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi) e il Comune di Torino, per 211.600 migliaia di euro (175.168 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) a crediti verso la joint venture OLT Offshore relativi alla quota non elisa del finanziamento concesso dalla società Iren Mercato, per 6.741 migliaia di euro (90 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) a crediti verso la joint venture AES Torino relativi alla quota non elisa del rapporto di gestione accentrata della tesoreria, per 1.661 migliaia di euro (614 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) a crediti verso la joint venture Iren Rinnovabili relativi alla quota non elisa del credito, per 128 migliaia di euro (20 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) a crediti verso la joint venture Enia Solaris relativi alla quota non elisa del credito, per 28 migliaia di euro (non presenti al 31 dicembre 2012) a crediti verso la joint venture Greensource relativi alla quota non elisa del credito, per 6.614 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2012) a crediti verso la società collegata ASA relativi principalmente al finanziamento concesso dalla società Iren Mercato e per 2.326 migliaia di euro (2.670 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) al saldo positivo di conti correnti bancari presso il Gruppo Intesa San Paolo. La parte restante, pari a 2.765 migliaia di euro (1.679 migliaia di euro al 31 dicembre 2012), si riferisce a crediti verso società collegate. Per maggiori dettagli si rimanda al prospetto dei rapporti con parti correlate riportato in allegato.

Le passività finanziarie a breve termine sono relative per 101.675 migliaia di euro (198.698 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) a finanziamenti a breve termine concessi dal Gruppo Intesa San Paolo, per 566 migliaia di euro a debiti verso il Comune di Parma, verso il Comune di Piacenza, verso il Comune di Reggio Emilia e verso il Comune di Genova per singoli importi non significativi. La parte restante, pari a 510 migliaia di euro, si riferisce a debiti verso la joint venture Enia Solaris e verso la società collegata Valle Dora Energia per singoli importi non rilevanti.

Si riporta di seguito la posizione finanziaria netta secondo la struttura proposta dalla raccomandazione CESR del 28 luglio 2006 che non include le attività finanziarie a lungo termine.

	migliaia di euro	
	31/12/2013	31/12/2012
A. Cassa	(55.613)	(28.041)
B. Altre disponibilità liquide (dettagli)	-	-
C. Titoli detenuti per la negoziazione	-	-
D. Liquidità (A) + (B) + (C)	(55.613)	(28.041)
E. Crediti finanziari correnti	(255.774)	(273.550)
F. Debiti bancari correnti	33.005	279.912
G. Parte corrente dell'indebitamento non corrente	774.690	321.342
H. Altri debiti finanziari correnti	175.511	173.809
I. Indebitamento finanziario corrente (F)+(G)+(H)	983.206	775.063
J. Indebitamento finanziario corrente netto (I) – (E) – (D)	671.819	473.472
K. Debiti bancari non correnti	1.486.956	1.962.651
L. Obbligazioni emesse	367.640	157.643
M. Altri debiti non correnti	58.702	77.533
N. Indebitamento finanziario non corrente (K) + (L) + (M)	1.913.298	2.197.827
O. Indebitamento finanziario netto (J) + (N)	2.585.117	2.671.299

X. INFORMAZIONI SUL CONTO ECONOMICO

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

Per i commenti sull'andamento dell'esercizio 2013 si rimanda al paragrafo "Situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Iren" della Relazione sulla gestione che espone le analisi economiche per settore di attività con il confronto relativo al consolidato dell'esercizio 2012 del Gruppo.

RICAVI

NOTA 29_RICAVI PER BENI E SERVIZI

La voce in questione risulta pari a 3.228.038 migliaia di euro (4.003.654 migliaia di euro nell'esercizio 2012).

NOTA 30_VARIAZIONE DEI LAVORI IN CORSO

Si riducono di 355 migliaia di euro (si incrementano di 669 migliaia di euro nell'esercizio 2012) e si riferiscono principalmente a lavori in corso di esecuzione per ripristino manto stradale, in seguito a danneggiamenti provocati da lavori di cantiere.

NOTA 31_ALTRI PROVENTI

Gli altri proventi riguardano:

Contributi

	migliaia di euro	
	Esercizio 2013	Esercizio 2012
Contributi c/impianto	5.545	4.999
Altri contributi	1.666	1.481
Totale	7.211	6.480

I contributi in conto impianti rappresentano la quota di competenza dei contributi calcolata in proporzione alle quote di ammortamento degli impianti a cui si riferiscono.

Ricavi titoli energetici

	migliaia di euro	
	Esercizio 2013	Esercizio 2012
Ricavi Emission Trading	91	41.607
Ricavi Certificati Verdi	100.509	95.831
Ricavi Certificati Bianchi	24.952	25.610
Totale	125.552	163.048

La riduzione dei ricavi per emission trading è dovuta al fatto che, nel corso dell'esercizio 2013, non sono stati assegnati diritti di emissione al Gruppo e che l'attività di trading sui titoli si è ridotta in maniera significativa rispetto al precedente esercizio.

Proventi diversi

	migliaia di euro	
	Esercizio 2013	Esercizio 2012
Ricavi da contratti di servizio	5.951	14.835
Ricavi da affitti attivi e noleggi	547	807
Ricavi da affitto fibra ottica	-	3.589
Plusvalenze da alienazione di beni	2.413	38.367
Ricavi esercizi precedenti/Sopravvenienze attive	30.620	53.578
Recuperi assicurativi	294	674
Rimborsi diversi	12.281	7.489
Proventi per Fair Value derivati sulle commodity	841	6.098
Altri ricavi e proventi	34.580	28.553
Totale	87.527	153.990

La significativa riduzione dei proventi diversi è dovuta al venir meno di componenti non ricorrenti dell'esercizio 2012 quali:

- le plusvalenze realizzate con il conferimento di parte del patrimonio immobiliare, ritenuto non core rispetto allo sviluppo delle attività industriali, al fondo comune di investimento immobiliare costituito e gestito da Ream SGR S.p.A., denominato Fondo Core MultiUtilities (circa 23 milioni di euro) e la plusvalenza realizzata con la cessione delle sede operativa di Torino (circa 14,8 milioni di euro).
- il rimborso dalla CCSE dei costi non recuperabili sostenuti per l'impianto di Telesio a seguito della liberalizzazione del mercato elettrico (16.338 migliaia di euro).
- le plusvalenze realizzate dalle cessioni delle partecipazioni in GEA (10.886 migliaia di euro) e Sasternet (397 migliaia di euro).

Inoltre la riduzione della voce Ricavi da contratti di servizio è dovuta al venir meno nell'esercizio 2013 dei ricavi per la gestione dei servizi energetici verso il Consorzio Servizi Integrati.

COSTI

NOTA 32_COSTI MATERIE PRIME, SUSSIDIARIE, DI CONSUMO E MERCI

La voce in oggetto si compone delle seguenti voci:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2013	Esercizio 2012
Acquisto energia elettrica	326.450	770.011
Acquisto gas	992.022	1.231.398
Acquisto calore	121	275
Acquisto altri combustibili	3.528	3.517
Acquisto Acqua	2.774	3.308
Altre materie prime	14.766	17.044
Materiali vari di magazzino (inclusi carburanti e lubrificanti)	39.136	36.031
Emission trading	17.594	27.406
Certificati verdi	9.729	25.029
Certificati bianchi	21.208	23.730
Variazione delle rimanenze	35.401	(21.492)
Totale	1.462.729	2.116.257

La riduzione dei costi relativi agli Emission trading è dovuta alla contrazione dei prezzi registrata sul mercato rispetto all'esercizio precedente e alla riduzione dell'attività di trading.

Con riferimento agli aggiornamenti normativi relativi ai titoli energetici si rimanda alla Relazione sulla Gestione "Quadro normativo - Certificati Verdi, Titoli di efficienza energetica e Ets".

La voce "Variazione delle rimanenze" risente della svalutazione delle attività acquisite in seguito alla scissione della società Edipower.

NOTA 33_PRESTAZIONI DI SERVIZI E GODIMENTO BENI DI TERZI

I costi per prestazioni di servizi sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2013	Esercizio 2012
Trasporto energia elettrica	323.475	468.368
Oneri di sistema elettrico	101.592	150.037
Tolling fee	51.194	101.838
Vettoriamento gas	40.782	27.455
Vettoriamento calore	47.525	46.932
Lavori di terzi per reti e impianti	155.453	163.101
Raccolta e smaltimento, spazzamento neve, verde pubblico	96.779	95.381
Spese per manutenzioni	9.108	8.840
Costi relativi al personale (mensa, formazione, trasferte)	5.964	5.777
Prestazioni industriali (studi, progettazioni, analisi)	8.120	9.004
Consulenze tecniche e amministrative	12.662	17.983
Spese commerciali e pubblicitarie	6.159	6.022
Spese legali e notarili	6.428	6.603
Assicurazioni	10.258	9.360
Spese bancarie	10.066	8.609
Spese telefoniche	4.188	5.528
Costi da contratti di servizio	2.058	4.325
Servizi di lettura e bollettazione	10.467	11.006
Compensi Collegio Sindacale	1.478	1.603
Altri costi per servizi	46.954	48.946
Totale costi per servizi	950.710	1.196.718

I costi per trasporto energia elettrica e gli oneri di sistema elettrico si riducono rispetto all'esercizio 2012 a causa dei minori volumi di energia elettrica commercializzati nell'esercizio 2013.

I costi di "Tolling fee" sono relativi agli importi versati ad Edipower e ad A2A in virtù degli accordi che regolano la produzione di energia elettrica da parte di Edipower in favore delle società di trading controllanti, le quali si impegnano, oltre al pagamento della "Tolling fee", anche a fornire il combustibile necessario per la produzione.

I corrispettivi di vettoriamento calore sono relativi alla prestazione di trasporto calore fornita dalla società AES Torino S.p.A. consolidata proporzionalmente.

Gli appalti e i lavori riguardano principalmente costi per esercizio e manutenzione di impianti e reti.

I costi per godimento beni di terzi ammontano a 49.695 migliaia di euro (39.535 migliaia di euro nell'esercizio 2012). Comprendono canoni corrisposti al gestore unico dell'Ambito Genovese, canoni corrisposti alle società proprietarie degli assets del servizio idrico integrato dei comuni di Parma Piacenza e Reggio Emilia, servitù di attraversamento terreni, canoni per leasing operativo (comprensivi dell'affitto pagato per l'occupazione dei fabbricati ceduti al fondo Core Multiutilities nell'esercizio 2012), noleggi e affitti vari.

NOTA 34_ONERI DIVERSI DI GESTIONE

Gli oneri diversi di gestione sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2013	Esercizio 2012
Spese generali	9.088	6.913
Canoni e sovraccanoni di derivazione	11.478	10.197
Spese logistiche	212	647
Imposte e tasse	24.006	22.311
Sopravvenienze passive	32.905	33.843
Minusvalenze da alienazione di beni	2.239	18.209
Oneri da Fair Value derivati commodities	764	7.463
Altri oneri diversi di gestione	8.937	5.667
Totale	89.629	105.250

La significativa riduzione degli oneri diversi di gestione è dovuta al venir meno di componenti non ricorrenti dell'esercizio 2012 quali le minusvalenze realizzate con il conferimento di parte del patrimonio immobiliare, ritenuto non core rispetto allo sviluppo delle attività industriali, al fondo comune di investimento immobiliare costituito e gestito da Ream SGR S.p.A., denominato Fondo Core MultiUtilities (circa 15 milioni di euro).

NOTA 35_COSTI PER LAVORI INTERNI CAPITALIZZATI

Riguardano gli incrementi dell'attivo patrimoniale realizzati con risorse interne.

	migliaia di euro	
	Esercizio 2013	Esercizio 2012
Manodopera capitalizzata	17.645	16.246
Materiali di magazzino capitalizzati	6.749	4.421
Totale	24.394	20.667

NOTA 36_COSTO DEL PERSONALE

I costi per il personale sono così dettagliati:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2013	Esercizio 2012
Retribuzioni lorde	189.616	184.169
Oneri sociali	65.469	59.139
TFR	340	379
Altri benefici a lungo termine dipendenti	416	300
Altri costi per il personale	15.487	14.657
Compensi amministratori	2.258	2.498
Totale	273.586	261.142

Si segnala che, come riportato in nota 35, sono stati capitalizzate 17.645 migliaia di euro di costi relativi al personale dipendente.

Gli "altri costi del personale" comprendono il contributo all'ADAEM 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.

	31/12/2013	31/12/2012	Media del periodo
Dirigenti	70	72	72
Quadri	227	196	213
Impiegati	2.731	2.668	2.666
Operai	1.668	1.631	1.633
Totale	4.696	4.567	4.584

NOTA 37_AMMORTAMENTI

	migliaia di euro	
	Esercizio 2013	Esercizio 2012
Attività materiali e investimenti immobiliari	137.570	127.870
Attività immateriali	82.147	77.625
Totale	219.717	205.495

Per un maggior dettaglio sugli ammortamenti si rimanda ai prospetti dei movimenti delle immobilizzazioni materiali e immateriali.

NOTA 38_ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI

	migliaia di euro	
	Esercizio 2013	Esercizio 2012
Fondo svalutazione crediti	69.450	43.802
Fondi rischi e ripristino beni di terzi	54.884	64.072
Rilascio fondi	(25.267)	(18.481)
Svalutazioni	14.154	569
Totale	113.221	89.962

Il dettaglio della consistenza e della movimentazione dei fondi è riportato nel commento della voce "Fondi per rischi e oneri" dello Stato Patrimoniale. I rilasci fondi si riferiscono al rilascio di fondi per rischi ed oneri per 25.050 migliaia di euro e al rilascio di fondo svalutazione crediti per 217 migliaia di euro. Il rilascio di fondi per rischi ed oneri si riferisce principalmente ad accantonamenti di esercizi precedenti per maggiori oneri inerenti la realizzazione di impianti, per accantonamenti relativi ai fondi post mortem e per accantonamenti relativi ai fondi ripristino beni di terzi.

Le svalutazioni si riferiscono principalmente alla riduzione di valore dell'avviamento relativo alle partecipate OLT Offshore (7.210 migliaia di euro) e OC Clim (1.000 migliaia di euro). Nelle svalutazioni è ricompresa anche la differenza tra il valore della partecipazione in Edipower e il fair value delle attività nette acquisite a seguito della scissione (5.262 migliaia di euro).

Si segnala che i dati comparativi dell'esercizio 2012 sono stati riclassificati per esporre nella voce "Accantonamenti", coerentemente con quanto fatto nell'esercizio 2013, l'adeguamento del fondo ripristino beni di terzi, precedentemente classificato nella voce "Oneri finanziari" (6.783 mila euro).

NOTA 39_GESTIONE FINANZIARIA

Proventi finanziari

Il dettaglio dei proventi finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2013	Esercizio 2012
Dividendi	1.304	657
Interessi attivi verso banche	422	297
Interessi attivi su crediti/finanziamenti	11.989	12.720
Interessi attivi da clienti	5.635	8.585
Proventi fair value contratti derivati	887	276
Proventi su contratti derivati realizzati	35	393
Plusvalenza da cessione di attività finanziarie	-	690
Utili su cambi	143	35
Altri proventi finanziari	1.431	2.880
Totale	21.846	26.533

Gli interessi attivi su crediti/finanziamenti comprendono interessi su crediti maturati sul rapporto di conto corrente tra Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi) e il Comune di Torino per 3.978 migliaia di euro. La restante parte si riferisce principalmente a interessi attivi verso la società consolidata con il metodo proporzionale OLT Offshore (7.428 migliaia di euro).

Oneri finanziari

Il dettaglio degli oneri finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2013	Esercizio 2012
Interessi passivi su mutui	71.975	74.957
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	12.183	9.669
Interessi passivi su c/c bancari	4.776	17.795
Interessi passivi verso altri	11.215	10.303
Oneri finanziari capitalizzati	(17.023)	(18.217)
Oneri da fair value contratti derivati	-	578
Oneri su contratti derivati realizzati	18.435	17.013
Minusvalenza da cessione di attività finanziarie	162	49
Interest cost - Benefici ai dipendenti	3.196	4.781
Perdite su cambi	28	24
Altri oneri finanziari	6.315	5.875
Totale	111.262	122.827

L'incremento degli interessi passivi su prestiti obbligazionari risente dell'emissione dei Private Placement avvenuta nel mese di ottobre del 2013. La voce comprende gli importi relativi alla valutazione al costo ammortizzato. Il dettaglio degli oneri finanziari per benefici ai dipendenti è riportato nella nota di commento "Benefici ai dipendenti" dello Stato Patrimoniale. Gli altri oneri finanziari sono costituiti principalmente da oneri finanziari per l'attualizzazione dei fondi.

Si segnala che i dati comparativi dell'esercizio 2012 sono stati riclassificati per esporre nella voce "Accantonamenti", coerentemente con quanto fatto nell'esercizio 2013, l'adeguamento del fondo ripristino beni di terzi (6.783 mila euro).

NOTA 40_RISULTATO DI COLLEGATE CONTABILIZZATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Il risultato è positivo per 10.421 migliaia di euro (negativo per 599 migliaia di euro nell'esercizio 2012) e si compone di rivalutazioni per 13.091 migliaia di euro e di svalutazioni per 2.670 migliaia di euro.

NOTA 41_RETTIFICA DI VALORE DI PARTECIPAZIONI

La voce ammonta a 20.095 migliaia di euro e si riferisce alle svalutazioni delle partecipate Energia Italiana (12.928 migliaia di euro), Fingas (5.683 migliaia di euro), Mestni Plinovodi (3.736 migliaia di euro), Atena (2.882 migliaia di euro), Atena Patrimonio (1.385 migliaia di euro), Acquaenna (1.380 migliaia di euro), Gas Energia (135 migliaia di euro), in parte compensate dalla differenza positiva tra il costo di acquisizione e il fair value delle attività nette acquisite di AMIAT (7.227 migliaia di euro) e Greensource (807 migliaia di euro).

Nell'esercizio 2012 ammontava a 105 migliaia di euro e si riferiva alle svalutazioni delle partecipate Castel, Acqueinforma, Consorzio Si.RE e Sogea i cui singoli importi non sono significativi.

NOTA 42_IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito dell'esercizio 2013 sono stimate pari a 122.034 migliaia di euro (85.251 migliaia di euro nell'esercizio 2012)

	migliaia di euro	
	Esercizio 2013	Esercizio 2012
Imposte correnti	135.362	134.612
Imposte (anticipate) differite	(19.224)	(33.219)
Imposte esercizi precedenti	5.896	(16.142)
Totale	122.034	85.251

Le imposte correnti comprendono 106 milioni di euro per IRES e Addizionale e 29 milioni di euro per IRAP. Nel 2012 il tax rate era influenzato da eventi straordinari quali le plusvalenze generate dal conferimento di alcuni immobili al fondo immobiliare Fondo Core Multiutilities, la cessione di partecipazioni e la vendita dell'immobile di via Bertola a Torino, nonché l'IRES richiesta a rimborso per la deduzione dell'IRAP sul costo del personale ai sensi dell'art. 2 comma 1 quater del DL 201/2011 (pari a circa 13 milioni di euro). Nel 2013, invece, il tax rate è stato influenzato da maggiori oneri indeducibili relativi soprattutto a valutazioni di partecipazioni non rilevanti fiscalmente.

Pertanto il tax rate 2012 era significativamente inferiore (34%) rispetto al tax rate del 2013 pari al 57%. Il seguente prospetto evidenzia la composizione dei due tax rate.

	Esercizio 2013		Esercizio 2012	
Risultato prima delle imposte	213.989.309		247.422.136	
Imposta IRES e Addizionale teorica	81.315.937	38%	94.020.412	38%
Differenze permanenti	10.820.268	5%	(8.677.974)	-4%
Ricalcoli aliquote	1.334.552	1%	(456.160)	0%
IRAP	29.062.499	14%	26.386.421	11%
Crediti d'imposta IRAP			(13.600.000)	-5%
Rettifica per società senza Robin tax	(5.900.915)	-3%	(9.879.237)	-4%
Imposte relativi a precedenti esercizi e altre differenze	5.401.744	3%	(2.542.038)	-1%
Totale imposte a conto economico	122.034.085	57%	85.251.423	34%

Il seguente prospetto mostra la rilevazione delle imposte anticipate e differite e degli effetti conseguenti.

	migliaia di euro	
	Esercizio 2013	Esercizio 2012
Imposte anticipate		
Compenso amministratori sindaci revisori	903	930
Fondi non rilevanti fiscalmente	126.897	105.112
Contributi Imponibili	362	494
Differenze di valore delle immobilizzazioni	134.930	54.713
Strumenti derivati (IAS 39)	10.270	18.728
Perdite fiscali illimitatamente riportabili	1.400	2.406
Altro	35.058	33.367
Totale	309.820	215.750
Imposte differite		
Differenze di valore delle immobilizzazioni	79.455	73.715
Contributo c/ impianti	275	275
Fondo svalutazione crediti fiscale maggiore civilistico	1.142	1.113
Adeguamento fondo TFR	1.198	1.511
Strumenti derivati (IAS 39)	276	287
Leasing finanziario	1.303	1.533
Altro	95.582	32.119
Totale	179.231	110.553
Totale imposte anticipate/differite nette	130.589	105.197
Variazione totale	25.392	
di cui:		
a Patrimonio Netto	(8.838)	
a Conto economico (*)	16.085	

(*) Si precisa che la variazione a conto economico è riepilogata nella voce "imposte differite" ed in parte nella voce "Imposte esercizi precedenti"

Si precisa che la variazione totale è influenzata dall'operazione di scissione di Edipower che non ha creato variazioni né a Conto economico né a Patrimonio Netto.

Recupero degli aiuti di stato

Nell'ambito dei numerosi contenziosi che si sono generati a seguito del recupero degli aiuti di Stato considerati illegittimi dalla Decisione 2003/193/CE, vi sono le sentenze della Corte di Cassazione in relazione al calcolo degli interessi dovuti dalle società ex municipalizzate su detti recuperi.

In particolare, la Suprema Corte ha statuito che gli interessi sugli aiuti di Stato dichiarati incompatibili con il diritto comunitario devono essere calcolati al tasso semplice e non composto.

L'accoglimento di tale tesi da parte dei giudici di legittimità modifica le regole di calcolo seguite sinora dall'Agenzia, facendo sorgere per le società un diritto di credito.

In merito al calcolo degli interessi, IREN ha ottenuto due sentenze favorevoli che hanno previsto la restituzione degli interessi pagati in misura superiore al dovuto.

In data 8 giugno 2011, a seguito del parere espresso dal CTU per il calcolo corretto degli interessi sul recupero degli aiuti di stato, la Commissione Tributaria Regionale di Genova ha accolto l'istanza dell'ex AMGA ritenendo illegittimo l'operato dell'Agenzia delle Entrate.

Inoltre, la Corte di Cassazione con sentenze n. 7660/12 e 7661/12, depositate il 16/5/2012, ha accolto la contestazione della società AMPS Spa (fusa in Enia Spa) riguardante gli interessi e ha statuito che gli stessi "sono dovuti al tasso di interesse in vigore alla data di scadenza prevista per il versamento delle imposte

non corrisposte". Attualmente è in corso un contraddittorio con l'Agenzia delle Entrate, Direzione Provinciale di Parma, in relazione alla quantificazione degli interessi che saranno oggetto di rimborso.

NOTA 43_RISULTATO NETTO DA ATTIVITA' OPERATIVE CESSATE

Non presente nell'esercizio 2013 (12.730 migliaia di euro nell'esercizio 2012 a seguito della riclassifica dei risultati e delle valutazioni di Edipower e Delmi).

NOTA 44_UTILE (PERDITA) DI PERTINENZA DI TERZI

L'utile di terzi, pari a 11.401 migliaia di euro (9.612 migliaia di euro nell'esercizio 2012), si riferisce alla quota di pertinenza degli azionisti di minoranza delle società consolidate integralmente, ma non possedute al 100% dal Gruppo.

NOTA 45_UTILE (PERDITA) PER AZIONE

Ai fini del calcolo dell'utile base e diluito per azione si segnala che il numero delle azioni ordinarie dell'esercizio 2013 rappresenta la media ponderata, invariata rispetto al periodo precedente, in circolazione nel periodo di riferimento sulla base di quanto previsto dallo IAS 33 § 20.

	Esercizio 2013	Esercizio 2012
Utile (perdita) netto (migliaia di euro)	80.554	152.559
Numero medio ponderato di azioni in circolazione durante l'esercizio (migliaia)	1.276.226	1.276.226
Utile (perdita) per azione base (euro)	0,06	0,12

L'utile per azione diluito è calcolato dividendo l'utile netto per il numero di azioni rettificato. Quest'ultimo viene calcolato ipotizzando la conversione di tutti gli strumenti finanziari che hanno una potenzialità di diluizione delle azioni ordinarie.

	Esercizio 2013	Esercizio 2012
Utile (perdita) netto (migliaia di euro)	80.554	152.559
Numero medio ponderato di azioni (migliaia)	1.276.226	1.276.226
Numero medio ponderato di azioni ai fini del calcolo dell'utile per azione diluito (migliaia)	1.276.226	1.276.226
Utile (perdita) per azione diluito (euro)	0,06	0,12

NOTA 46_ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

La quota efficace delle variazioni di *fair value* della copertura di flussi finanziari, positiva per 25.134 migliaia di euro, si riferisce ai derivati stipulati come copertura sulla variazione dei tassi di interesse e ai derivati stipulati come copertura sulla variazione dei prezzi delle commodities (energia elettrica e gas).

Le perdite attuariali relative ai piani per dipendenti a benefici definiti ammontano a 3.462 migliaia di euro. La quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto, positiva per 3.004 migliaia di euro, si riferisce alle variazioni di *fair value* della copertura di flussi finanziari e commodities e alle perdite attuariali di società collegate.

L'effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo è negativo per 8.838 migliaia di euro.

XI. GARANZIE E PASSIVITA' POTENZIALI

Le garanzie prestate riguardano:

- a) Fideiussioni per impegni propri per 403.418 migliaia di euro (509.427 migliaia di euro al 31 dicembre 2012); le voci più significative si riferiscono a fideiussioni emesse a favore:
- di Provincia di Reggio Emilia per 60.481 migliaia di euro a fronte conferimento rifiuti e gestione operative e post-mortem di impianti soggetti ad A.I.A.;
 - di ENEL Distribuzione per 44.029 migliaia di euro a garanzia del contratto di servizio per il trasporto di energia elettrica;
 - della SNAM Rete Gas per 77.800 migliaia di euro, di cui 61.500 nell'interesse di OLT Offshore LNG Toscana in relazione alla realizzazione di un punto di consegna;
 - del GME per 25.300 migliaia di euro a garanzia del contratto di adesione al mercato;
 - di Comune Città di Torino per 27.476 migliaia di euro come garanzie definitive procedura AMIAT/TRM ;
 - di ATO-R per 41.000 migliaia di euro come garanzie definitive procedura AMIAT/TRM;
 - di Terna per 28.312 migliaia di euro a garanzia di contratti di dispacciamento in immissione ed in prelievo ed a garanzia della convenzione per il servizio di trasporto energia elettrica;
 - di Agenzie Dogane per euro 17.520 migliaia di euro a garanzia del regolare versamento dell'imposte erariali e addizionali comunali e provinciali sui consumi di energia elettrica ed accise gas;
 - di Provincia di Parma per 13.839 migliaia di euro a fronte conferimento rifiuti e gestione operative e post-mortem di impianti soggetti ad A.I.A.;
 - di Genova Reti Gas per 11.189 migliaia di euro a garanzia contratto distribuzione gas naturale;
 - di G.S.E. SpA per 11.036 migliaia di euro per procedura asta ottenimento incentivi sull'impianto PAI di Parma;
 - del Ministero dell'Ambiente per 6.275 migliaia di euro ;
 - di Provincia di Piacenza per 3.349 migliaia di euro a fronte conferimento rifiuti e gestione operative e post-mortem di impianti soggetti ad A.I.A.
 - di ATERSIR per 3.060 per convenzioni aree emiliane S.I.I. e S.G.R.U.;
 - di AES Torino per 2.264 migliaia di euro a garanzia contratto distribuzione gas naturale;
 - del Comune di Moncalieri per 1.486 migliaia di euro a garanzia dell'esecuzione delle opere di urbanizzazione indotta;
 - di REAM SGR S.p.A. per 2.309 migliaia di euro a garanzia dei futuri canoni di locazione degli immobili conferiti al fondo immobiliare denominato Fondo Core Multiutilities;
 - di Reale Immobili S.p.A. per 1.200 migliaia di euro relativamente alla compravendita immobile sede Iren TO di Via Bertola;
 - del Comune di Genova per 2.192 migliaia di euro a garanzia di lavori sulla rete gas;
 - di FCT Holding per 2.000 migliaia di euro come garanzia definitiva procedura AMIAT/TRM;
- b) Garanzie prestate per conto di società controllate e collegate per 240.675 migliaia di euro, principalmente a garanzia affidamenti bancari;

Si segnala che gli importi più rilevanti, relativi alle garanzie prestate per conto di società collegate, attengono alla società collegata Sinergie Italiane (in particolare riguardano garanzie per affidamenti bancari e patronage per 57.167 migliaia di euro alla data del 31.12.2013 contro i 115.402 migliaia di euro al 31.12.2012). I liquidatori hanno condotto a termine i principali contratti di approvvigionamento e dal 1° ottobre 2012 l'attività operativa della società è quindi unicamente costituita dall'acquisto di gas a lungo termine dal fornitore russo Gazprom e dalla vendita dello stesso ai soci o loro controllate, tra i quali Iren Mercato. Inoltre avendo la società Sinergie italiane da Ottobre 2013 ceduto l'attività di importazione del gas di provenienza russa ai soci o loro controllate, è proseguito il progressivo rientro dell'esposizione finanziaria della società con riduzione degli obblighi di garanzia dei soci.

Si segnala inoltre la fideiussione emessa a favore di Banca Intesa per 5.368 migliaia di euro a garanzia del mutuo della società collegata Mestni Plinovodi.

IMPEGNI

Relativamente alla controllata Mediterranea delle Acque, si segnala l'esistenza di un impegno all'interno dell'Accordo quadro con il Socio F2i rete idrica S.p.A. che prevede al paragrafo 15 un obbligo di indennizzo da parte di Iren Acqua Gas in caso di passività, perdite o danni subiti da F2i o da Mediterranea delle Acque stessa o dalle sue partecipate, derivanti da non veridicità o non correttezza delle dichiarazioni espresse nell'accordo stesso, con specifico e significativo riferimento ai contenziosi fiscali in essere tra cui, specificamente individuato, il contenzioso instaurato con l'Agenzia delle Entrate per il riconoscimento degli ammortamenti dedotti da Mediterranea delle Acque relativamente al ramo di azienda idrico conferito nel dicembre 1999 da Amga S.p.A. nella neo costituita Genova Acque S.p.A. (poi diventata Mediterranea delle Acque in seguito a fusione con gli Acquedotti privati genovesi).

Si segnala inoltre l'impegno nei confronti di Cariparma da parte di Iren S.p.A. a mantenere il controllo della società Iren Ambiente Holding e da parte di Iren Ambiente Holding a detenere, direttamente o indirettamente, la titolarità di un pacchetto di quote pari ad almeno il 70% del capitale sociale di Varsi Fotovoltaico, di Busseto Fotovoltaico, di Fontanellato Fotovoltaico e di Medesano Fotovoltaico che hanno in essere un contratto di finanziamento con Cariparma stessa.

PASSIVITA' POTENZIALI

Mediterranea delle Acque: Contenzioso ufficio entrate

Con riferimento al contenzioso con l'Agenzia delle Entrate di Genova 1 inerente gli avvisi di accertamento anni 2003, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008 ai sensi art. 37 bis comma 4 dpr 600/73 conferimento ramo di Azienda, ampiamente illustrato nel bilancio al 31 dicembre 2012, vengono di seguito riportati gli eventi e gli aggiornamenti intervenuti nel corso del 2013 e sino alla data di approvazione del presente bilancio da parte del Consiglio di Amministrazione.

Con riferimento alle Sentenze relative alle annualità 2003, 2004 e 2005, come già riferito nei bilanci precedenti, la Commissione Tributaria Provinciale di Genova ha accolto le ragioni dell'Ufficio limitatamente all'imposta; la società ha presentato appello con conseguente costituzione dinanzi la Commissione Tributaria Regionale in data 8 Luglio 2011.

L'Ufficio ha anch'esso presentato appello nei termini, limitatamente alla parte sanzioni, in relazione alle quali la Commissione Tributaria Provinciale in Sentenza aveva accolto le ragioni della società.

Anche con riferimento all'annualità 2006 la Commissione Tributaria Provinciale di Genova, ha accolto le ragioni dell'Ufficio, limitatamente all'imposta; la società ha tempestivamente impugnato la sentenza dinanzi la Commissione Tributaria Regionale ed è in attesa della fissazione dell'udienza.

In data 8 agosto 2012 è stato notificato l'avviso di accertamento per l'annualità 2007, sempre relativo all'avvenuta deduzione della quota di ammortamento - per quell'anno - dei valori derivanti dal conferimento d'azienda del 23 dicembre 1999 operato da AMGA S.p.A (maggiore imposta accertata per euro 1.503.342).

La Società ha proposto il relativo ricorso e si è costituita in giudizio l'11/12/2012.

In data 8 marzo 2013 è stato notificato l'avviso di accertamento per l'annualità 2008, sempre relativo all'avvenuta deduzione della quota di ammortamento - per quell'anno - dei valori derivanti dal conferimento d'azienda del 23 dicembre 1999 operato da AMGA S.p.A (maggiore imposta accertata per euro 1.267.248).

La Società ha proposto il relativo ricorso in data 24/04/2013 e si è costituita in giudizio il 9/05/2013.

Nel corso del 2013 la società ha subito un accesso da parte della Direzione Regionale delle Entrate della Liguria relativamente agli anni 2009, 2010 e 2011.

L'accesso è ancora in corso con riferimento all'annualità 2011, mentre con riferimento alle annualità 2009 e 2010 la società ha proceduto a definire alcuni rilievi di scarsa entità, mentre, al momento non sono ancora stati notificati gli avvisi di accertamento 2009 e 2010 relativi all'avvenuta deduzione della quota di

ammortamento - per quegli anni - dei valori derivanti dal conferimento d'azienda del 23 dicembre 1999 operato da AMGA S.p.A..

In data 11/07/2013 è pervenuta la cartella di pagamento n. 048 2013 00256217 11 di euro 1.126.454,57 (Ente Creditore Agenzia delle Entrate) afferente IRES esercizio 2006. Tale importo, comprensivo di interessi e spese di notifica, è dovuto a seguito della decisione Commissione Tributaria Provinciale Ruolo n.2013/000472.

In data 11/07/2013 è pervenuta la cartella di pagamento n. 048 2013 00256218 12 di euro 145.083,18 (Ente Creditore Agenzia delle Entrate) afferente IRAP esercizio 2006. Tale importo, comprensivo di interessi e spese di notifica, è dovuto a seguito decisione Commissione Tributaria Provinciale Ruolo n.2013/000472.

Gli importi relativi sono stati tempestivamente versati con riserva entro la data di scadenza (inizio di settembre 2013).

La Società, anche alla luce del parere rilasciato dai consulenti fiscali che l'assistono, ritiene che il rischio derivante dal contenzioso sia qualificabile come passività potenziale ai sensi dello IAS 37, trattandosi di un onere possibile ma non probabile: di conseguenza, coerentemente con le indicazioni del principio contabile di riferimento, se ne è data evidenza nelle note esplicative via via redatte, senza costituire alcun accantonamento. Tale giudizio si fonda sulla convinzione che sia probabile che la Società non debba sostenere alcun onere a fronte di tale obbligazione, considerando solide le ragioni difensive fatte valere in sede contenziosa.

L'esame delle motivazioni della sentenza di primo grado, compiuto anche con il supporto dei consulenti legali della società, non ha portato a rivedere il giudizio probabilistico sopra formulato: esse appaiono infatti viziate sul piano logico e giuridico, e si ritiene che la decisione sarà riformata nei successivi gradi di giudizio. È stato pertanto dato mandato ai legali di predisporre l'atto di appello, che è stato depositato nei termini.

Allo stato attuale del contraddittorio, per le ragioni sopra indicate - adeguatamente motivate negli atti prodotti in sede di contenzioso - e sulla base delle motivazioni delle sentenze di primo grado, che hanno giustificano la proposizione dell'appello, la Società ritiene che si addiverrà all'accoglimento integrale del ricorso ed all'annullamento degli avvisi di accertamento.

La Società pertanto non ritiene di dover effettuare uno specifico accantonamento, non essendo probabile l'impiego di risorse economiche a saldo delle pretese erariali.

Ai sensi del paragrafo 86 dello IAS 37, si forniscono le seguenti informazioni relative alla passività potenziale in commento:

- a) qualora si dovesse consolidare l'orientamento risultante dalle sentenze sopra richiamate, si dovrebbero considerare indeducibili per la Società, per tutti gli anni ancora aperti ai fini delle imposte sui redditi, tutti gli ammortamenti da calcolarsi da Mediterranea delle Acque S.p.A. sulla plusvalenza contabile realizzata in occasione dei conferimenti da AMGA S.p.A., ed a suo tempo non assoggettata ad imposta in capo a quest'ultima, pari a circa 93 milioni di euro. Ciò comporterebbe un onere complessivo per imposte e interessi pari a circa 32,4 milioni di euro, di cui circa 1,3 milioni di euro per maggiori imposte di competenza dell'esercizio 2013.
- b) quand'anche l'evoluzione fosse avversa, non è possibile stabilire quale sarà il momento in cui si consoliderà l'orientamento sfavorevole alla Società e quando si renderanno dovute le somme sopra indicate (anche tenendo conto delle dinamiche proprie della Riscossione tributaria, che pur in pendenza di giudizio dispongono la corresponsione provvisoria di una parte dell'imposta accertata in caso di soccombenza);
- c) la probabilità che occorrerà impiegare risorse atte a produrre benefici economici per adempiere all'obbligazione tributaria è considerata dalla Società meramente possibile.

Istruttoria dell’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas

Con riferimento al procedimento avviato con deliberazione VIS 165/10 dall’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas e notificato ad Iren Mercato in data 25/11/2010, evidenziato in occasione della chiusura del bilancio al 31 dicembre 2012, si segnala che con deliberazione assunta in data 12 Marzo 2013 n. 380/2013/EEL, la stessa Autorità ha archiviato il procedimento sanzionatorio accogliendo integralmente le difese di Iren Mercato S.p.A.

XII. INFORMATIVA PER SETTORI DI ATTIVITA'

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.

SETTORI DI ATTIVITA'

Il Gruppo Iren opera nei seguenti settori di attività:

- Generazione e Teleriscaldamento (Produzione Idroelettrica, Cogenerazione elettrica e calore, reti di teleriscaldamento e produzione da Fonti rinnovabili);
- Mercato (Vendita energia elettrica, gas, calore);
- Infrastrutture Energetiche (Reti di distribuzione dell'energia elettrica, reti di distribuzione del gas, impianti di rigassificazione LNG);
- Servizio Idrico Integrato (vendita e distribuzione acqua, depurazione e fognatura);
- Ambiente (Raccolta e Smaltimento rifiuti);
- Altri servizi (Telecomunicazioni, Illuminazione Pubblica, Servizi global service 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 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 (area Nord-Ovest).

Nei prospetti seguenti vengono esposti il capitale investito netto e i conti economici (fino al risultato operativo) per settore di attività e il comparativo con i valori del 2012.

Relativamente al capitale immobilizzato si è ritenuto opportuno appostare nella colonna "non allocabili" le partecipazioni detenute dal gruppo.

Si rimanda alla Relazione sulla Gestione, al paragrafo Situazione economica patrimoniale finanziaria del Gruppo Iren - Analisi per settori di attività per il commento sull'andamento dei settori di attività.

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 31 dicembre 2013

milioni di euro

	Generazione e Tlr	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.904	55	1.372	988	336	28	189	4.871
Capitale circolante netto	134	20	(84)	86	(30)	(12)	7	121
Altre attività e passività non correnti	(100)	36	(64)	(272)	(51)	(13)	(15)	(478)
Capitale investito netto (CIN)	1.939	111	1.224	801	255	4	180	4.514
Patrimonio netto								1.989
Posizione Finanziaria netta								2.525
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								4.514

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 31 dicembre 2012

milioni di euro

	Generazione e Tlr	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.621	51	1.287	950	296	36	494	4.735
Capitale circolante netto	161	48	(20)	106	(25)	(43)	8	235
Altre attività e passività non correnti	(77)	3	(55)	(264)	(46)	(11)	(12)	(461)
Capitale investito netto (CIN)	1.705	102	1.212	792	225	(17)	490	4.509
Patrimonio netto								1.954
Posizione Finanziaria netta								2.555
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								4.509

Conto Economico per settori di attività al 31 dicembre 2013

milioni di euro

	Generazione e Tlr	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	1.010	3.098	388	450	214	90	(1.802)	3.448
Totale costi operativi	(817)	(2.991)	(203)	(328)	(178)	(87)	1.802	(2.802)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	193	107	185	122	36	3	-	646
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(109)	(55)	(60)	(73)	(30)	(5)		(333)
Risultato operativo (EBIT)	84	52	125	49	6	(3)	-	313

Conto Economico per settori di attività al 31 dicembre 2012

milioni di euro

	Generazione e Tlr	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	983	4.052	385	432	211	131	(1.867)	4.328
Totale costi operativi	(773)	(3.999)	(205)	(316)	(172)	(99)	1.867	(3.698)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	210	52	180	116	39	32	-	630
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(82)	(39)	(54)	(83)	(23)	(15)	-	(295)
Risultato operativo (EBIT)	129	14	126	33	16	17	-	334

I dati comparativi dell'esercizio 2012 sono stati riclassificati per esporre nella voce "Accantonamenti", coerentemente con quanto fatto nell'esercizio 2013, l'adeguamento del fondo ripristino beni di terzi, precedentemente classificato nella voce "Oneri finanziari" (6,8 milioni di euro).

XIII. ALLEGATI AL BILANCIO CONSOLIDATO

ELENCO DELLE IMPRESE CONSOLIDATE INTEGRALMENTE

ELENCO DELLE IMPRESE CONSOLIDATE PROPORZIONALMENTE

ELENCO DELLE IMPRESE VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

ELENCO DELLE PARTECIPAZIONI IN ALTRE IMPRESE

DATI DI BILANCIO DELLE PRINCIPALI SOCIETA' CONSOLIDATE INTEGRALMENTE
PROPORZIONALMENTE E VALUTATE A PATRIMONIO NETTO

RICONCILIAZIONE PROSPETTI DI BILANCIO IAS/IFRS CON I PROSPETTI DI BILANCIO
RICLASSIFICATI (Comunicazione Consob n. 6064293 del 26 luglio 2006)

PROSPETTO IMPOSTE ANTICIPATE E DIFFERITE

DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

CORRISPETTIVI ALLA SOCIETA' DI REVISIONE

ELENCO DELLE IMPRESE CONSOLIDATE INTEGRALMENTE

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Iren Acqua Gas S.p.A.	Genova	Euro	386.963.511	100,00	Iren
Iren Ambiente Holding S.p.A.	Piacenza	Euro	1.000.000	100,00	Iren
Iren Ambiente S.p.A.	Piacenza	Euro	63.622.002	100,00	Iren
Iren Emilia S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	196.832.103	100,00	Iren
Iren Energia S.p.A.	Torino	Euro	918.767.148	100,00	Iren
Iren Mercato S.p.A.	Genova	Euro	61.356.220	100,00	Iren
AEM Torino Distribuzione S.p.A.	Torino	Euro	126.127.156	100,00	Iren Energia
AGA S.p.A.	Genova	Euro	11.000.000	99,64	Iren Emilia
AMIAT V. S.p.A.	Torino	Euro	1.000.000	93,0592 0,0008	Iren Emilia Iren
Bonifica Autocisterne	Piacenza	Euro	595.000	51,00	Iren Ambiente Holding
C.EL.PI. Srl (**)	Torino	Euro	293.635	99,93	Iren Energia
CAE Amga Energia S.p.A.	Genova	Euro	10.000.000	100,00	Iren Mercato
Climatel S.r.l.	Savona	Euro	10.000	100,00	O.C.Clim
Consorzio GPO	Genova	Euro	20.197.260	62,35	Iren Emilia
Enia Parma S.r.l.	Parma	Euro	300.000	100,00	Iren Emilia
Enia Piacenza S.r.l.	Piacenza	Euro	300.000	100,00	Iren Emilia
Enia Reggio Emilia S.r.l.	Reggio Emilia	Euro	300.000	100,00	Iren Emilia
Eniatiel S.p.A.	Piacenza	Euro	500.000	100,00	Iren Emilia
GEA Commerciale S.p.A.	Grosseto	Euro	340.910	100,00	Iren Mercato
Genova Reti Gas S.r.l.	Genova	Euro	1.500.000	100,00	Iren Acqua Gas
Idrotigullio S.p.A.	Chiavari (GE)	Euro	979.000	66,55	Mediterranea delle Acque
Immobiliare delle Fabbriche S.r.l.	Genova	Euro	90.000	100,00	Mediterranea delle Acque
Iren Servizi e Innovazione S.p.A. (già Iride Servizi S.p.A.) (*)	Torino	Euro	52.242.791	93,78 6,22	Iren Energia Iren Emilia
Laboratori Iren Acqua Gas S.p.A.	Genova	Euro	2.000.000	90,89	Iren Acqua Gas
Mediterranea delle Acque S.p.A.	Genova	Euro	19.203.411	60,00	Iren Acqua Gas
Monte Querce	Reggio Emilia	Euro	100.000	60,00	Iren Ambiente
Nichelino Energia S.r.l.	Torino	Euro	8.500.000	67,00 33,00	Iren Energia AES Torino
O.C.Clim S.r.l.	Savona	Euro	100.000	100,00	CAE Amga Energia
Tecnoborgo S.p.A.	Piacenza	Euro	10.379.640	50,50 0,50	Iren Ambiente Iren

(*) In data 14 febbraio 2014, a seguito dell'iscrizione nel Registro delle Imprese di Torino, la società ha cambiato denominazione sociale in "Iren Servizi e Innovazione S.p.A."

(**) A completamento del processo di liquidazione, in data 20 gennaio 2014 CELPI è stata cancellata dal Registro delle Imprese di Torino

ELENCO DELLE IMPRESE CONSOLIDATE PROPORZIONALMENTE

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Acque Potabili Crotone	Torino	Euro	100.000	100,00	Società Acque Potabili
Acquedotto Monferrato	Torino	Euro	600.000	100,00	Società Acque Potabili
Acquedotto Savona	Savona	Euro	500.000	100,00	Società Acque Potabili
AES Torino S.p.A.	Torino	Euro	110.500.000	51,00	Iren Energia
Agriren	Reggio Emilia	Euro	100.000	95,00	Iren Rinnovabili
Busseto fotovoltaico	Reggio Emilia	Euro	20.000	100,00	Greensource
C8 fotovoltaico	Reggio Emilia	Euro	20.000	100,00	Greensource
Enia Solaris S.r.l.	Reggio Emilia	Euro	100.000	100,00	Greensource
Fidenza fotovoltaico	Reggio Emilia	Euro	20.000	100,00	Greensource
Fontanellato fotovoltaico	Reggio Emilia	Euro	20.000	100,00	Greensource
Greensource	Reggio Emilia	Euro	1.000.000	100,00	Iren Rinnovabili
IREN Rinnovabili S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	285.721	70,00	Iren Ambiente Holding
Medesano fotovoltaico	Reggio Emilia	Euro	20.000	100,00	Greensource
Millenaria fotovoltaico	Reggio Emilia	Euro	50.000	100,00	Greensource
Olt Offshore Toscana LNG S.p.A.	Milano	Euro	145.750.700	41,71	Iren Mercato
Pellegrino fotovoltaico	Reggio Emilia	Euro	20.000	100,00	Greensource
Pluris energy fotovoltaico	Reggio Emilia	Euro	10.000	100,00	Greensource
Project Financing Management	Reggio Emilia	Euro	3.000.000	100,00	Greensource
Roccabianca fotovoltaico	Reggio Emilia	Euro	20.000	100,00	Greensource
San secondo fotovoltaico	Reggio Emilia	Euro	20.000	100,00	Greensource
Società Acque Potabili S.p.A.	Torino	Euro	3.600.295	30,86	Iren Acqua Gas
Varsi fotovoltaico	Reggio Emilia	Euro	20.000	100,00	Greensource

ELENCO DELLE IMPRESE VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
A2A Alfa S.r.l.	Milano	Euro	100.000	30,00	Iren Mercato
ABM Next	Bergamo	Euro	25.825	45,00	Società Acque Potabili
Aciam S.p.A. (*)	Avezzano	Euro	258.743	29,09	Iren Ambiente Holding
Acos Energia S.p.A.	Novi Ligure	Euro	150.000	25,00	Iren Mercato
Acos S.p.A.	Novi Ligure	Euro	17.075.864	25,00	Iren Emilia
Acquaenna S.c.p.a.	Enna	Euro	3.000.000	46,00	Iren Acqua Gas
Aguas de San Pedro	S.Pedro Sula (Honduras)	Lempiras	159.900	30,00	Iren Acqua Gas
Aiga S.p.A.	Ventimiglia	Euro	104.000	49,00	Iren Acqua Gas
Amat S.p.A.	Imperia	Euro	5.435.372	48,00	Iren Acqua Gas
AMIAT S.p.A.	Torino	Euro	46.326.462	49,00	AMIAT V. S.p.A.
Amter S.p.A.	Cogoleto	Euro	404.263	49,00	Mediterranea delle Acque
ASA S.p.A.	Livorno	Euro	28.613.414	40,00	AGA
ASTEA	Recanati	Euro	76.115.676	21,32	Consorzio GPO
Atena S.p.A.	Vercelli	Euro	8.203.255	40,00	Iren Emilia
Domus Acqua S.r.l.	Domusnovas	Euro	96.000	29,00	Iren Acqua Gas
Fata Morgana S.p.A. (**)	Reggio Calabria	Euro	1.402.381	25,00	Iren Emilia
Fin Gas srl	Milano	Euro	10.000	50,00	Iren Mercato
Gas Energia S.p.A. (*)	Torino	Euro	3.570.000	20,00	Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi)
GICA s.a.	Lugano	CHF	4.000.000	24,99	Iren Mercato
Global Service Parma	Parma	Euro	20.000	30,00	Iren Emilia
Il Tempio S.r.l.	Reggio Emilia	Euro	110.000	45,50	Iren Emilia
Iniziative Ambientali S.r.l.	Novellara	Euro	100.000	40,00	Iren Ambiente Holding
Mestni Plinovodi	Koper (Slovenia)	Euro	15.952.479	49,88	Iren Acqua Gas
Mondo Acqua	Mondovì	Euro	1.100.000	38,50	Iren Acqua Gas
Piana Ambiente S.p.A. (**)	Gioia Tauro	Euro	1.719.322	25,00	Iren Emilia
Plurigas (***)	Milano	Euro	800.000	30,00	Iren
Rio Riazzone S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	103.292	44,00	Iren Ambiente Holding
S.M.A.G.	Genova	Euro	20.000	30,00	Iren Acqua Gas
Salerno Energia Vendite	Salerno	Euro	2.447.526	39,40	GEA Commerciale
Sea Power & Fuel S.r.l.	Genova	Euro	10.000	50,00	Iren Mercato
Sinergie Italiane S.r.l. (***)	Milano	Euro	1.000.000	30,94	Iren Mercato
So. Sel. S.p.A.	Modena	Euro	240.240	24,00	Iren Emilia
Tirana Acque (***)	Genova	Euro	95.000	50,00	Iren Acqua Gas
TRM V. S.p.A.	Torino	Euro	1.000.000	24,70	Iren
				0,10	Iren Ambiente
				0,10	Iren Emilia
				0,10	Iren Energia
Valle Dora Energia Srl	Torino	Euro	537.582	49,00	Iren Energia
VEA Energia e Ambiente	Pietra Santa	Euro	96.000	37,00	Iren Mercato

(*) società classificata tra le attività destinate ad essere cedute

(**) società in liquidazione classificata tra le attività destinate ad essere cedute

(***) società in liquidazione

ELENCO DELLE PARTECIPAZIONI IN ALTRE IMPRESE

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Acque Potabili Siciliane	Palermo	Euro	5.000.000	56,77 9,83	Società Acque Potabili Mediterranea delle Acque
Astea Energia	Osimo (AN)	Euro	117.640	6,00	Iren Mercato
Atena Patrimonio	Vercelli	Euro	73.829.295	14,65	Iren Emilia
ATO2 Acque	Biella	Euro	48.000	12,50	Iren Acqua Gas
Autostrade Centro Padane	Cremona	Euro	30.000.000	1,46	Iren Emilia
BT ENIA Telecomunicazioni	Parma	Euro	4.226.000	12,01	Iren Emilia
C.R.P.A. S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	1.851.350	5,40	Iren Emilia
Consorzio L.E.A.P.	Piacenza	Euro	1.192.079	0,84	Iren Ambiente Holding
Consorzio Topix	Torino	Euro	1.685.000	0,30	Iren Energia
Cosme Srl	Genova	Euro	320.000	1,00	Iren Acqua Gas
CSP Scrl	Torino	Euro	641.000	6,10	Iren Energia
Energia Italiana S.p.A.	Milano	Euro	26.050.000	11,00	Iren Energia
Environment Park S.p.A.	Torino	Euro	11.406.780	3,39	Iren Energia
Nord Ovest Servizi	Torino	Euro	7.800.000	10,00	Iren Acqua Gas
RE Innovazione	Reggio Emilia	Euro	882.872	0,87	Iren Ambiente Holding
Rupe S.p.A.	Genova	Euro	3.057.898	0,39	Immobiliare delle Fabbriche
S.D.B. S.p.A.	Torino	Euro	536.000	1,00	Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi)
Stadio Albaro	Genova	Euro	1.230.000	2,00	CAE Amga Energia
T.I.C.A.S.S.	Genova	Euro	98.000	4,08	Iren Acqua Gas
TLR V. S.p.A.	Torino	Euro	120.000	99,996 0,001	Iren Energia Iren
				0,001	Iren Ambiente
				0,001	Iren Emilia
Valfontanabuona Sport S.r.l. (*)	Genova	Euro	45.250	51,000	O.C.Clim S.r.l.

(*) partecipazione destinata alla vendita

**DATI DI BILANCIO DELLE PRINCIPALI SOCIETA' CONSOLIDATE INTEGRALMENTE
PROPORZIONALMENTE E VALUTATE A PATRIMONIO NETTO**

Società consolidate integralmente

Società	Valuta	Totale Attivo	Patrimonio netto	Totale Ricavi	Risultato
Iren Acqua Gas S.p.A.	Euro	1.218.504.618	609.566.467	188.941.537	16.213.933
Iren Ambiente Holding S.p.A.	Euro	9.439.573	8.992.017	130.668	(153.148)
Iren Ambiente S.p.A.	Euro	368.388.070	92.340.420	87.778.193	7.022.612
Iren Emilia S.p.A.	Euro	685.078.801	338.421.197	469.586.115	12.507.157
Iren Energia S.p.A.	Euro	2.521.761.796	1.379.047.278	957.759.815	60.898.789
Iren Mercato S.p.A.	Euro	1.397.460.012	130.179.747	3.087.537.732	7.042.366
AEM Torino Distribuzione S.p.A.	Euro	484.969.950	210.195.204	155.566.735	21.404.860
AGA S.p.A.	Euro	19.733.902	6.905.823	217	(318.390)
AMIAT V. S.p.A.	Euro	29.412.186	29.355.232	-	430.232
Bonifica Autocisterne	Euro	887.022	513.983	1.124.353	28.427
C.EL.PI. (in liquidazione)	Euro	293.811	281.237	-	-
CAE Amga Energia S.p.A.	Euro	62.885.172	24.495.442	33.812.908	137.523
Climatel S.r.l.	Euro	375.777	138.890	370.295	21.782
Consorzio GPO	Euro	21.710.053	21.647.561	-	435.597
Enia Parma S.r.l.	Euro	59.233.382	6.415.891	106.030.687	1.740.151
Enia Piacenza S.r.l.	Euro	27.651.328	2.412.910	58.793.027	1.424.091
Enia Reggio Emilia S.r.l.	Euro	52.347.849	2.774.903	100.466.835	1.942.207
Eniatiel S.p.A.	Euro	2.482.623	1.461.616	2.359.437	311.616
GEA Commerciale S.p.A.	Euro	9.124.845	3.516.157	18.775.477	904.352
Genova Reti Gas S.r.l.	Euro	70.629.582	12.753.623	59.932.844	10.256.891
Idrotigullio S.p.A.	Euro	37.166.316	10.192.567	17.110.272	1.123.871
Immobiliare delle Fabbriche S.r.l.	Euro	10.657.379	10.484.847	13.388	(36.794)
Iren Servizi e Innovazione S.p.A. (già Iride Servizi S.p.A.)	Euro	153.743.832	88.006.262	75.862.316	4.584.639
Laboratori Iren Acqua Gas S.p.A.	Euro	10.356.917	4.891.320	8.251.058	196.814
Mediterranea delle Acque S.p.A.	Euro	628.432.200	440.582.253	131.997.605	21.793.546
Monte Querce	Euro	748.747	100.000	30.227	-
Nichelino Energia S.r.l.	Euro	23.861.826	9.972.837	4.817.434	1.121.860
O.C.Clim S.r.l.	Euro	9.288.104	3.303.682	7.617.671	52.258
Tecnoborgo S.p.A.	Euro	32.919.700	21.959.257	21.247.572	1.673.293

Società consolidate proporzionalmente

Società	Valuta	Totale Attivo	Patrimonio netto	Totale Ricavi	Risultato
Acque Potabili Crotone	Euro	13.307.327	1.444.617	2.625	(2.828.157)
Acquedotto Monferrato	Euro	13.261.653	2.723.431	187.166	(103.537)
Acquedotto Savona	Euro	33.985.596	8.332.928	14.342.285	259.441
AES Torino S.p.A.	Euro	679.296.340	330.595.339	190.312.390	73.801.911
Agriren	Euro	100.000	100.000	-	-
Busseto fotovoltaico	Euro	1.774.031	167.626	106.283	9.307
C8 fotovoltaico	Euro	4.602.281	1.610.187	240.563	20.844
Enia Solaris S.r.l.	Euro	26.335.203	4.965.126	2.921.294	6.401
Fidenza fotovoltaico	Euro	3.534.314	674.537	221.104	(809)
Fontanellato fotovoltaico	Euro	3.729.423	301.061	171.221	(19.171)
Greensource	Euro	27.331.908	19.650.811	472.700	(116.681)
IREN Rinnovabili S.p.A.	Euro	30.254.814	16.600.671	3.503.784	15.069
Medesano fotovoltaico	Euro	2.953.040	335.427	142.466	(8.991)
Millenaria fotovoltaico	Euro	3.584.529	1.273.100	164.979	1.133
Olt Offshore Toscana LNG S.p.A.	Euro	987.840.623	134.482.720	38.736.510	(756.211)
Pellegrino fotovoltaico	Euro	2.252.159	422.069	136.119	(3.854)
Pluris energy fotovoltaico	Euro	4.892.124	407.536	257.314	13.486
Project Financing Management	Euro	3.552.943	3.233.423	376.807	(9.895)
Roccabianca fotovoltaico	Euro	3.486.046	537.271	209.217	(10.034)
San secondo fotovoltaico	Euro	3.502.853	832.616	215.509	3.619
Società Acque Potabili S.p.A.	Euro	256.086.421	98.221.939	63.401.364	(4.820.245)
Varsi fotovoltaico	Euro	3.187.604	170.889	201.664	6.437

Società valutate a patrimonio netto

Società	Valuta	Totale Attivo	Patrimonio netto	Totale Ricavi	Risultato
A2A Alfa S.r.l.	Euro	1.673.343	1.584.835	-	(41.123)
ABM Next	Euro	2.237.262	224.555	2.319.376	52.063
Acos Energia S.p.A.	Euro	15.653.372	3.016.172	27.795.639	799.888
Acos S.p.A. (*)	Euro	102.651.862	32.809.450	57.095.855	1.762.143
Acquaenna S.c.p.a. (*)	Euro	63.390.293	2.591.826	18.046.262	(1.086.072)
Aguas de San Pedro	Lempiras	762.318.665	449.108.353	332.436.924	66.195.741
Aiga S.p.A.	Euro	5.504.920	687.559	2.348.896	3.815
Amat S.p.A. (*)	Euro	37.209.333	6.235.581	8.335.131	90.129
AMIAT S.p.A.	Euro	264.073.270	74.809.670	193.763.599	1.541.535
Amter S.p.A.	Euro	5.041.965	1.342.829	4.379.901	187.010
ASA S.p.A. (**)	Euro	253.128.172	65.022.528	71.334.899	24.612.059
ASTEA (*)	Euro	141.615.600	82.466.890	50.306.500	1.453.436
Atena S.p.A. (*)	Euro	80.159.023	13.769.450	89.158.753	2.420.909
Domus Acqua S.r.l. (*)	Euro	1.008.022	235.429	396.438	11.630
Fin Gas srl	Euro	19.659.914	19.649.024	-	(44.458)
GICA s.a.	CHF	446.308	(3.977.538)	1.957.776	(2.227.617)
Global Service Parma (***)	Euro	11.800.996	263.756	5.169.970	243.756
Il Tempio S.r.l. (*)	Euro	3.770.979	226.208	351.192	84.732
Iniziative Ambientali S.r.l. (**)	Euro	14.928.015	1.268.425	76.809	36.172
Mestni Plinovodi (*)	Euro	32.339.820	17.940.377	11.135.761	122.717
Mondo Acqua (*)	Euro	6.250.415	1.190.209	3.959.952	7.951
Plurigas (in liquidazione)	Euro	74.039.565	42.576.772	53.320.877	651.276
Rio Riazzone S.p.A. (*)	Euro	941.268	500.811	160.982	1.349
S.M.A.G. S.r.l. (*)	Euro	1.707.345	159.859	2.540.006	118.151
Salerno Energia Vendite	Euro	24.067.184	5.049.525	41.761.011	1.647.226
Sea Power & Fuel S.r.l.	Euro	14.467	6.644	-	(705)
Sinergie Italiane (in liquidazione)	Euro	66.850.082	(24.878.506)	459.609.337	7.672.349
So. Sel. S.p.A.	Euro	9.837.760	2.663.504	12.739.025	249.914
Tirana Acque (in liquidazione) (*)	Euro	302.409	(597.124)	-	(6.598)
TRM V. S.p.A.	Euro	497.000.041	134.526.626	26.426.522	(6.147.880)
Valle Dora Energia S.r.l.	Euro	633.360	558.859	104.000	16.784
VEA Energia e Ambiente	Euro	3.824.825	1.632.903	6.499.049	462.108

(*) dati bilancio al 31/12/2012

(**) dati bilancio al 30/06/2013

(***) dati bilancio al 30/09/2013

RICONCILIAZIONE PROSPETTI DI BILANCIO IAS/IFRS CON I PROSPETTI DI BILANCIO RICLASSIFICATI (Comunicazione Consob n. 6064293 del 26 luglio 2006)

	SP IAS/IFRS		SP RICLASSIFICATO	migliaia di euro
Attività materiali	3.201.332			
Investimenti immobiliari	15.341			
Attività immateriali	1.351.065			
Avviamento	124.596			
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	163.578			
Altre partecipazioni	15.492			
Totale (A)	4.871.404	Attivo Immobilizzato (A)		4.871.404
Altre attività non correnti	59.153			
Debiti vari e altre passività non correnti	(190.289)			
Totale (B)	(131.136)	Altre attività (Passività) non correnti (B)		(131.136)
Rimanenze	107.872			
Crediti commerciali	1.050.310			
Crediti per imposte correnti	5.805			
Crediti vari e altre attività correnti	216.599			
Debiti commerciali	(1.010.790)			
Debiti vari e altre passività correnti	(236.486)			
Debiti per imposte correnti	(12.259)			
Totale (C)	121.051	Capitale circolante netto (C)		121.051
Attività per imposte anticipate	309.820			
Passività per imposte differite	(179.231)			
Totale (D)	130.589	Attività (Passività) per imposte differite (D)		130.589
Benefici ai dipendenti	(118.034)			
Fondi per rischi ed oneri	(288.769)			
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(74.709)			
Totale (E)	(481.512)	Fondi e Benefici ai dipendenti (E)		(481.512)
Attività destinate ad essere cedute	3.588			
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	(6)			
Totale (F)	3.582	Attività (Passività) destinate a essere cedute (F)		3.582
		Capitale investito netto (G=A+B+C+D+E+F)		4.513.978
Patrimonio Netto (H)	1.989.027	Patrimonio Netto (H)		1.989.027
Attività finanziarie non correnti	(60.167)			
Passività finanziarie non correnti	1.913.299			
Totale (I)	1.853.132	Indeb. finanziario a medio e lungo termine (I)		1.853.132
Attività finanziarie correnti	(255.774)			
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(55.613)			
Passività finanziarie correnti	983.206			
Totale (L)	671.819	Indeb. finanziario a breve termine (L)		671.819
		Indebitamento finanziario netto (M=I+L)		2.524.951
		Mezzi propri e indeb. finanziario netto (H+M)		4.513.978

PROSPETTO IMPOSTE ANTICIPATE E DIFFERITE ESERCIZIO 2013

	differenze			
	iniziale	formazione	riversamento	residuo
<u>Imposte anticipate</u>				
Compenso amministratori sindaci revisori	3.545	2.033	2.115	3.463
Fondi non rilevanti fiscalmente	301.833	187.351	115.747	373.437
Contributi Imponibili	1.360	-	222	1.138
Differenze di valore delle immobilizzazioni	188.529	437.927	31.572	594.884
Strumenti derivati (IAS 39)	60.794	-	21.341	39.453
Perdite fiscali illimitatamente riportabili	9.044	4.772	4.151	9.665
Altro	90.293	31.948	23.469	98.772
Totale imponibili/imposte anticipate	655.398	664.031	198.617	1.120.812
<u>Imposte differite</u>				
Differenze di valore delle immobilizzazioni	311.235	53.254	47.529	316.960
Contributo c/ impianti	1.260	-	-	1.260
Fondo svalutazione crediti fiscale maggiore civilistico	3.264	118	91	3.291
Adeguamento fondo TFR	6.844	903	1.438	6.309
Strumenti derivati (IAS 39)	(2.408)	-	-	(2.408)
Leasing finanziario	3.565	309	34	3.840
Altro	77.864	282.522	17.484	342.902
Totale imponibile/imposte differite	401.624	337.106	66.576	672.154
Imposte anticipate (differite) nette	253.774	326.925	132.041	448.658

migliaia di euro

imposte a c/eco	imposte a PN	imposte		totale
		IRES	IRAP	
5	-	828	75	903
6.879	582	120.550	6.347	126.897
(132)	-	324	38	362
4.648	-	125.775	9.155	134.930
(162)	(7.456)	10.270	-	10.270
(1.104)	-	1.400	-	1.400
736	-	33.960	1.098	35.058
10.870	(6.874)	293.107	16.713	309.820
(5.397)	-	70.577	8.878	79.455
-	-	248	27	275
15	-	1.142	-	1.142
164	(606)	1.198	-	1.198
(10)	2.570	276	-	276
(2)	-	1.179	124	1.303
15	-	85.207	10.375	95.582
(5.215)	1.964	159.827	19.404	179.231
16.085	(8.838)	133.280	(2.691)	130.589

PROSPETTO IMPOSTE ANTICIPATE E DIFFERITE ESERCIZIO 2012

	differenze			
	iniziale	formazione	riversamento	residuo
<u>Imposte anticipate</u>				
Compenso amministratori sindaci revisori	3.224	2.191	1.870	3.545
Fondi non rilevanti fiscalmente	227.290	107.789	33.246	301.833
Contributi Imponibili	1.380	-	20	1.360
Differenze di valore delle immobilizzazioni	188.239	24.123	23.833	188.529
Strumenti derivati (IAS 39)	37.704	23.419	329	60.794
Perdite fiscali illimitatamente riportabili	8.085	1.995	1.036	9.044
Altro	67.290	43.851	20.848	90.293
Totale imponibili/imposte anticipate	533.212	203.368	81.182	655.398
<u>Imposte differite</u>				
Differenze di valore delle immobilizzazioni	330.523	4.255	23.543	311.235
Contributo c/ impianti	1.260	-	-	1.260
Fondo svalutazione crediti fiscale maggiore civilistico	3.374	-	110	3.264
Adeguamento fondo TFR	12.682	548	6.386	6.844
Strumenti derivati (IAS 39)	(71)	-	2.337	(2.408)
Leasing finanziario	2.991	658	84	3.565
Altro	50.796	35.056	7.988	77.864
Totale imponibile/imposte differite	401.555	40.517	40.448	401.624
Imposte anticipate (differite) nette	131.657	162.851	40.734	253.774

migliaia di euro

imposte a c/eco	imposte a PN	imposte		totale
		IRES	IRAP	
117	-	899	31	930
26.313	1.860	100.305	4.807	105.112
(9)	-	447	47	494
(935)	-	53.079	1.634	54.713
824	6.042	16.185	2.543	18.728
1.718	-	2.406	-	2.406
3.188	805	32.398	969	33.367
31.216	8.707	205.719	10.031	215.750
(5.246)	-	64.722	8.993	73.715
-	-	248	27	275
(30)	-	1.113	-	1.113
(572)	(2.139)	1.511	-	1.511
(795)	(3.574)	277	10	287
229	-	1.387	146	1.533
7.266	-	31.462	657	32.119
852	(5.713)	100.720	9.833	110.553
30.364	14.420	104.999	198	105.197

DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

	migliaia di euro				
	Crediti Commerciali	Crediti Finanziari e Disponibilità liquide	Crediti di altra natura	Debiti Commerciali	Debiti Finanziari
SOCI PARTI CORRELATE					
Comune Genova	10.675	69	-	7.138	360
Comune Parma	9.380	-	-	535	134
Comune Piacenza	2.604	-	-	1.592	66
Comune Reggio Emilia	5.273	-	-	2.739	5
Comune Torino	29.651	68.259	-	4.269	-
Finanziaria Sviluppo Utilities	31	-	2.759	-	-
Gruppo Intesa Sanpaolo	-	2.823	-	-	271.679
JOINT VENTURES					
AES Torino	1.170	6.741	2.789	11.004	-
OLT Offshore LNG	511	211.600	-	-	-
Società Acque Potabili	11.156	-	-	1.157	-
Acquedotto Savona	8	-	-	-	-
Acquedotto Monferrato	7	-	-	-	-
ENiA Solaris	1	6.128	-	-	510
Iren Rinnovabili S.p.A.	119	3.161	-	90	-
Greensource	22	1.379	-	5	-
Project Financing Management	-	-	-	-	-
SOCIETA' COLLEGATE					
ABM Next	9	107	-	-	-
Aciam S.p.A.	400	588	-	-	-
Acos Energia S.p.A.	4.143	-	-	8	-
Acos S.p.A.	17	164	-	-	-
Acquaenna S.c.p.a.	3.436	289	-	384	-
Aguas de San Pedro S.A.	-	-	-	-	-
Aiga S.p.A.	154	466	-	-	-
Amat S.p.A.	68	-	-	9	-
AMIAT S.p.A.	96	-	-	-	-
Amter S.p.A.	1.719	-	-	13	-
ASA S.p.A.	7.892	6.614	-	1.811	-
ASTEA	-	743	-	-	-
Atena S.p.A.	51	893	-	22	-
Domus Acqua S.r.l.	35	15	-	-	-
Fondo Core Multiutilities	72	-	-	-	-
Gas Energia S.p.A.	-	-	-	168	-
GICA s.a.	-	572	-	-	-
Global Service Parma	4.117	-	-	2.444	-
Il Tempio S.r.l.	-	312	-	-	-
Mondo Acqua	228	-	-	-	-
Piana Ambiente S.p.A.	63	-	-	-	-
Plurigas in liquidazione S.p.A.	43	-	-	(1.733)	-
Rio Riazzone S.p.A.	316	-	-	-	-
S.M.A.G. srl	36	-	-	1.195	-
Salerno Energia Vendite	2.880	-	-	185	-
Sinergie Italiane S.r.l.	21	-	16.108	10.410	-
So. Sel. S.p.A.	7	-	-	2.215	-
TRM V.	414	-	-	-	-
Valle Dora Energia Srl	4	-	-	104	3
VEA Energia e Ambiente	10	-	-	-	-
ALTRE PARTI CORRELATE					
Agac Infrastrutture	3	-	-	500	-
Parma Infrastrutture	14.050	-	-	2.875	-
Piacenza Infrastrutture	6	-	-	697	-
Sportingenova S.p.A.	1.350	-	976	-	-
TOTALE	112.248	310.923	22.632	49.836	272.757

migliaia di euro

	Debiti di altra natura	Ricavi e proventi	Costi e altri oneri	Proventi finanziari	Oneri finanziari
SOCI PARTI CORRELATE					
Comune Genova	-	12.891	2.460	-	-
Comune Parma	-	30.472	373	-	-
Comune Piacenza	-	19.016	1.655	-	-
Comune Reggio Emilia	-	30.536	728	-	-
Comune Torino	218	48.590	5.568	3.978	-
Finanziaria Sviluppo Utilities	-	28	-	-	-
Gruppo Intesa Sanpaolo	-	-	676	1	12.376
JOINT VENTURES					
AES Torino	178	1.712	52.096	41	15
OLT Offshore LNG	-	224	-	7.428	-
Società Acque Potabili	-	1.181	68	-	-
Acquedotto Savona	-	40	9	-	-
Acquedotto Monferrato	-	3	-	-	-
ENiA Solaris	17	5	-	250	-
Iren Rinnovabili S.p.A.	-	218	95	145	-
Greensource	-	19	5	29	-
Project Financing Management	-	-	2	-	-
SOCIETA' COLLEGATE					
ABM Next	-	-	-	-	-
Aciam S.p.A.	-	176	-	12	-
Acos Energia S.p.A.	-	16.083	14	-	-
Acos S.p.A.	-	45	-	-	-
Acquaenna S.c.p.a.	-	114	-	13	-
Aguas de San Pedro S.A.	-	170	-	-	56
Aiga S.p.A.	-	20	-	12	-
Amat S.p.A.	-	164	15	-	-
AMIAT S.p.A.	-	167	2	-	-
Amter S.p.A.	-	2.015	45	-	-
ASA S.p.A.	-	433	125	-	-
ASTEA	-	13.351	-	508	-
Atena S.p.A.	-	157	-	-	-
Domus Acqua S.r.l.	-	-	-	-	-
Fondo Core Multiutilities	-	-	-	346	-
Gas Energia S.p.A.	-	-	206	-	-
GICA s.a.	-	-	-	-	-
Global Service Parma	-	3.119	1.891	-	-
Il Tempio S.r.l.	-	3	-	-	-
Mondo Acqua	-	484	-	-	-
Piana Ambiente S.p.A.	-	-	20	-	-
Plurigas in liquidazione S.p.A.	-	-	2.838	-	-
Rio Riazzone S.p.A.	-	259	-	-	-
S.M.A.G. srl	-	-	2.309	-	-
Salerno Energia Vendite	-	2.182	153	-	-
Sinergie Italiane S.r.l.	-	21	122.161	-	-
So. Sel. S.p.A.	-	11	4.616	-	-
TRM V.	-	411	-	-	-
Valle Dora Energia Srl	-	7	104	-	-
VEA Energia e Ambiente	-	43	-	-	-
ALTRE PARTI CORRELATE					
Agac Infrastrutture	-	10	6.900	-	-
Parma Infrastrutture	-	7.180	3.485	-	-
Piacenza Infrastrutture	-	10	1.142	-	-
Sportingenova S.p.A.	-	-	-	-	-
TOTALE	413	191.570	209.761	12.763	12.447

CORRISPETTIVI ALLA SOCIETA' DI REVISIONE

Ai sensi dell'art. 149-duodecies del Regolamento di attuazione del D.Lgs. 58/1998, i corrispettivi di competenza dell'esercizio spettanti alla PricewaterhouseCoopers S.p.A. sono così sintetizzabili:

Tipologia di servizi	Soggetto che ha erogato il servizio	Destinatario	migliaia di euro	
				Compensi
Revisione contabile	Revisore della Capogruppo	Società Capogruppo		81
Servizi di attestazione	Revisore della Capogruppo	Società Capogruppo		21
Servizi di consulenza fiscale	Revisore della Capogruppo	Società Capogruppo		-
Altri servizi	i) Revisore della Capogruppo	Società Capogruppo		146
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	Società Capogruppo		-
Revisione contabile	i) Revisore della Capogruppo	i) Società Controllate		425
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	ii) Società Controllate		-
Servizi di attestazione	i) Revisore della Capogruppo	i) Società Controllate		205
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	ii) Società Controllate		-
Servizi di consulenza fiscale	i) Revisore della Capogruppo	i) Società Controllate		-
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	ii) Società Controllate		-
Altri servizi	i) Revisore della Capogruppo	i) Società Controllate		37
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	ii) Società Controllate		-
Totale corrispettivi alla società di revisione				915

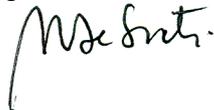
ATTESTAZIONE DEL BILANCIO CONSOLIDATO AI SENSI DELL'ART. 81-TER DEL REGOLAMENTO CONSOB N. 11971 DEL 14 MAGGIO 1999 E SUCCESSIVE MODIFICHE E INTEGRAZIONI

1. I sottoscritti Nicola De Sanctis, Amministratore Delegato, e Massimo Levrino, Direttore Amministrazione e Finanza e Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Iren S.p.A., attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
 - l'effettiva applicazione, delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato, nel corso dell'esercizio 2013.
2. Si attesta, inoltre, che:
 - 2.1 il bilancio consolidato:
 - 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 sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

27 marzo 2014

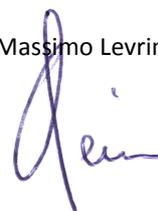
L'Amministratore Delegato

Ing. Nicola De Sanctis



Il Direttore Amministrazione e Finanza
e Dirigente Preposto L. 262/05

Dr. Massimo Levrino



RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE AI SENSI DEGLI ARTICOLI 14 E 16 DEL D.LGS 27.1.2010, N. 39

Agli Azionisti della
Iren SpA

- 1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato, costituito dalla situazione patrimoniale-finanziaria, dal conto economico, dalle altre componenti di conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative della Iren SpA e sue controllate (“Gruppo Iren”), chiuso al 31 dicembre 2013. La responsabilità della redazione del bilancio consolidato in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall’Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell’art. 9 del D.Lgs n. 38/2005, compete agli amministratori della Iren SpA. E’ nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio consolidato e basato sulla revisione contabile.
- 2 Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla Consob. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio consolidato sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l’esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell’adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l’espressione del nostro giudizio professionale.

Per il giudizio relativo al bilancio consolidato dell’esercizio precedente, i cui dati sono presentati ai fini comparativi, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 29 aprile 2013.

- 3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Iren al 31 dicembre 2013 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall’Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell’art. 9 del D.Lgs n. 38/2005; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa del Gruppo Iren per l’esercizio chiuso a tale data.

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. Euro 6.812.000,00 i.v., C.F. e P.IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 0712132311 - **Bari** 70124 Via Don Luigi Guanella 17 Tel. 0805640211 - **Bologna** 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 0516186211 - **Brescia** 25123 Via Borgo Pietro Wuhrer 23 Tel. 0303697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 0957532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 0552482811 - **Genova** 16121 Piazza Dante 7 Tel. 01029041 - **Napoli** 80121 Piazza dei Martiri 58 Tel. 08136181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 - **Parma** 43100 Viale Tanara 20/A Tel. 0521275911 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011556771 - **Trento** 38122 Via Grazioli 73 Tel. 0461237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 0458263001

- 4 La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, pubblicata nella sezione Investor Relations del sito internet della Iren SpA, in conformità a quanto previsto dalle norme di legge e dai regolamenti competenti agli amministratori della Iren SpA. E' di nostra competenza l'espressione del giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e delle informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis del D.Lgs n. 58/98, presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, con il bilancio consolidato, come richiesto dalla legge. A tal fine, abbiamo svolto le procedure indicate dal principio di revisione n. 001 emanato dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e raccomandato dalla Consob. A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e le informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis del D.Lgs n. 58/98 presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sono coerenti con il bilancio consolidato del Gruppo Iren al 31 dicembre 2013.

Torino, 18 aprile 2014

PricewaterhouseCoopers SpA



Piero De Lorenzi
(Revisore legale)



Iren S.p.A.

Via Nubi di Magellano, 30 - 42123 Reggio Emilia
Capitale sociale interamente versato euro 1.276.225.677,00
Registro Imprese di Reggio Emilia n. 07129470014
Codice Fiscale e partita IVA n. 07129470014

**Bilancio Separato
e Note esplicative**
al 31 dicembre 2013



PROSPETTO DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE - FINANZIARIA

	Note	31.12.2013	di cui parti correlate	31.12.2012	Importi in euro di cui parti correlate
ATTIVITA'					
Attività materiali	(1)	1.605.598		1.690.481	
Attività immateriali a vita definita	(2)	1.269.216		437.311	
Partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate	(3)	2.507.961.874		2.410.241.884	
Altre partecipazioni	(4)	-		-	
Attività finanziarie non correnti	(5)	1.484.945.013	1.483.975.013	1.453.795.376	1.452.745.083
Altre attività non correnti	(6)	10.562.858	2.759.032	10.687.792	2.759.032
Attività per imposte anticipate	(7)	20.030.159		30.164.232	
Totale attività non correnti		4.026.374.718		3.907.017.076	
Crediti commerciali	(8)	13.992.077	13.896.656	16.013.164	15.511.651
Crediti per imposte correnti	(9)	-		3.518.242	
Crediti vari e altre attività correnti	(10)	39.537.505	29.446.925	44.179.915	41.281.200
Attività finanziarie correnti	(11)	105.615.608	105.506.903	274.357.852	274.148.240
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(12)	31.057.574	1.382.367	4.630.418	267.830
Totale attività correnti		190.202.764		342.699.591	
Attività destinate ad essere cedute		-		-	
TOTALE ATTIVITA'		4.216.577.482		4.249.716.667	

	Note	31.12.2013	di cui parti correlate	31.12.2012	Importi in euro di cui parti correlate
PATRIMONIO NETTO					
Capitale sociale		1.276.225.677		1.276.225.677	
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo		173.692.360		158.335.228	
Risultato netto del periodo		86.859.395		70.311.187	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(13)	1.536.777.432		1.504.872.092	
PASSIVITA'					
Passività finanziarie non correnti	(14)	1.791.845.353	100.092.225	2.076.086.729	145.485.277
Benefici ai dipendenti	(15)	11.475.246		10.590.067	
Fondi per rischi ed oneri	(16)	10.491.239		19.670.784	
Passività per imposte differite	(17)	4.375.952		5.360.816	
Debiti vari, altre passività non correnti	(18)	16.738.493	8.861.996	8.861.996	8.861.996
Totale passività non correnti		1.834.926.283		2.120.570.392	
Passività finanziarie correnti	(19)	800.227.749	162.869.603	566.530.016	225.013.311
Debiti commerciali	(20)	12.816.169	2.191.308	20.147.012	3.382.128
Debiti vari e altre passività correnti	(21)	24.563.093	16.439.881	37.597.155	16.468.547
Debiti per imposte correnti	(22)	7.266.756		-	
Totale passività correnti		844.873.767		624.274.183	
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute		-		-	
TOTALE PASSIVITA'		2.679.800.050		2.744.844.575	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		4.216.577.482		4.249.716.667	

PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO

	Note	Esercizio 2013	di cui parti correlate	Esercizio 2012	di cui parti correlate
Importi in euro					
Ricavi					
Ricavi per beni e servizi	(23)	10.445.959	10.445.959	13.320.191	13.320.191
Altri proventi	(24)	3.981.094	2.969.889	18.541.969	807.112
Totale ricavi		14.427.053		31.862.160	
Costi operativi					
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(25)	(10.481)	(397)	(11.933)	
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(26)	(11.076.228)	(4.296.120)	(16.869.618)	(4.685.903)
Oneri diversi di gestione	(27)	(3.785.131)	(136.052)	(5.367.972)	(214.098)
Costi per lavori interni capitalizzati	(28)	369.815		166.198	
Costo del personale	(29)	(21.232.449)	(29.829)	(19.905.485)	(20.593)
Totale costi operativi		(35.734.474)		(41.988.810)	
MARGINE OPERATIVO LORDO		(21.307.421)		(10.126.650)	
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni					
Ammortamenti	(30)	(187.367)		(114.350)	
Accantonamenti e svalutazioni	(31)	(793.614)		(3.771.674)	
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni		(980.981)		(3.886.024)	
RISULTATO OPERATIVO		(22.288.402)		(14.012.674)	
Gestione finanziaria	(32)				
Proventi finanziari		197.388.670	197.102.915	180.648.850	177.592.209
Oneri finanziari		(99.294.517)	(7.496.494)	(110.272.586)	(13.774.290)
Totale gestione finanziaria		98.094.153		70.376.264	
Rettifica di valore di partecipazioni - di cui non ricorrenti	(33)	-	-	-	-
Risultato prima delle imposte		75.805.751		56.363.590	
Imposte sul reddito	(34)	11.053.644		13.947.597	
Risultato netto delle attività in continuità		86.859.395		70.311.187	
Risultato netto da attività operative cessate				-	
Risultato netto del periodo		86.859.395		70.311.187	

PROSPETTO DELLE ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

		Importi in euro	
	Note	Esercizio 2013	Esercizio 2012
Utile/(perdita) del periodo - Gruppo e Terzi (A)		86.859.395	70.311.187
Altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico	(35)		
- quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari		20.726.780	(16.591.318)
- variazioni di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita		-	-
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo		(8.220.795)	5.412.088
Totale altre componenti di conto economico complessivo al netto dell'effetto fiscale (B1)		12.505.985	(11.179.230)
Altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico			
- utili (perdite) attuariali piani per dipendenti a benefici definiti (IAS19)		(984.051)	(1.567.244)
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo		270.613	410.925
Totale altre componenti di conto economico complessivo al netto dell'effetto fiscale (B2)		(713.438)	(1.156.319)
Totale Utile/(perdita) complessiva (A)+(B1)+(B2)		98.651.942	57.975.638

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

	migliaia di euro		
	Capitale sociale	Riserva sovrapp. Emissione azioni	Riserva legale
31/12/2010 Rideterminato	1.276.226	105.102	23.862
Riserva legale			5.134
Dividendi agli azionisti			
Utili portati a nuovo			
Risultato complessivo rilevato nel periodo di cui:			
- Risultato netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
31/12/2011 Rideterminato	1.276.226	105.102	28.996
Dividendi agli azionisti			
Perdite portate a nuovo			
Risultato complessivo rilevato nel periodo di cui:			
- Risultato netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
31/12/2012	1.276.226	105.102	28.996
Riserva legale			3.516
Dividendi agli azionisti			
Utili portati a nuovo			
Risultato complessivo rilevato nel periodo di cui:			
- Risultato netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
31/12/2013	1.276.226	105.102	32.512

migliaia di euro

Riserva copertura flussi finanziari	Riserva Available for Sale	Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	Totale riserve e Utile (perdite) accumulate	Risultato del periodo	Patrimonio netto
(13.714)	(8.447)	147.126	253.929	102.606	1.632.761
			5.134	(5.134)	-
		(10.975)	(10.975)	(97.505)	(108.480)
(12.197)	8.447	(33)	(33)	33	-
		251	(3.499)	(57.294)	(60.793)
				(57.294)	(57.294)
(12.197)	8.447	251	(3.499)		(3.499)
(25.911)	-	136.369	244.556	(57.294)	1.463.488
		(16.591)	(16.591)		(16.591)
		(57.294)	(57.294)	57.294	-
(11.179)		(1.157)	(12.336)	70.311	57.975
				70.311	70.311
(11.179)	-	(1.157)	(12.336)		(12.336)
(37.090)	-	61.327	158.335	70.311	1.504.872
			3.516	(3.516)	-
			-	(66.747)	(66.747)
		48	48	(48)	-
12.506		(713)	11.793	86.859	98.652
				86.859	-
				86.859	86.859
12.506	-	(713)	11.793		11.793
(24.584)	-	60.662	173.692	86.859	1.536.777

RENDICONTO FINANZIARIO

	migliaia di euro	
	Esercizio 2013	Esercizio 2012
A. Disponibilità liquide e saldo gestione tesoreria accentrata iniziali	79.628	457.742
Flusso finanziario generato dall'attività operativa		
Risultato del periodo	86.859	70.311
Rettifiche per:		
Ammortamenti attività materiali e immateriali	187	114
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	-	(14.780)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	(99)	(434)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	(9.180)	(220)
Variazione imposte anticipate e differite	1.199	3.962
Variazione altre attività/passività non correnti	8.001	(1.458)
Dividendi ricevuti	(130.575)	(93.194)
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività immobilizzate	-	(2.458)
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	(43.608)	(38.157)
Variazione crediti commerciali	2.021	4.808
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	8.161	1.563
Variazione debiti commerciali	(7.328)	4.358
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	(5.767)	(3.713)
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(2.913)	7.016
D. Cash flow operativo (B+C)	(46.521)	(31.141)
Flusso finanziario da (per) attività di investimento		
Investimenti in attività materiali e immateriali	(934)	(324)
Investimenti in attività finanziarie	(97.720)	(31.214)
Realizzo investimenti	-	20.000
Dividendi ricevuti	130.575	93.194
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	31.921	81.656
F. Free cash flow (D+E)	(14.600)	50.515
Flusso finanziario da attività di finanziamento		
Erogazione di dividendi	(66.747)	(16.591)
Nuovi mutui e finanziamenti a lungo termine	468.000	402.000
Rimborsi di mutui e finanziamenti a lungo termine	(272.697)	(458.085)
Variazione crediti finanziari (*)	(20.760)	(110.593)
Variazione debiti finanziari	(247.456)	(245.360)
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	(139.660)	(428.629)
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	(154.260)	(378.114)
I. Disponibilità liquide e saldo gestione tesoreria accentrata finali (A+H)	(74.632)	79.628
L. Saldo gestione tesoreria accentrata a breve verso società controllate (*)	105.690	(74.998)
M. Disponibilità liquide finali (I+L)	31.058	4.630

(*) A partire dal 1° luglio 2013 a seguito di una modifica nei contratti di finanziamento verso controllate è stata effettuata una riclassifica nelle voci evidenziate per riflettere il suddetto adeguamento

NOTE ESPLICATIVE

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 ENIÀ.

Iren S.p.A., tramite le società controllate, opera nei seguenti settori di attività:

- Generazione Elettrica e Calore (Produzione Idroelettrica, Cogenerazione elettrica e calore, produzione da Fonti rinnovabili);
- Mercato (Vendita energia elettrica, gas, calore);
- Infrastrutture Energetiche (Reti di distribuzione dell'energia elettrica, reti di distribuzione del gas, reti di teleriscaldamento, impianti di rigassificazione LNG);
- Servizio Idrico Integrato (vendita e distribuzione acqua, depurazione e fognatura);
- Ambiente (Raccolta e Smaltimento rifiuti);
- Altri servizi (Telecomunicazioni, Illuminazione Pubblica, Servizi global service ed altri minori).

Iren S.p.A. è strutturata sul modello di una holding industriale con sede direzionale a Reggio Emilia, in via Nubi di Magellano n. 30, sedi operative a Genova, Parma, Piacenza e Torino, e società responsabili delle singole linee di business.

I. CONTENUTO E FORMA DEL BILANCIO

Il presente bilancio rappresenta il bilancio separato della Capogruppo Iren S.p.A. (bilancio d'esercizio) ed è stato predisposto nel rispetto dei Principi Contabili Internazionali ("IFRS") emessi dall'International Accounting Standards Board ("IASB") 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").

Nella predisposizione del presente bilancio, sono stati applicati gli stessi principi contabili adottati nella redazione del Bilancio al 31 dicembre 2012, con le eccezioni evidenziate nei paragrafi "Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni efficaci dal 1° gennaio 2013".

Il bilancio separato al 31 dicembre 2013 è costituito dalla Situazione Patrimoniale-Finanziaria, dal Conto Economico, dal Prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo, dal Prospetto delle variazioni di Patrimonio Netto, dal Rendiconto finanziario e dalle Note esplicative.

Si specifica che 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 a 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 della società 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 della società o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio.

Il Conto Economico è classificato in base alla natura dei costi. In aggiunta al Risultato Operativo, il prospetto di Conto Economico evidenzia il 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 e il saldo della gestione della tesoreria accentrata a breve delle controllate.

Il bilancio è redatto sulla base del principio del costo storico, fatta eccezione per alcuni strumenti finanziari valutati al *fair value*. Il bilancio è inoltre redatto sul presupposto della continuità aziendale. La

società, infatti, ha valutato che non sussistono significative incertezze (come definite dal paragrafo 25 del Principio IAS 1) sulla continuità aziendale.

Il presente bilancio è espresso in euro, moneta funzionale della società. I dati inclusi nelle note esplicative, ove non diversamente specificato, sono espressi in migliaia di euro.

Si precisa, infine, che, con riferimento alla Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006 in merito agli schemi di bilancio, sono state inserite specifiche colonne supplementari al Conto Economico e alla Situazione Patrimoniale-Finanziaria che evidenziano i rapporti significativi con parti correlate.

II. PRINCIPI CONTABILI E CRITERI DI VALUTAZIONE

Di seguito sono indicati i criteri adottati nella redazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2013 di Iren S.p.A.; i suddetti principi contabili non sono cambiati rispetto a quelli adottati al 31 dicembre 2012 ad eccezione di quanto riportato nel paragrafo "Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni efficaci dal 1° gennaio 2013".

Attività materiali

- Immobili, impianti e macchinari di proprietà

Gli immobili, impianti e macchinari di proprietà sono iscritti al costo di conferimento o di acquisto o di costruzione interna. Nel costo sono compresi tutti i costi direttamente imputabili necessari a rendere l'attività disponibile per l'uso (comprensivo, quando rilevante ed in presenza di obbligazioni attuali, del valore attuale dei costi stimati per lo smantellamento, per la rimozione dell'attività e per la bonifica del luogo), al netto di sconti commerciali e abbuoni.

Gli oneri finanziari relativi all'acquisto di un'immobilizzazione vengono capitalizzati per la quota imputabile ai beni fino al momento della loro entrata in esercizio.

Qualora parti significative di tali attività materiali abbiano differenti vite utili, tali componenti sono contabilizzate separatamente.

In particolare, secondo tale principio, il valore del terreno e quello dei fabbricati che insistono su di esso vengono separati e solo il fabbricato viene assoggettato ad ammortamento, mentre i valori riferiti ai terreni sono sottoposti ad impairment, come descritto nel successivo paragrafo "Perdita di valore di attività".

I costi di manutenzione aventi natura ordinaria sono addebitati integralmente a conto economico. Gli altri costi aventi natura incrementativa sono attribuiti alle immobilizzazioni cui si riferiscono, secondo quanto previsto dallo IAS 16, ed ammortizzati in relazione alle residue possibilità di utilizzo dei beni a cui si riferiscono. Hanno natura incrementativa le spese che comportino ragionevolmente un aumento dei benefici economici futuri, quali l'aumento della vita utile, l'incremento della capacità produttiva, il miglioramento delle qualità del prodotto, l'adozione di processi di produzione che comportino una sostanziale riduzione dei costi di produzione.

Le immobilizzazioni materiali in corso di costruzione comprendono i costi relativi alla costruzione di impianti sostenuti fino alla data di riferimento. Tali investimenti sono ammortizzati a partire dalla data di entrata in funzione nel ciclo di produzione.

Le immobilizzazioni sono sistematicamente ammortizzate in ogni esercizio a quote costanti sulla base di aliquote economico-tecniche determinate in relazione alle residue possibilità di utilizzo dei beni.

Le aliquote applicate sono riportate nella tabella seguente:

	Aliquota min.	Aliquota max.
Fabbricati	3%	3%
Sistemi ausiliari fabbricati	5%	10%

I contributi pubblici in conto capitale che si riferiscono ad immobilizzazioni materiali sono registrati come ricavi differiti e accreditati al conto economico lungo il periodo di ammortamento dei relativi beni.

- Beni in locazione finanziaria

I beni detenuti per effetto di contratti di leasing finanziario sono inclusi tra le attività materiali contrapponendo nel passivo un debito di pari importo, secondo la metodologia finanziaria, prevista dallo IAS 17 che, riflettendo la sostanza economica delle operazioni, assimila le stesse a contratti di acquisto e di finanziamento. Secondo tale metodologia le immobilizzazioni materiali vengono iscritte in bilancio per il valore capitale al momento della sottoscrizione del contratto di leasing finanziario, rilevando contestualmente il debito verso il locatore, che è rappresentato in bilancio tra i debiti finanziari. Il debito viene progressivamente ridotto sulla base del piano di rimborso delle quote capitale. Nel conto economico vengono rilevati gli interessi sul debito sulla base del piano di ammortamento oltre agli ammortamenti del bene sulla base della prevista vita utile.

Per contro secondo la metodologia finanziaria i beni ceduti in leasing finanziario sono esclusi dalle immobilizzazioni materiali. Nell'attivo della Situazione Patrimoniale-Finanziaria è iscritto il relativo credito finanziario il cui valore si riduce periodicamente al momento dell'incasso delle rispettive quote capitale. Nel conto economico vengono rilevati gli interessi attivi sul credito sulla base del piano di ammortamento.

Investimenti immobiliari

Gli investimenti immobiliari sono valutati inizialmente al costo d'acquisto o di costruzione. Il costo comprende il prezzo di acquisto e tutte le spese direttamente attribuibili. I costi accessori all'operazione sono contabilizzati tra i costi dell'immobile quando ne viene contabilizzato l'acquisto. Nella valutazione successiva gli investimenti immobiliari sono valutati al costo.

Le spese sostenute successivamente all'acquisto o all'ultimazione di un immobile destinato ad investimento immobiliare sono imputate al costo iniziale del bene se è probabile che, grazie a tali spese, l'impresa otterrà futuri benefici economici superiori a quelli stimati in precedenza. In caso contrario questi costi sono imputati a conto economico.

Gli investimenti immobiliari sono sistematicamente ammortizzati in ogni esercizio a quote costanti sulla base di aliquote ritenute rappresentative della residua possibilità di utilizzazione dell'immobilizzazione stessa.

Attività immateriali

Le attività immateriali sono iscritte nell'attivo della Situazione Patrimoniale-Finanziaria quando è probabile che l'uso dell'attività genererà benefici economici futuri e quando il costo dell'attività può essere determinato in modo attendibile. Esse sono iscritte al valore di conferimento, al costo di acquisizione o di produzione inclusivo degli eventuali oneri accessori.

Le attività immateriali a durata definita sono ammortizzate sistematicamente in funzione della loro prevista utilità futura, in modo che il valore netto alla chiusura del periodo corrisponda alla loro residua utilità o all'importo recuperabile secondo i piani aziendali di svolgimento dell'attività produttiva. L'ammortamento inizia quando l'attività è disponibile per l'uso.

I costi di sviluppo sono oggetto di capitalizzazione solo se sia dimostrabile:

- la possibilità tecnica di completare l'attività immateriale in modo da essere disponibile per l'uso o per la vendita;
- l'intenzione di completare l'attività immateriale per usarla o venderla;
- la capacità ad usare o vendere l'attività immateriale;

- la capacità di valutare attendibilmente il costo attribuibile all'attività immateriale durante il suo sviluppo;
- la disponibilità di risorse tecniche, finanziarie e di altro tipo adeguate per completare lo sviluppo e per l'utilizzo o la vendita dell'attività immateriale;
- in quale modo l'attività immateriale genererà probabili benefici economici futuri.

In mancanza di uno soltanto dei requisiti indicati i costi in questione sono interamente imputati al periodo del loro sostenimento.

L'ammortamento dei diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione opere dell'ingegno è calcolato a quote costanti in cinque anni.

L'ammortamento inizia quando l'attività è disponibile all'utilizzo, ossia quando è nella posizione e nella condizione necessaria affinché sia in grado di operare nella maniera prevista dalla direzione aziendale. L'ammortamento cessa alla data più remota tra quella in cui l'attività è classificata come posseduta per la vendita (o inclusa in un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita), in conformità all' IFRS 5, e quella in cui l'attività viene eliminata contabilmente.

Le immobilizzazioni in corso ed acconti sono relativi a costi, interni e esterni, connessi a immobilizzazioni immateriali per i quali non è stata ancora acquisita la titolarità del diritto e non risulta avviato il processo di utilizzazione economica. Tali investimenti vengono ammortizzati a partire dalla data di entrata in funzione nel ciclo di produzione.

Le immobilizzazioni in corso, in base allo IAS 36, ad ogni data di bilancio oppure ogniqualvolta vi siano indicazioni che l'attività immateriale ha subito una perdita di valore, vengono sottoposte ad impairment test al fine di verificare la corrispondenza tra valore contabile e valore recuperabile.

Avviamento

L'avviamento è inizialmente iscritto al costo e rappresenta l'eccedenza del costo d'acquisto e del valore delle eventuali quote di minoranza possedute rispetto al *fair value* netto riferito ai valori identificabili delle attività e delle passività attuali e potenziali afferenti al complesso acquisito. Se dopo tale rideterminazione, i valori correnti delle attività e passività attuali e potenziali eccedono il costo dell'acquisizione, l'eccedenza viene iscritta immediatamente a conto economico.

L'eventuale avviamento derivante dall'acquisizione di una società collegata è incluso nel valore contabile della partecipazione.

In sede di prima adozione degli IFRS, il Gruppo ha scelto di non applicare l'IFRS 3 – Aggregazioni di imprese in modo retroattivo alle acquisizioni di aziende avvenute antecedentemente il 1° gennaio 2004; di conseguenza, l'avviamento generato su acquisizioni antecedenti la data di transizione agli IFRS è stato mantenuto al precedente valore determinato secondo i principi contabili italiani, previa verifica e rilevazione di eventuali perdite di valore.

L'avviamento viene allocato ad una o più unità generatrici di flussi finanziari (cash generating unit) e non viene ammortizzato, ma annualmente, o più frequentemente se specifici eventi o modificate circostanze indicano la possibilità di aver subito una perdita di valore, viene sottoposto a impairment test, come evidenziato nel paragrafo "Perdita di valore di attività".

Attività non correnti possedute per la vendita

Un'attività non corrente (o un gruppo in dismissione composto da attività e passività) viene classificata come posseduta per la vendita se il suo valore contabile sarà recuperato principalmente con un'operazione di vendita anziché tramite il suo utilizzo continuato. Immediatamente prima della classificazione iniziale dell'attività (o gruppo in dismissione) come posseduta per la vendita, i valori contabili dell'attività sono valutati in conformità ai principi contabili del Gruppo. Successivamente, l'attività (o gruppo in dismissione) viene valutata al minore tra il suo valore contabile e il fair value al netto dei costi di vendita. La perdita di valore di un gruppo in dismissione viene allocata in primo luogo all'avviamento, quindi alle restanti attività e passività in misura proporzionale, ad eccezione di rimanenze, attività finanziarie, attività per imposte differite, benefici per dipendenti, investimenti immobiliari e attività biologiche, che continuano ad essere valutate in conformità ai principi contabili del Gruppo. Le perdite di valore per la classificazione iniziale di un'attività come posseduta per la vendita e le differenze

di valutazione successive sono rilevate a conto economico. Le variazioni di valore positive sono rilevate solo fino a concorrenza di eventuali perdite di valore accumulate.

Perdita di valore di attività

Gli IAS/IFRS richiedono di valutare l'esistenza di perdite di valore delle attività in presenza di indicatori specifici che facciano ritenere che tale problematica possa sussistere. Viene effettuata una verifica di perdita di valore (impairment test), che consiste nella stima del valore recuperabile dell'attività e nel confronto con il relativo valore netto contabile.

Il valore recuperabile è definito come il maggiore tra il prezzo netto di vendita (qualora esista un mercato attivo) e il valore d'uso del bene. Quest'ultimo è definito sulla base dell'attualizzazione dei flussi di cassa attesi dall'utilizzo del bene o da un'aggregazione di beni (le cosiddette cash generating unit), al lordo delle imposte, applicando un tasso di sconto, ante imposte, che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività. Se il valore recuperabile è inferiore al valore contabile viene iscritta una perdita di valore. Se in esercizi successivi la perdita viene meno o si riduce, il valore contabile dell'attività o dell'unità generatrice di flussi finanziari è incrementato sino alla stima del nuovo valore recuperabile. Quest'ultimo non può eccedere il valore che sarebbe stato determinato se non fosse stata rilevata in precedenza alcuna perdita per riduzione di valore. Il ripristino di una perdita di valore è iscritto immediatamente a conto economico.

Per attività non soggette ad ammortamento (avviamento, altre attività immateriali a vita utile indefinita) e per le immobilizzazioni immateriali non ancora disponibili per l'utilizzo, l'impairment test è effettuato con frequenza annuale indipendentemente dalla presenza di specifici indicatori.

Strumenti finanziari

- Partecipazioni in imprese controllate e collegate

Le partecipazioni in imprese controllate e collegate sono valutate al costo. Nel caso in cui si verificano perdite durevoli di valore si procede alla svalutazione del valore della partecipazione. L'effetto di tale svalutazione è rilevato a conto economico.

- Altre partecipazioni

Le partecipazioni in altre imprese, classificate come disponibili per la vendita (AFS), sono valutate al fair value. Gli utili e le perdite derivanti dalle variazioni nel fair value sono imputati direttamente nelle altre componenti di conto economico complessivo fino al momento in cui esse sono cedute o abbiano subito una perdita di valore; in tal caso, la perdita complessiva viene stornata dalle altre componenti di conto economico complessivo e rilevata nel conto economico per un importo pari alla differenza tra il costo di acquisizione ed il fair value corrente. Quando il fair value non può essere attendibilmente determinato, le partecipazioni sono valutate al costo, rettificato per perdite durevoli di valore, il cui effetto è rilevato nel conto economico.

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

- Attività finanziarie detenute per la negoziazione

Le attività finanziarie detenute per la negoziazione, quando sono rilevate contabilmente per la prima volta, sono valutate al costo di acquisto, in pratica al fair value del corrispettivo dato in cambio; i costi della transazione, in quanto costi accessori, sono inclusi nel costo di acquisto.

Dopo la rilevazione iniziale, sono valutate al fair value, senza deduzione di eventuali costi di transazione che potranno verificarsi al momento della vendita o dell'eliminazione. Le variazioni di fair value sono iscritte direttamente a conto economico.

Se il fair value non può essere determinato in modo attendibile tali attività sono valutate al costo.

- Attività finanziarie disponibili per la vendita

Le attività finanziarie disponibili per la vendita, quando sono rilevate contabilmente per la prima volta, sono valutate al fair value del corrispettivo pagato (costo di acquisto comprensivo dei costi accessori).

Dopo la rilevazione iniziale, sono valutate al fair value, senza deduzione di eventuali costi di transazione che potranno verificarsi al momento della vendita o dell'eliminazione. Le variazioni di fair value sono

iscritte nelle altre componenti di conto economico complessivo e vengono riversate a conto economico solo quando queste attività disponibili per la vendita sono eliminate dal bilancio o abbiano subito una perdita durevole di valore.

Se il fair value degli investimenti in strumenti rappresentativi di capitale non può essere determinato in modo attendibile tali attività sono valutate al costo.

- Strumenti finanziari di copertura

La Società detiene strumenti di copertura adottati in ottica non speculativa esclusivamente con lo scopo di coprire la propria esposizione ai rischi tasso, cambio e commodity.

Coerentemente con quanto stabilito dallo IAS 39, gli strumenti finanziari di copertura sono contabilizzati secondo le modalità stabilite per l'hedge accounting se vengono soddisfatte tutte le seguenti condizioni:

- all'inizio della copertura, o alla cosiddetta "first time adoption" per gli strumenti in essere al 1° gennaio 2005, vi è una documentazione formale della relazione di copertura e degli obiettivi aziendali di gestione del rischio e della strategia per effettuare la copertura;
- si suppone che la copertura sia altamente efficace nell'ottenere la compensazione dei cambiamenti nel fair value (fair value hedge) o nei flussi finanziari (cash flow hedge) attribuibili al rischio coperto;
- per le coperture di flussi finanziari, un'operazione prevista, che è oggetto di copertura, deve essere altamente probabile e deve presentare un'esposizione alle variazioni di flussi finanziari che potrebbe infine incidere sul risultato economico dell'esercizio;
- l'efficacia della copertura può essere attendibilmente valutata, ossia il fair value o i flussi finanziari dell'elemento coperto ed il fair value dello strumento di copertura possono essere attendibilmente valutati;
- la copertura è stata valutata sulla base di un criterio ricorrente ed è considerata altamente efficace per tutta la vita del derivato.

Gli strumenti finanziari di copertura vengono iscritti al fair value determinato coerentemente con quanto previsto dall'IFRS 13. Il fair value viene determinato con modelli di valutazione adeguati per ciascuna tipologia di strumento finanziario utilizzando, ove disponibili, le curve forward di mercato sia regolamentato, sia non regolamentato (intrinsic value); per le opzioni il fair value è integrato dalla componente time value, che è funzione della vita residua dell'opzione e della volatilità del sottostante.

Tenuto conto di quanto precisato nell'IFRS 7, esteso dal nuovo IFRS 13, in merito alla c.d. gerarchia del fair value, si evidenzia che per ogni categoria di strumento finanziario contabilizzato al fair value viene indicata la gerarchia di determinazione del fair value suddivisa tra:

- 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).

Gli strumenti finanziari di copertura, ad ogni chiusura di bilancio, vengono sottoposti al test di efficacia al fine di verificare se la copertura abbia o meno i requisiti per essere qualificata come copertura efficace ed essere contabilizzata secondo i principi dell'hedge accounting.

Se i requisiti previsti per l'applicazione dell'hedge accounting sono soddisfatti e:

- si è in presenza di copertura di flussi finanziari (cash flow hedge), le variazioni del fair value dello strumento di copertura sono inserite nelle altre componenti di conto economico complessivo per la quota efficace della copertura (intrinsic value) e sono rilevate a conto economico per la parte time value e per l'eventuale quota inefficace (overhedging);
- si è in presenza di copertura di fair value (fair value hedge), le variazioni del fair value, sia dello strumento di copertura che dello strumento coperto, sono rilevate a conto economico.

Se i requisiti previsti per l'applicazione dell'hedge accounting non sono soddisfatti gli utili o le perdite derivanti dalla valutazione al fair value del solo strumento finanziario di copertura, sono iscritti interamente a conto economico.

- Altre attività e passività finanziarie

Finanziamenti e crediti sono iscritti inizialmente al fair value rettificato degli eventuali costi di transazione direttamente attribuibili, mentre le valutazioni successive vengono effettuate utilizzando il criterio del costo ammortizzato.

I titoli detenuti per essere mantenuti sino alla scadenza sono iscritti in sede di prima rilevazione al costo, incrementato dei costi di transazione sostenuti per l'acquisizione dell'attività finanziaria. Successivamente alla prima rilevazione sono valutati al costo ammortizzato con il metodo dell'interesse effettivo al netto delle perdite di valore.

Ad ogni chiusura di bilancio, oppure allorquando sono evidenziati indicatori di impairment, tutte le attività finanziarie, ad eccezione di quelle FVTPL, sono sottoposte ad impairment test per determinare se vi siano oggettive evidenze (quali violazione degli accordi contrattuali, probabilità di fallimento del debitore, difficoltà finanziarie del debitore,...) che possono far ritenere non interamente recuperabile il valore dell'attività.

- Crediti e Debiti commerciali

I crediti e i debiti commerciali, la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali, non sono attualizzati, poiché la componente temporale ha scarsa rilevanza nella loro valorizzazione, e sono iscritti al *fair value* (identificato dal loro valore nominale). Dopo la valutazione iniziale sono iscritti al costo ammortizzato. I crediti commerciali sono al netto del fondo svalutazione crediti che riflette la stima delle perdite su crediti.

- Disponibilità liquide

Le disponibilità liquide sono costituite dai valori in cassa, dai depositi a vista e da investimenti finanziari a breve termine (scadenza a tre mesi o meno dalla data di acquisto) e ad alta liquidità che sono prontamente convertibili in valori di cassa noti e che sono soggetti ad un rischio irrilevante di variazione del loro valore.

I depositi e i mezzi equivalenti, dopo la valutazione iniziale al costo inclusi gli oneri accessori, sono valutati al fair value.

Il denaro e i valori bollati in cassa sono valutati al valore nominale.

Patrimonio netto

Il capitale sociale, inclusivo delle diverse categorie di azioni, viene esposto al suo valore nominale ridotto dei crediti verso soci per decimi da versare.

Il costo di acquisto delle azioni proprie viene portato a riduzione del patrimonio netto.

I costi direttamente attribuibili ad operazioni sul capitale della capogruppo, per nuove sottoscrizioni, sono contabilizzati a riduzione del patrimonio netto.

I dividendi sono iscritti tra le passività al momento in cui vengono approvati dall'assemblea degli azionisti.

Benefici ai dipendenti

A decorrere dal 1° gennaio 2012 è stata applicata, in via anticipata, la modifica al principio contabile internazionale IAS 19 "Benefici ai dipendenti" omologato in data 6 giugno 2012. Tale modifica è applicabile a partire dal 1° gennaio 2013, tuttavia ne è stata consentita l'applicazione su base volontaria per le relazioni finanziarie annuali al 31 dicembre 2012. Le modifiche prese in considerazione nell'emendamento in oggetto possono classificarsi in tre grandi categorie: rilevazione ed esposizione in bilancio; informazioni integrative (disclosures) e ulteriori modifiche.

La prima categoria di modifiche interessa i piani a benefici definiti. In particolare viene abbandonato il metodo del corridoio nella rilevazione degli utili e delle perdite attuariali (già non applicato presso il Gruppo Iren) e viene introdotto l'obbligo di rilevare le componenti connesse alle "rivalutazioni" (ad es. gli utili e le perdite attuariali) immediatamente nel Prospetto delle altre componenti di Conto Economico complessivo.

Per quanto riguarda la presentazione in bilancio, le variazioni della passività relativa all'obbligazione che sorge in relazione a un piano a benefici definiti sono disaggregate in tre componenti:

- 1) operativa (service cost), costi del personale;
- 2) finanziaria (finance cost), interessi attivi/passivi netti;
- 3) valutativa (remeasurement cost), utili/perdite attuariali.

In merito all'informativa integrativa, viene proposta l'informativa relativa alle caratteristiche dei piani e dei relativi importi iscritti in bilancio, al rischio derivante dai piani e comprendente una analisi di sensitività delle fluttuazioni nel rischio demografico.

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di programmi che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in programmi "a contributi definiti" e programmi "a benefici definiti".

Nei programmi a "contributi definiti" l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero ad un patrimonio o ad un'entità giuridicamente distinta (c.d. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti. Per Iren rientrano in questa categoria il Trattamento di Fine Rapporto maturato a partire dal 1° gennaio 2007 che viene versato al fondo INPS e la parte versata alla previdenza integrativa.

La passività relativa ai programmi a "benefici definiti", al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali. Per Iren rientrano in questa categoria il Trattamento di Fine Rapporto maturato fino al 31 dicembre 2006 (o alla data di scelta da parte del dipendente nel caso di destinazione a fondi complementari), le agevolazioni tariffarie fornite al personale dipendente ed ex-dipendente, le mensilità aggiuntive (art. 47 CCNL), il premio fedeltà erogato al personale dipendente al raggiungimento di una determinata anzianità di servizio e il fondo Premungas, che è un trattamento pensionistico integrativo che permette al dipendente di raggiungere l'ultima retribuzione percepita al momento della cessazione del rapporto di lavoro.

Per ciascun dipendente viene calcolato il valore attuale della passività con il metodo di proiezione unitaria del credito. L'ammontare della passività viene calcolato stimando l'ammontare da pagare al momento della risoluzione del rapporto di lavoro, prendendo in considerazione ipotesi economiche, finanziarie e demografiche; tale valore viene imputato pro-rata temporis sulla base del periodo di lavoro già maturato.

Per il trattamento di fine rapporto maturato al 31 dicembre 2006 (o alla data di scelta da parte del dipendente nel caso di destinazione a fondi complementari), non viene invece applicato il pro-rata temporis, poiché alla data del bilancio i benefici possono essere considerati maturati interamente.

Le variabili demografiche, economiche e finanziarie assunte sono annualmente validate da un attuario indipendente.

Gli utili e le perdite derivanti dall'effettuazione del calcolo attuariale per quanto concerne i benefici successivi al rapporto di lavoro sono immediatamente rilevati nel Conto economico complessivo, cioè nell'other comprehensive income, con l'eccezione del premio di fedeltà per cui sono rilevati interamente a Conto economico.

Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri sono accantonati per coprire passività di ammontare o scadenza incerti che devono essere rilevati in bilancio quando ricorrono le seguenti contestuali condizioni:

- l'impresa ha un'obbligazione attuale (legale o implicita), ossia in corso alla data di riferimento del bilancio, quale risultato di un evento passato;
- è probabile che per adempiere all'obbligazione si renderà necessario un impiego di risorse economiche;
- può essere effettuata una stima attendibile dell'importo necessario all'adempimento dell'obbligazione.

I rischi per i quali il manifestarsi di una passività è soltanto potenziale sono indicati nelle note al bilancio senza procedere allo stanziamento di un fondo.

In caso di eventi solamente remoti e cioè di eventi che hanno scarsissime possibilità di verificarsi non viene contabilizzato alcun fondo, né vengono fornite informazioni aggiuntive od integrative.

Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa pagherebbe per estinguere l'obbligazione, ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell'esercizio. Se l'effetto di attualizzazione del valore del denaro è significativo, gli accantonamenti sono determinati attualizzando i flussi finanziari futuri attesi ad un tasso di sconto ante imposte che riflette la valutazione corrente del mercato del costo del denaro in relazione al tempo.

Quando viene effettuata l'attualizzazione, l'incremento dell'accantonamento dovuto al trascorrere del tempo è rilevato come onere finanziario.

I fondi post mortem sono attualizzati sulla base della curva dei tassi governativi alla data di bilancio. Si attualizzano, anno per anno, i flussi di cassa indicati nella perizia redatta da un esperto indipendente.

Ricavi

I ricavi sono valutati al fair value del corrispettivo ricevuto o spettante, tenendo conto di eventuali sconti commerciali e riduzioni legate alla quantità.

I ricavi dalla vendita di beni sono rilevati quando:

- l'impresa ha trasferito all'acquirente i rischi significativi e i benefici connessi alla proprietà del bene;
- l'impresa perde i diritti di proprietà nonché l'effettivo controllo sulla merce venduta da parte del venditore;
- il valore dei ricavi può essere determinato in modo attendibile;
- è probabile che l'impresa venditrice potrà fruire dei benefici economici derivanti dall'operazione;
- il valore dei costi connessi all'operazione può essere determinato in modo attendibile.

Quando sussiste un'incertezza sulla possibilità di incassare i crediti derivanti da un ricavo già contabilizzato, il valore non recuperabile viene rilevato come costo anziché come rettifica del ricavo già imputato.

I ricavi dalla prestazione di servizi sono rilevati quando:

- l'ammontare dei ricavi può essere determinato in modo attendibile;
- è probabile che l'impresa venditrice potrà fruire dei benefici economici derivanti dall'operazione;
- lo stadio di completamento dell'operazione alla data di chiusura del bilancio d'esercizio può essere determinato attendibilmente;
- il valore dei costi connessi all'operazione può essere determinato in modo attendibile.

Contributi in conto impianti e contributi in conto esercizio

I contributi in conto impianti vengono iscritti, quando gli stessi divengono esigibili, come ricavo differito e imputato come provento al conto economico sistematicamente durante la vita utile del bene a cui si riferiscono. Il ricavo differito relativo ai contributi stessi trova riscontro nella Situazione Patrimoniale-Finanziaria tra le altre passività, con opportuna separazione tra la parte corrente e quella non corrente.

I contributi in conto esercizio sono imputati a conto economico nel momento in cui sono soddisfatte le condizioni di iscrizione, ovvero quando si ha la certezza del riconoscimento degli stessi in contropartita dei costi a fronte dei quali i contributi sono erogati.

Altri proventi

Gli altri proventi includono tutte le fattispecie di ricavi non inclusi nelle tipologie precedenti e non aventi natura finanziaria e sono rilevati secondo le modalità sopra indicate per i ricavi delle vendite di beni e prestazione di servizi.

Costi per l'acquisizione di beni e servizi

I costi sono valutati al fair value dell'ammontare pagato o da pagare. I costi per l'acquisizione di beni e servizi sono iscritti quando il loro ammontare può essere determinato in maniera attendibile. I costi per acquisto di beni sono riconosciuti al momento della consegna, che in base ai contratti in essere identifica il momento del passaggio dei rischi e benefici connessi. I costi per servizi sono iscritti per competenza in base al momento di ricevimento degli stessi.

Proventi ed oneri finanziari

I ricavi che derivano dall'utilizzo, da parte di terzi, di beni dell'impresa che generano interessi e dividendi sono rilevati quando:

- è probabile che l'impresa venditrice potrà fruire dei benefici economici derivanti dall'operazione;
- l'ammontare dei ricavi può essere determinato in modo attendibile.

I ricavi devono essere rilevati applicando i seguenti criteri:

- gli interessi devono essere rilevati con un criterio temporale che consideri il rendimento effettivo del bene;
- i ricavi per dividendi da partecipazioni sono contabilizzati nel momento in cui sorge il diritto all'incasso, che normalmente corrisponde alla delibera assembleare di distribuzione dei dividendi.

Quando sussiste un'incertezza sulla possibilità di incassare i crediti derivanti da un ricavo già contabilizzato, il valore non recuperabile deve essere rilevato come costo anziché come rettifica del ricavo già imputato.

Gli oneri finanziari sono rilevati come costo nell'esercizio nel quale essi sono sostenuti; quelli che sono direttamente imputabili all'acquisizione, costruzione, produzione di un impianto sono capitalizzati dal momento che:

- è probabile che comporteranno dei benefici economici futuri per l'impresa;
- sono attendibilmente determinati.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito includono tutte le imposte calcolate sul reddito imponibile delle società.

Le imposte correnti e differite vengono rilevate come proventi o come oneri e sono incluse nell'utile o nella perdita dell'esercizio, a meno che le imposte derivino da un'operazione o un fatto rilevato, nello stesso esercizio o in un altro, direttamente nel patrimonio netto.

Le imposte correnti del periodo sono determinate sulla base di una realistica previsione dell'onere d'imposta di pertinenza del periodo determinato in applicazione della vigente normativa fiscale o sostanzialmente approvata. Le imposte differite sono calcolate in base alle differenze temporanee che emergono tra la base imponibile di una attività o passività e il valore contabile nel bilancio consolidato.

Un'attività per imposte anticipate viene contabilizzata quando il suo recupero è probabile.

Le imposte differite sono state calcolate considerando l'aliquota fiscale prevista per l'esercizio in cui le differenze si riverseranno.

Il Gruppo ha esercitato l'opzione, ai sensi dell'art. 118 del nuovo Tuir, per il Consolidato fiscale di Gruppo che comporta il trasferimento da parte delle società consolidate delle proprie posizioni debitorie/creditorie IRES verso la Consolidante Iren S.p.A.. Quest'ultima determina l'IRES su una base imponibile corrispondente alla somma algebrica degli imponibili positivi e negativi delle singole società che partecipano al consolidato.

A fronte del reddito imponibile conseguito e trasferito alla società consolidante, la consolidata si obbliga a riconoscere alla società consolidante "conguagli per imposte" pari alle imposte dovute sul reddito trasferito al netto dei crediti per IRES trasferiti.

Attività operative cessate

Un'attività operativa cessata è un componente del gruppo che è stato dismesso e rappresenta un importante ramo autonomo di attività o area geografica di attività. Un'attività viene classificata come cessata al momento della cessione o quando classificata come attività posseduta per la vendita: quando un'attività viene classificata come cessata, il conto economico viene rideterminato come se l'operazione fosse cessata a partire dall'inizio del periodo comparativo.

Criteri di conversione delle poste in valuta estera

La valuta funzionale e di presentazione adottata dalla Società è l'Euro. In presenza di transazioni in valuta estera, le stesse sono inizialmente rilevate al tasso di cambio in essere alla data dell'operazione. Le attività e le passività in valuta, ad eccezione delle immobilizzazioni, sono iscritte al cambio di riferimento alla data di chiusura del periodo e i relativi utili e perdite su cambi sono imputati a conto economico. L'eventuale utile netto che dovesse emergere viene accantonato in un'apposita riserva non distribuibile fino alla data di realizzo.

PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI EFFICACI DAL 1° GENNAIO 2013

- IAS 1 – Presentazione del bilancio: in data 16 giugno 2011, lo IASB ha emesso un emendamento allo IAS 1 – Presentazione del bilancio, che richiede alle imprese di raggruppare tutte le voci presentate tra le altre componenti di conto complessivo a seconda che esse possano o meno essere riclassificate successivamente a conto economico. L'adozione di tale emendamento non produce alcun effetto dal

punto di vista della valutazione delle poste di bilancio ed ha limitati effetti sull'informativa fornita nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2013.

- IAS 12 - Imposte sul reddito: in data 20 dicembre 2010 lo IASB ha emesso un emendamento, applicabile in modo retrospettivo dal 1° gennaio 2013, che chiarisce la determinazione delle imposte differite sugli investimenti immobiliari valutati al fair value. La modifica introduce la presunzione che le imposte differite relative agli investimenti immobiliari, valutati al fair value secondo lo IAS 40 "Investimenti immobiliari", devono essere determinate tenendo conto che il valore contabile di tale attività sarà recuperato attraverso la vendita. Conseguentemente non sarà più applicabile a tale emendamento il SIC 21 "Imposte sul reddito – Recuperabilità di un'attività non ammortizzabile rivalutata". Il principio è applicato prospetticamente senza necessità di adeguare l'informazione comparativa;
- IFRS 1 "Finanziamenti pubblici": la modifica, applicabile con decorrenza 1° gennaio 2013, è stata emessa il 12 marzo 2012 e riguarda i finanziamenti pubblici a un tasso di interesse inferiore a quello di mercato. Più specificamente la modifica prevede che, in sede di prima adozione dei principi contabili internazionali, tutti i finanziamenti pubblici in essere devono essere rilevati come passività finanziarie o come strumenti rappresentativi di capitale in conformità allo IAS 32 "Strumenti finanziari: esposizione nel bilancio". Inoltre la modifica in oggetto non consente di rilevare come un contributo pubblico il beneficio relativo al minore tasso di interesse del finanziamento pubblico rispetto ai tassi di mercato;
- IFRS 7 – Strumenti finanziari - informazioni integrative: in data 16 dicembre 2011, lo IASB ha emesso alcuni emendamenti all'IFRS 7 – Strumenti finanziari - informazioni integrative. L'emendamento richiede informazioni sugli effetti o potenziali effetti derivanti dai diritti alla compensazione delle attività e passività finanziarie sulla situazione patrimoniale-finanziaria. Gli emendamenti devono essere applicati per gli esercizi aventi inizio dal o dopo il 1° gennaio 2013 e periodi intermedi successivi a tale data. Le informazioni devono essere fornite in modo retrospettivo.
- IFRS 13 - Misurazione del fair value: emesso dallo IASB in data 12 maggio 2011 e applicabile dal 1° gennaio 2013. L'IFRS 13 definisce il fair value, fornisce una guida alla sua determinazione ed introduce dei requisiti di informativa. Il principio in oggetto non specifica quando la valutazione al fair value è applicabile, ma ne definisce le modalità di calcolo quando il suo utilizzo è richiesto da altri principi. Il nuovo principio si applica a tutte le transazioni, sia finanziarie che non, per le quali i principi contabili internazionali richiedano o consentano la valutazione al fair value, con l'eccezione delle operazioni rilevate in base all'IFRS 2 - Pagamenti basati su azioni, dei contratti di leasing regolati dallo IAS 17 - Leasing, delle transazioni rilevate in base al "valore netto di realizzo", così come previsto dallo IAS 2 - Rimanenze, e al "Valore d'uso", così come definito dallo IAS 36 - Perdita di valore di attività. Il principio definisce il fair value come "il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività in una regolare operazione tra operatori di mercato alla data di valutazione". Nei casi in cui le transazioni siano osservabili direttamente in un mercato, la determinazione del fair value può essere relativamente semplice, ma ove non lo fossero vengono utilizzate tecniche di valutazione. Il principio in oggetto ne descrive tre da utilizzare per il calcolo del fair value e sono rappresentate dall'approccio "di mercato", che prevede l'utilizzo dei prezzi e di altre informazioni rilevanti generate da altre transazioni che coinvolgono attività e passività simili, dal cosiddetto "income approach", che consiste nell'attualizzazione dei flussi di cassa in entrata e in uscita futuri, e infine dal "cost approach", che richiede che l'entità determini un valore che rifletta l'importo che attualmente verrebbe richiesto per sostituire la capacità di servizio di un'attività. Per quanto riguarda l'informativa da fornire in bilancio, l'IFRS 13 estende la gerarchia di tre livelli di fair value variabili in base agli input utilizzati nelle tecniche di valutazione, già prevista dall'IFRS 7 - Strumenti finanziari: informazioni integrative a tutte le attività e passività che rientrano nel suo ambito di applicazione. Alcuni requisiti di informativa sono differenti a seconda che la valutazione del fair value sia effettuata su una base ricorrente o non ricorrente: per ricorrenti si intendono le valutazioni al fair value che altri principi contabili richiedono al termine di ciascun periodo di bilancio, mentre per non ricorrenti le valutazioni al fair value richieste solo in particolari circostanze; di particolare importanza sono le precisazioni introdotte con riferimento alla misurazione del rischio di inadempimento nella determinazione del *fair value* dei contratti derivati, tale rischio include sia le variazioni del merito creditizio della controparte che quella della Società.
- Improvements to IFRS 2009 – 2011: in data 28 marzo 2013 è stato omologato un insieme di proposte di modifiche agli IFRS "Improvements to IFRS 2009 - 2011" emanato dallo IASB nel mese di maggio

2012. Le modifiche in oggetto sono applicabili in modo retrospettivo a partire dal 1° gennaio 2013 e riguardano nello specifico:

- a) IAS 1 - Presentazione del bilancio. L'emendamento chiarisce le modalità di presentazione delle informazioni comparative nel caso in cui un'impresa modifichi dei principi contabili ed effettui una riesposizione retrospettiva o una riclassifica;
- b) IAS 16 - Immobili, impianti e macchinari. L'emendamento chiarisce che i *servicing equipment* devono essere capitalizzati e classificati nella voce Immobili, impianti e macchinari se utilizzati per più di un esercizio, nelle Rimanenze di magazzino in caso contrario;
- c) IAS 32 - Strumenti finanziari: esposizione in bilancio. L'emendamento illustra il trattamento fiscale relativo alle imposte dirette sulle distribuzioni ai possessori di strumenti di capitale e sui costi di transazione sugli strumenti di capitale, sottolineando che le imposte dirette relative a questa fattispecie seguono le regole dello IAS 12 "Imposte sul reddito";
- d) IAS 34 - Bilanci intermedi. Con riferimento all'informativa di segment reporting, l'emendamento chiarisce che il totale delle attività per ciascun settore o segmento operativo dovrà essere riportato solo se tale informazione è regolarmente fornita dal *chief operating decision maker* dell'entità e si è verificato un cambiamento materiale nel totale dell'attività del segmento rispetto a quanto riportato nell'ultima Relazione finanziaria annuale.

Si ricorda che la Società Iren S.p.A., a decorrere dall'esercizio 2012 ha applicato in via anticipata la modifica al principio contabile internazionale IAS 19 "Benefici a dipendenti", omologata in data 6 giugno 2012 ed applicabile a partire dal 1° gennaio 2013. Per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo "Cambiamento principi contabili" del bilancio 2012.

PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI NON ANCORA APPLICABILI E NON ADOTTATI IN VIA ANTICIPATA DALLA SOCIETÀ'

Si segnalano inoltre i seguenti Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni non ancora applicabili e non adottati in via anticipata dalla Società Iren:

- In data 12 maggio 2011 lo IASB ha emesso il principio IFRS 10 – Bilancio Consolidato che sostituirà il SIC-12 Consolidamento – Società a destinazione specifica (società veicolo) e parti dello IAS 27 – Bilancio consolidato e separato il quale sarà ridenominato Bilancio separato e disciplinerà il trattamento contabile delle partecipazioni nel bilancio separato. Il nuovo principio muove dai principi esistenti, individuando nel concetto di controllo il fattore determinante ai fini del consolidamento di una società nel bilancio consolidato della controllante. Il controllo si manifesta se e solo se l'investitore ha contemporaneamente: a) il potere di dirigere le attività rilevanti della partecipata, attraverso diritti di voto e/o accordi contrattuali; b) l'esposizione ai futuri rendimenti della partecipata (dividendi, benefici di natura fiscale,...); c) la capacità di utilizzare il potere sulla società partecipata per influire sui rendimenti della stessa. Il principio deve essere applicato in modo retrospettivo, al più tardi, dagli esercizi aventi inizio dal o dopo il 1° gennaio 2014.
- In data 12 maggio 2011 lo IASB ha emesso il principio IFRS 11 – Accordi di compartecipazione che sostituirà lo IAS 31 – Partecipazioni in Joint Venture ed il SIC-13 – Imprese a controllo congiunto – Conferimenti in natura da parte dei partecipanti al controllo. Il nuovo principio stabilisce che, in un accordo di compartecipazione due o più parti detengono il controllo in via congiunta se le decisioni riguardanti le attività rilevanti richiedono il consenso unanime delle parti. L'IFRS 11 individua due tipologie distinte di accordi congiunti:
 1. le operazioni congiunte;
 2. le joint ventures.

Le due tipologie si distinguono in base ai diritti e agli obblighi che sorgono in capo alle parti di un accordo congiunto. In una operazione congiunta le parti hanno diritti riguardanti le attività e obbligazioni relative alle passività dell'accordo congiunto, mentre in una joint venture le parti hanno diritti alle attività nette dell'accordo. L'IFRS 11 stabilisce che le attività, passività, costi e ricavi di un'operazione congiunta vengano rilevate dalle parti in base ai diritti e alle obbligazioni rispettivamente detenute e, per contro, che le joint ventures siano rilevate dalle parti utilizzando il metodo del Patrimonio netto, così come previsto dallo IAS 28 "Partecipazioni in imprese collegate e

joint ventures”. Il principio deve essere applicato in modo retrospettivo, al più tardi, dagli esercizi aventi inizio dal o dopo il 1° gennaio 2014. A seguito dell’emanazione del principio lo IAS 28 – Partecipazioni in imprese collegate è stato emendato per comprendere nel suo ambito di applicazione, dalla data di efficacia del principio, anche le partecipazioni in imprese a controllo congiunto.

- In data 12 maggio 2011 lo IASB ha emesso il principio IFRS 12 – Informazioni aggiuntive su partecipazioni in altre imprese che è un nuovo e completo principio sulle informazioni aggiuntive da fornire su ogni tipologia di partecipazione, ivi incluse quelle su imprese controllate, gli accordi di compartecipazione, collegate, società a destinazione specifica ed altre società veicolo non consolidate. Il principio deve essere applicato in modo retrospettivo, al più tardi, dagli esercizi aventi inizio dal o dopo il 1° gennaio 2014.
- IAS 27 Revised “Bilancio separato”: emanato dallo IASB in data 12 maggio 2011 e applicabile dal 1° gennaio 2014; contestualmente all’introduzione del principio IFRS 10 “Bilancio consolidato” è stata pubblicata una versione revised del principio in oggetto che conserva il ruolo di principio generale di riferimento in tema di bilancio separato. Il presente principio si applica nella valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint ventures nel bilancio separato della controllante. Le joint ventures, così come le partecipazioni in imprese controllate e collegate, possono essere rilevate nel bilancio separato sia al costo che in base all’IFRS 9 “Strumenti finanziari” (e allo IAS 39 “Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione”). Quando una società controllante, in accordo con quanto stabilito dall’IFRS 10 “Bilancio consolidato”, sceglie di non predisporre il bilancio consolidato, nel bilancio separato deve fornire informazioni circa le partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint ventures, le sedi principali (e la sede legale se differente) delle loro attività, la percentuale di possesso nelle singole società partecipate e l’informativa riguardante il metodo utilizzato per la loro rilevazione in bilancio;
- IAS 28 Revised “Partecipazioni in imprese collegate e joint ventures”: emanato dallo IASB in data 12 maggio 2011 e applicabile dal 1° gennaio 2014; contestualmente all’introduzione del principio IFRS 10 “Bilancio consolidato” è stata pubblicata una versione revised del principio in oggetto che ha lo scopo di stabilire i criteri per la rilevazione delle partecipazioni in imprese collegate e joint ventures. Un’entità che eserciti controllo in via congiunta, o influenza notevole su un altro soggetto deve rilevare la propria partecipazione utilizzando il metodo del Patrimonio netto;
- In data 16 dicembre 2011 lo IASB ha emesso alcuni emendamenti allo IAS 32 – Strumenti Finanziari: esposizione nel bilancio, per chiarire l’applicazione di alcuni criteri per la compensazione delle attività e delle passività finanziarie presenti nello IAS 32. Gli emendamenti sono applicabili in modo retrospettivo per gli esercizi aventi inizio dal o dopo il 1° gennaio 2014.
- IAS 36 “Riduzione di valore delle attività”: la modifica, applicabile a partire dal 1° gennaio 2014, è stata emessa in data 29 maggio 2013 e riguarda i requisiti di informativa previsti in sede di impairment di attività nei casi in cui il valore recuperabile sia determinato sulla base del fair value al netto dei costi di dismissione. L’emendamento in oggetto rimuove i requisiti di informativa in merito al valore recuperabile dell’attività nel caso in cui la CGU (cash generating unit) includa un goodwill o attività immateriali a vita utile indefinita ma non si sia manifestata una perdita durevole di valore dell’attività stessa. Viene inoltre richiesta informativa riguardante il valore recuperabile di una attività o di una CGU e circa la modalità di calcolo del fair value al netto dei costi di dismissione quando si sia manifestata una perdita durevole di valore dell’attività.
- IAS 39 “Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione”: l’emendamento al principio in oggetto, emesso in data 27 giugno 2013, riguarda la contabilizzazione degli strumenti derivati di copertura in caso di novazione della controparte. Prima dell’introduzione di questa modifica, in caso di novazione degli strumenti derivati designati di copertura, lo IAS 39 richiedeva l’interruzione dell’applicazione della contabilizzazione ai sensi del cash flow hedge assumendo che la novazione comportava la conclusione e l’estinzione dello strumento di copertura preesistente. La modifica in oggetto è applicabile in modo retrospettivo a decorrere dal 1° gennaio 2014.

Alla data del presente bilancio gli organi competenti dell’Unione Europea non hanno ancora concluso il processo di omologazione dei seguenti principi contabili.

- In data 12 novembre 2009 lo IASB ha pubblicato il principio IFRS 9 – Strumenti finanziari. Riemesso in ottobre 2010 ed emendato in novembre 2013, il principio rappresenta la prima parte di un processo per fasi che ha lo scopo di sostituire interamente lo IAS 39 e introduce dei nuovi criteri per la classificazione e valutazione delle attività e passività finanziarie. In particolare, per le attività finanziarie il nuovo principio utilizza un unico approccio basato sulle modalità di gestione degli

strumenti finanziari e sulle caratteristiche dei flussi di cassa contrattuali delle attività finanziarie stesse al fine di determinarne il criterio di valutazione, sostituendo le diverse regole previste dallo IAS 39. Per le passività finanziarie, invece, la principale modifica avvenuta riguarda il trattamento contabile delle variazioni di fair value di una passività finanziaria designata come valutata al fair value attraverso il conto economico, nel caso in cui queste siano dovute alla variazione del merito creditizio della passività stessa. Secondo il nuovo principio, tali variazioni devono essere rilevate negli Altri utili/(perdite) complessivi e non transiteranno più nel conto economico. La data di prima applicazione obbligatoria, inizialmente fissata al 1° gennaio 2015, sarà reintrodotta alla conclusione del progetto sull'IFRS9 con la pubblicazione del principio completo.

- IFRIC 21 - Tributi: questa interpretazione dello IAS 37 "Accantonamenti, passività e attività potenziali" è stata emessa in data 20 maggio 2013 e riguarda la contabilizzazione dei tributi che non rientrano nell'ambito di applicazione dello IAS 12 "Imposte sul reddito". Lo IAS 37 "Accantonamenti, passività e attività potenziali" stabilisce i criteri relativi al riconoscimento di una passività, uno dei quali è rappresentato dalla presenza di una obbligazione presente per l'entità quale risultato di un evento passato. L'interpretazione in esame chiarisce che l'obbligazione che fa sorgere la passività per il tributo da pagare è l'attività descritta nella legislazione dell'attività stessa da cui scaturisce il pagamento del tributo. L'interpretazione è applicabile con decorrenza 1° gennaio 2014.
- Il 21 novembre 2013 lo IASB ha pubblicato alcuni emendamenti minori allo IAS 19 – Benefici ai dipendenti. Tali emendamenti, applicabili in modo retrospettivo dal 1° luglio 2014, riguardano la semplificazione del trattamento contabile delle contribuzioni ai piani a benefici definiti da parte dei dipendenti o di terzi in casi specifici.
- Il 12 dicembre 2013 lo IASB ha emesso un insieme di modifiche agli IFRS (*Annual Improvements to IFRSs – 2010-2012 Cycle e Annual Improvements to IFRSs - 2011-2013 Cycle*). Tra gli altri, i temi più rilevanti trattati in tali emendamenti sono: a) la definizione di condizioni di maturazione nell'IFRS2 – *Pagamenti basati su azioni*; b) il raggruppamento dei segmenti operativi nell'IFRS8 – *Segmenti operativi*; c) la definizione dei dirigenti strategici con responsabilità strategiche nello IAS24 – *Informativa sulle parti correlate*; d) l'esclusione dall'ambito di applicazione dell'IFRS3 – *Aggregazioni aziendali* di tutti i tipi di accordi a controllo congiunto e e) alcuni chiarimenti sulle eccezioni all'applicazione dell'IFRS13 – *Misurazione del fair value*.

Utilizzo di valori stimati

Nell'ambito della redazione del bilancio in conformità agli IFRS le stime e le relative assunzioni si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie e sono state adottate per definire il valore contabile delle attività e delle passività a cui si riferiscono. Le stime sono state utilizzate per valutare le attività materiali e immateriali sottoposte ad impairment, oltre che per rilevare accantonamenti, per gli ammortamenti e per le svalutazioni di attività, benefici ai dipendenti, per la determinazione del fair value degli strumenti derivati e delle attività finanziarie disponibili per la vendita, imposte e altri accantonamenti ai fondi rischi. Tali stime e ipotesi sono riviste regolarmente. Le eventuali variazioni derivanti dalla revisione delle stime contabili sono rilevate nel periodo in cui la revisione viene effettuata qualora la stessa interessi solo quel periodo. Nel caso in cui la revisione interessi periodi sia correnti sia futuri, la variazione è rilevata nel periodo in cui la revisione viene effettuata e nei relativi periodi futuri.

III. GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI DI IREN S.p.A.

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 Autodisciplina di Borsa Italiana attribuisce su tale aspetto specifiche responsabilità.

Di seguito si riporta una sintesi della modalità di gestione dei rischi per quanto riguarda la gestione e il controllo dei rischi derivanti da strumenti finanziari (rischio di liquidità, rischio di cambio, rischio tassi di interesse, rischio di credito).

RISCHIO DI LIQUIDITÀ

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

Nella tabella seguente viene indicato quando è previsto il flusso di cassa in uscita (entro 12 mesi, tra 1 e 5 anni e oltre i 5 anni). I flussi indicati sono flussi di cassa nominali futuri non scontati, determinati con riferimento alle residue scadenze contrattuali, sia per la quota in conto capitale sia per la quota in conto interessi; sono altresì indicati i flussi nominali non scontati inerenti i contratti derivati su tassi di interesse.

Dati al 31/12/2013	migliaia di euro				
	Valore contabile	Flussi finanziari contrattuali	entro i 12 mesi	1-5 anni	Oltre 5 anni
Debiti per mutui e bond (*)	2.411.917	(2.939.832)	(737.895)	(1.000.921)	(1.201.016)
Coperture rischio tasso (**)	35.259	(34.835)	(13.528)	(21.025)	(282)

(*) Il valore contabile dei "Debiti per mutui e bond" comprende il valore nominale dei mutui e bond (sia per la quota corrente che per la quota non corrente).

(**) Il valore contabile delle "Coperture rischio tasso" comprende il fair value dei contratti di copertura (sia quelli attivi che quelli passivi).

I flussi finanziari previsti per l'estinzione delle altre passività finanziarie, diverse da quelle verso istituti di credito, non si discostano significativamente dal valore contabile riportato in bilancio.

Per un dettaglio sulle politiche di gestione del rischio di liquidità si rimanda a quanto riportato nelle Note Illustrative del bilancio consolidato inserite nel presente documento di bilancio.

RISCHIO DI TASSO DI INTERESSE

Al fine di consentire una completa comprensione dei rischi di variazione dei tassi di interesse è stata condotta un'analisi di sensitività degli oneri finanziari netti al variare dei tassi di interesse. Tale analisi è stata effettuata, sulla base di presupposti di ragionevolezza, secondo le seguenti modalità:

- una variazione in aumento ed in diminuzione di 100 basis points dei tassi di interesse euribor rilevati nel corso dell'esercizio è stata applicata all'indebitamento finanziario netto;
- in caso sia esistente una relazione di copertura lo shock sui tassi è stato applicato congiuntamente alla posizione debitoria ed al relativo strumento derivato di copertura con un effetto netto a conto economico estremamente contenuto;
- con riferimento ai contratti derivati di copertura esistenti alla data di chiusura dell'esercizio è stata applicata una traslazione in aumento ed in diminuzione di 100 basis points delle curve forward dei tassi di interesse impiegate per la determinazione dei fair value dei contratti stessi.

Nella seguente tabella sono riportati i risultati dell'analisi di sensitività anzi illustrata svolta con riferimento alla data del 31 dicembre 2013.

	Oneri finanziari		Riserva Cash Flow Hedge	
	aumento di 100 bps	diminuzione di 100 bps	aumento di 100 bps	diminuzione di 100 bps
	Migliaia di euro			
Sensività dei flussi finanziari (netta)				
Indebitamento finanziario netto (comprensivo dei contratti di copertura)	2.929	(3.006)	-	-
Variazione del fair value				
Contratti di copertura (solo componenti valutative)	(15)	(66)	17.195	(18.274)
Totale impatto da analisi di sensitività	2.914	(3.072)	17.195	(18.274)

FAIR VALUE

Secondo quanto previsto dall'IFRS 13 il fair value è 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. Il valore attuale dei flussi futuri è stato determinato applicando la curva dei tassi *forward* alla data di chiusura dell'esercizio. Inoltre nella determinazione del fair value, come richiesto dall'IFRS 13, è stato considerato il rischio di inadempimento controparte. L'adozione di tale nuovo principio non comporta effetti significativi nella quantificazione del fair value.

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

Nella tabella seguente, per ogni classe di attività e passività indicate a bilancio è indicato, oltre al valore contabile, il relativo fair value.

Descrizione attività / passività	31/12/2013		31/12/2012	
	Valore contabile	Fair Value	Valore contabile	Fair Value
	migliaia di euro			
Crediti finanziari non correnti vs correlate	1.479.764	1.484.147	1.453.715	1.458.423
Derivati di copertura - Attività a lungo	0	0	80	80
Debiti finanz.e obblig. correnti vs istituti di credito (*)	(1.756.586)	(1.729.572)	(2.019.579)	(1.930.132)
Derivati di copertura - Passività a lungo	(35.259)	(35.259)	(56.508)	(56.508)
Mutui quota corrente	(655.331)	(699.496)	(197.697)	(247.237)
Totale	(967.412)	(980.180)	(819.989)	(775.374)

(*) il fair value del Put Bond al 31.12.2013 è pari a 188.929 migliaia di euro

Scala gerarchica del fair value

La tabella seguente illustra gli strumenti finanziari contabilizzati al fair value in base alla tecnica di valutazione utilizzata. I diversi livelli sono stati 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).

	migliaia di euro			
31/12/2013	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività finanziarie disponibili per la vendita				-
Attività finanziarie designate al fair value rilevato a conto economico				-
Investimenti finanziari detenuti per finalità di trading				-
Attività finanziarie derivate		-		-
Totale attività	-	-	-	-
Passività finanziarie derivate		(35.259)		(35.259)
Totale complessivo	-	(35.259)	-	(35.259)

	migliaia di euro			
31/12/2012	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività finanziarie disponibili per la vendita				-
Attività finanziarie designate al fair value rilevato a conto economico				-
Investimenti finanziari detenuti per finalità di trading				-
Attività finanziarie derivate		80		80
Totale attività	-	80	-	80
Passività finanziarie derivate		(56.508)		(56.508)
Totale complessivo	-	(56.508)	-	(56.508)

Tutti gli strumenti finanziari di copertura di Iren S.p.A. hanno *fair value* classificabile di livello 2, cioè misurato sulla base di tecniche di valutazione che prendono a riferimento parametri osservabili sul mercato (es. tassi di interesse, prezzi commodities), diversi dalle quotazioni dello strumento finanziario, o comunque che non richiedono un significativo aggiustamento basato su dati non osservabili sul mercato. Si segnala inoltre che non ci sono stati trasferimenti tra i diversi Livelli della scala gerarchica del *fair value*.

RISCHIO DI CREDITO

Iren S.p.A. non è particolarmente soggetta a rischio di credito, in quanto effettua prevalentemente prestazioni professionali a favore delle Società di Primo Livello e controllate, secondo le esigenze da queste manifestate, sulla base di contratti di services stipulati fra le parti.

Per un dettaglio sulle politiche di gestione del rischio di credito si rimanda a quanto riportato nelle Note Illustrative del bilancio consolidato inserite nel presente documento di bilancio.

Gestione del capitale

Le politiche di gestione del capitale del Consiglio di Amministrazione prevedono il mantenimento di un livello elevato di capitale proprio al fine di mantenere un rapporto di fiducia con gli investitori, i creditori ed il mercato, consentendo altresì lo sviluppo futuro dell'attività.

Il Consiglio di Amministrazione monitora il rendimento del capitale ed il livello di dividendi da distribuire ai detentori di azioni ordinarie 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.

IV. INFORMATIVA SUI RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

A seguito delle novità intervenute nella *governance* di Iren (assemblea straordinaria dei soci del 19 giugno 2013 che ha approvato il nuovo statuto sociale e assemblea ordinaria dei soci del 27 giugno 2013 che ha nominato il nuovo CdA), si è reso necessario rivedere ulteriormente il Regolamento relativo alle operazioni con parti correlate.

Pertanto, il Consiglio di Amministrazione di IREN, in data 3 dicembre 2013 e con il parere favorevole del Comitato Controllo e Rischi, ha adottato una nuova versione del "Regolamento Interno in materia di operazioni con parti correlate" (di seguito anche "Regolamento OPC"), (già approvato in data 30 novembre 2010 ed emendato in data 6 febbraio 2013) in attuazione:

- delle disposizioni in materia di operazioni con parti correlate di cui all'art. 2391-bis del codice civile;
- delle disposizioni di cui all'art. 114 del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58 (il "TUF");
- del regolamento recante disposizioni in materia di operazioni con parti correlate, adottato dalla Consob con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010, successivamente modificato con delibera n. 17389 del 23 giugno 2010 ("Regolamento Consob").

La Società IREN e le Società dalla stessa controllate basano i rapporti con parti correlate su principi di trasparenza e correttezza. Buona parte di tali rapporti attengono a prestazioni fornite alla generalità della clientela (fornitura di gas, acqua, energia elettrica, calore ecc.), e sono regolati dai contratti normalmente applicati in tali situazioni.

Ove non si tratti di prestazioni di tipo corrente, i rapporti sono regolati da specifici contratti, le cui condizioni sono fissate sulla base delle normali condizioni praticate sul relativo mercato. Nel caso in cui tale riferimento non sia disponibile o significativo, si definiscono i diversi profili mediante ricorso ad esperti e/o professionisti indipendenti.

Rapporti con soci parti correlate

Iren S.p.A. fornisce una serie di servizi a favore di Finanziaria Sviluppo Utilities S.r.l., veicolo societario attraverso il quale i Comuni di Genova e Torino detengono la partecipazione in Iren S.p.A., nei settori Legale, Amministrazione, Finanza, Fiscale, sulla base di specifici contratti che prevedono una adeguata remunerazione delle prestazioni.

Rapporti con altri soci parti correlate

Gli Amministratori di Iren, in base al "Regolamento Interno in materia di operazioni con parti correlate", hanno qualificato il Gruppo Intesa San Paolo come parte correlata.

La Società ha rapporti di natura finanziaria con il Gruppo Intesa San Paolo, che riguardano principalmente diverse forme di finanziamento quali mutui, linee di credito e conti correnti. Inoltre è stato affidato a Banca IMI S.p.A. l'incarico di advisor finanziario in un'operazione straordinaria.

Rapporti con società controllate

Services Intercompany - Per sfruttare al meglio le sinergie organizzative emergenti dalla fusione fra IRIDE ed Enia, la configurazione di Iren è stata disegnata sul modello di una Holding, dotata di strutture di staff adeguate a sostenere l'attività di coordinamento del Gruppo, e ad affrontare le più rilevanti problematiche di interesse generale. Pertanto Iren è in grado di fornire prestazioni professionali a favore delle Società di Primo Livello e controllate, secondo le esigenze da queste manifestate, sulla base di contratti di services stipulati fra le parti.

Tutte le attività suddette sono regolate da appositi contratti di servizio improntati a condizioni di mercato.

Gestione finanziaria - Al fine di ottimizzare la struttura e le condizioni di accesso al finanziamento esterno sono state adottate soluzioni organizzative orientate ad una gestione finanziaria accentrata a livello di Gruppo, gestione svolta direttamente da Iren S.p.A..

In tale prospettiva, i finanziamenti sono assunti nei confronti del sistema creditizio in capo ad Iren, con destinazione successiva dei fondi alle Società del Gruppo a sostegno degli investimenti realizzati dalle medesime Società, sulla base di contratti di finanziamento intercompany.

E' stata approvata la regolamentazione dei rapporti finanziari fra la Capogruppo e le Società di Primo Livello, concernenti sia la gestione accentrata (cash pooling) delle risorse disponibili all'interno del Gruppo per il funzionamento quotidiano (circolante), sia la gestione delle risorse destinate a sostenere gli

investimenti a medio/lungo termine. Le condizioni dei contratti intercompany, stipulati sulla base di tale regolamentazione, sono state definite sulla base delle condizioni alle quali la Capogruppo si approvvigiona sul mercato finanziario.

Consolidato fiscale - A partire dall'esercizio 2010 la società Iren S.p.A., ha optato per il regime fiscale del Consolidato domestico di cui agli artt. 117 e seguenti del nuovo TUIR. Detto regime consiste nella determinazione dell'IRES sulla base imponibile di Gruppo corrispondente alla somma algebrica degli imponibili positivi e negativi delle singole società che partecipano al consolidato opportunamente rettificato per le variazioni di consolidamento.

Per il 2013, tutti i rapporti, economici e giuridici, tra le parti sono stati disciplinati da apposito contratto interaziendale tra le società coinvolte e la consolidante Iren S.p.A..

Il nuovo perimetro di consolidamento fiscale, oltre alla consolidante Iren S.p.A., include quindi, senza soluzione di continuità, le seguenti società: AEM Torino Distribuzione, CELPI in liquidazione (cessata il 20 gennaio 2014), IREN SERVIZI E INNOVAZIONE (GIÀ IRIDE SERVIZI), AEMNET (incorporata in Iren Energia), Iren Acqua Gas, Iren Mercato, Iren Energia, CAE AMGA Energia, AGA, AES Torino, Mediterranea delle Acque, Immobiliare delle Fabbriche, Nichelino Energia, ENIA Parma (incorporata in Iren Emilia), ENIA Piacenza (incorporata in Iren Emilia), ENIA Reggio Emilia (incorporata in Iren Emilia), Eniatel, Tecnoborgo, Iren Ambiente, Iren Ambiente Holding (beneficiaria della scissione di Iren Ambiente), Iren Emilia e Genova Reti Gas.

In particolare, nel suddetto contratto vengono contemplate le modalità di trasferimento del reddito IRES, la remunerazione che ne consegue, nonché gli effetti di eventuali interruzioni del suddetto regime o del mancato rinnovo dello stesso.

La Legge 24 dicembre 2007, n. 244 (Finanziaria 2008), con effetto dal periodo d'imposta 2008, ha radicalmente modificato la disciplina della tassazione di gruppo, sopprimendo tutte le rettifiche di consolidamento previste dall'art. 122 TUIR, abrogando la disciplina relativa ai trasferimenti infragruppo di cui all'art. 123 TUIR e introducendo la possibilità, a determinate condizioni, di portare in deduzione del reddito del consolidato le eccedenze di interessi passivi eventualmente maturate in capo alle società partecipanti per effetto delle nuove disposizioni sulla deducibilità degli interessi passivi di cui all'art. 96 del TUIR.

Per effetto delle modifiche normative il Regolamento in vigore, in conformità a quanto previsto dall'art. 22 dello stesso, è stato redatto salvaguardando i principi sopra enunciati.

A seguito dell'opzione per il consolidato fiscale domestico, a fronte del reddito imponibile conseguito e trasferito alla società consolidante, la consolidata si obbliga a riconoscere alla società consolidante "conguagli per imposte" pari alle imposte dovute sul reddito trasferito al netto dei crediti per IRES trasferiti.

Nel Regolamento vengono inoltre evidenziati gli altri obblighi dei contraenti tra cui quello relativo agli invii di flussi informativi da parte delle consolidate affinché la Consolidante riesca a determinare il Reddito complessivo di gruppo ai fini IRES.

In appositi paragrafi vengono indicate le conseguenze relative all'interruzione anticipata del consolidato, al mancato rinnovo ed alle responsabilità delle parti in caso di errori a loro imputabili ai sensi dell'articolo 127 comma 2 del TUIR.

Con riferimento alle società del gruppo che operano nei settori della produzione, commercializzazione, trasporto o distribuzione del gas naturale o dell'energia elettrica, anche da fonti rinnovabili, si precisa che le stesse sono soggette all'addizionale IRES del 6,5% (aumentata al 10,5% per gli esercizi 2011, 2012 e 2013). Detta addizionale deve essere liquidata in modo autonomo da dette società anche se partecipanti al consolidato fiscale.

Opzione per l'IVA di Gruppo - Da un punto di vista procedurale, per l'esercizio 2013, la liquidazione dell'IVA di Gruppo ha comportato il trasferimento in capo alla controllante Iren S.p.A. di tutti gli obblighi relativi alle liquidazioni ed ai versamenti periodici IVA.

Le società che hanno partecipato alla procedura di liquidazione sono, oltre alla capogruppo Iren S.p.A., le seguenti: Iren Energia S.p.A., Iren Servizi e Innovazione S.p.A. (già Irìde Servizi), Iren Acqua Gas S.p.A., Iren Mercato S.p.A., AEM Torino Distribuzione S.p.A., AEM NET S.p.A. (incorporata in Iren Energia), CAE AMGA Energia S.p.A., AES Torino S.p.A., CELPI in liquidazione (cessata il 20 gennaio 2014), Genova Reti Gas S.r.l., ENIA Reggio Emilia S.p.A. (incorporata in IREN Emilia), ENIA Parma S.p.A. (incorporata in Iren Emilia), ENIA Piacenza S.p.A. (incorporata in Iren Emilia), Iren Ambiente S.p.A., Iren Emilia S.p.A., ENIA Solaris S.p.A., Idrotigullio S.p.A., Mediterranea delle Acque S.p.A. e Nichelino Energia S.r.l.

Rapporti con gli amministratori

Da ultimo e per ciò che concerne gli amministratori si segnala che non vi sono rapporti, oltre alle cariche ricoperte nelle società del Gruppo.

Per le informazioni relative ai compensi si rimanda alla specifica tabella allegata alla Relazione sulla remunerazione pubblicata entro il termine indicato dall'art. 123-ter del TUF.

V. FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

Emissione di un *Private Placement* per 100 milioni di euro con scadenza a 5 anni

Iren S.p.A. ha completato con successo l'11 febbraio 2014 l'emissione di un *Private Placement* per un ammontare di 100 milioni di euro con la durata di 5 anni e cedola pari al 3% annuo.

Le obbligazioni, quotate alla Borsa Irlandese, sono interamente sottoscritte da Morgan Stanley e sono riservate per la negoziazione ad investitori istituzionali.

L'operazione segue il primo collocamento obbligazionario perfezionato nel 2013.

Riapertura dell'operazione di *Private Placement* effettuata il 14 ottobre 2013, incrementando l'ammontare di 50 milioni di euro

Iren S.p.A. ha concluso con successo il 19 marzo 2014 l'operazione di riapertura (*tap issue*) dell'emissione obbligazionaria a tasso fisso 4.37%, effettuata il 14 ottobre 2013 e con scadenza al 14 ottobre 2020.

Le obbligazioni, quotate alla Borsa Irlandese, sono destinate esclusivamente ad investitori istituzionali.

L'operazione consente di raccogliere 50 milioni di euro aggiuntivi rispetto ai 210 milioni di euro dell'emissione originaria (incluso l'importo della riapertura effettuata in data 29 ottobre 2013), alle medesime condizioni di scadenza e cedola dell'emissione originaria, ma con un rendimento più basso (inferiore al 4%).

Offerta Pubblica di Acquisto su Acque Potabili S.p.A.

Iren S.p.A., Iren Acqua Gas S.p.A. (IAG), società interamente detenuta da Iren S.p.A., e Società Metropolitana Acque Torino S.p.A. (SMAT), hanno deliberato in data 11 marzo 2014 di promuovere per il tramite della società Sviluppo Idrico S.r.l., società il cui intero capitale sociale è detenuto in parti uguali da IAG e da SMAT, un'offerta pubblica di acquisto volontaria totalitaria ai sensi degli articoli 102 e seguenti del TUF su n. 13.785.355 azioni ordinarie di Acque Potabili S.p.A. – Società per la condotta di Acque Potabili (SAP).

IAG e SAP detengono attualmente rispettivamente n. 11.108.795 e n. 11.109.295 azioni SAP, pari complessivamente al 61,71% del capitale sociale della società.

L'offerta è finalizzata, in primo luogo, alla revoca delle azioni ordinarie di SAP dalla quotazione sul Mercato Telematico Azionario, gestito da Borsa Italiana.

VI. ALTRE INFORMAZIONI

COMUNICAZIONE CONSOB N. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Eventi e operazioni significative non ricorrenti

Nell'esercizio 2013 non si sono verificati eventi e operazioni significative non ricorrenti.

Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Si precisa che nel corso del 2013 la società non ha posto in essere operazioni atipiche e/o inusuali, così come definite dalla Comunicazione stessa, secondo la quale 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, alla salvaguardia del patrimonio aziendale, alla tutela degli azionisti di minoranza.

AZIONI PROPRIE

Al 31 dicembre 2013 la società non deteneva azioni proprie.

PUBBLICAZIONE DEL BILANCIO

Il bilancio è stato autorizzato alla pubblicazione dal Consiglio di Amministrazione di Iren nella riunione del 27 marzo 2014. Il Consiglio di Amministrazione ha autorizzato il Presidente, l'Amministratore Delegato ed il Direttore Generale ad apportare al bilancio quelle modifiche che risultassero necessarie od opportune per il perfezionamento della forma nel periodo di tempo intercorrente fino alla data di approvazione da parte dell'Assemblea degli Azionisti.

L'Assemblea degli Azionisti che sarà convocata per l'approvazione del bilancio separato della Capogruppo ha la facoltà di richiedere modifiche al suddetto bilancio separato.

COMPENSI PERCEPITI DA AMMINISTRATORI, SINDACI E DIRIGENTI CON RESPONSABILITÀ STRATEGICHE

Per le informazioni concernenti i compensi di Amministratori, Sindaci e Dirigenti con responsabilità strategiche si rimanda all'apposita Relazione sulla remunerazione pubblicata ai sensi dell'art. 123 – ter del TUF.

VII. 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 e la variazione della voce attività materiali viene riportata nella tabella seguente:

	31/12/2012	Incrementi	Ammorta- menti	Dismissioni e altre variazioni	migliaia di euro 31/12/2013
Terreni	278	-		-	278
Fabbricati	1.412	-	(85)	-	1.327
Totale	1.690	-	(85)	-	1.605

Si ricorda inoltre che non vi sono garanzie d'importo rilevante su cespiti.

NOTA 2_ATTIVITA' IMMATERIALI A VITA DEFINITA

La composizione e la variazione della voce attività immateriali viene riportata nella tabella seguente:

	31/12/2012	Incrementi	Ammorta- menti	Dismissioni e altre variazioni	migliaia di euro 31/12/2013
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione opere dell'ingegno	104	365	(102)	-	367
Immobilizzazioni in corso	333	569	-	-	902
Totale	437	934	(102)	-	1.269

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

La voce si riferisce principalmente a costi sostenuti nell'esercizio per l'acquisto di un software gestionale. Tale cespite viene ammortizzato in cinque anni.

Immobilizzazioni immateriali in corso

Si tratta di costi sostenuti nel corso dell'esercizio per implementazioni di nuovi software.

NOTA 3_PARTICIPAZIONI IN IMPRESE CONTROLLATE JOINT VENTURE E COLLEGATE

Partecipazioni in imprese controllate

L'elenco delle partecipazioni in imprese controllate al 31 dicembre 2013 è riportato in allegato.

Il totale della voce è composto come riportato nelle seguenti tabelle:

	migliaia di euro	
	31/12/2013	31/12/2012
IREN Acqua Gas S.p.A.	581.158	529.516
IREN Ambiente S.p.A.	88.044	97.189
IREN Ambiente Holding S.p.A.	9.145	0
IREN Emilia S.p.A.	341.512	341.512
IREN Energia S.p.A.	1.314.398	1.171.667
IREN Mercato S.p.A.	142.065	95.987
Tecnoborgo S.p.A.	186	186
Totale	2.476.508	2.236.057

L'incremento della partecipazione detenuta nella società Iren Acqua Gas S.p.A. è dovuto all'acquisto del 7,06%, del capitale sociale detenuto da Iren Emilia S.p.A. A seguito di tale operazione la quota di partecipazione di Iren S.p.A. è pari al 100%.

E' stata costituita Iren Ambiente Holding S.p.A. mediante scissione proporzionale parziale di Iren Ambiente S.p.A.. Ad Iren Ambiente Holding S.p.A. sono state conferite da parte di Iren Ambiente S.p.A. le partecipazioni in Bonifica Autocisterne, Iren Rinnovabili, Aciam, Iniziative Ambientali, Rio Riazzone, Consorzio Leap e Reggio Emilia Innovazione.

L'incremento del valore della partecipazione detenuta in Iren Energia S.p.A. è dovuto all'aumento di capitale sociale della stessa per un ammontare pari a 142.731 migliaia di euro, comprensivo della riserva sovrapprezzo, sottoscritto da Iren S.p.A., mediante il conferimento della partecipazione detenuta in Edipower.

L'incremento della partecipazione in Iren Mercato è dovuto al reintegro patrimoniale riconosciuto da Iren S.p.A. alla controllata a seguito dei maggiori oneri sostenuti da quest'ultima in relazione sia alle perdite subite dalla collegata Sinergie Italiane, sia al contratto di tolling con Edipower.

Si precisa inoltre che le partecipazioni in AMIAT V S.p.A. (0,001 %) e TLR V S.p.A. (0,001%), non riportate in tabella data l'esiguità del relativo valore, sono controllate indirettamente da Iren S.p.A., attraverso le società di primo livello Iren Emilia ed Iren Energia.

La partecipazione in Tecnoborgo è controllata indirettamente per effetto delle quote detenute da Iren Ambiente.

Nel mese di dicembre 2013 le società di primo livello Iren Acqua Gas, Iren Emilia e Iren Energia hanno deliberato una distribuzione straordinaria, attingendo dalle riserve distribuibili, per complessivi 70.000 migliaia di euro (69.013 migliaia di euro nell'esercizio 2012).

In relazione a tale distribuzione gli Amministratori sottolineano di aver verificato l'inesistenza di indicatori di *impairment* tali da produrre necessità di svalutazione in accordo a quanto previsto dallo IAS 36.

Partecipazioni in imprese collegate

L'elenco delle partecipazioni in imprese collegate al 31 dicembre 2013 è riportato in allegato.

Le variazioni intervenute nel corso dell'esercizio sono riportate nella seguente tabella:

	31/12/2012	Incrementi	Riclassifiche	31/12/2013
Delmi S.p.A.	142.731	-	(142.731)	-
Plurigas S.p.A.	240	-	-	240
TRM V S.p.A.	31.214	-	-	31.214
Totale	174.185	-	(142.731)	31.454

migliaia di euro

Relativamente alla partecipazione in Delmi si segnala che in data 1° gennaio 2013 ha avuto efficacia la fusione inversa di Delmi nella controllata Edipower.

In data 10 maggio 2013 è stato stipulato l'atto di conferimento della partecipazione in Edipower a Iren Energia.

Relativamente alla partecipazione in Plurigas si segnala che in data 27 marzo 2013 l'Assemblea dei Soci ha deliberato la messa in liquidazione della società. Gli Amministratori di Iren ritengono che al termine della procedura di liquidazione Iren incasserà un importo sostanzialmente pari al pro quota del patrimonio netto della società, significativamente maggiore al valore di carico al 31 dicembre 2012.

Nel mese di dicembre 2012 è stata costituita in partnership tra Iren S.p.A., altre società del Gruppo Iren (Iren Emilia S.p.A., Iren Ambiente S.p.A., Iren Energia S.p.A.) ed F2i, che ne detiene il controllo, la società TRM V S.p.A.. A seguito della gara indetta dal Comune di Torino, TRM V S.p.A. ha acquisito l'80% della società TRM S.p.A. che ha ricevuto l'affidamento per progettare, costruire e gestire il termovalorizzatore dei rifiuti urbani e assimilati a servizio della zona sud della provincia di Torino.

NOTA 4_ ALTRE PARTECIPAZIONI

Tale voce si riferisce a partecipazioni in società sulle quali Iren S.p.A. non esercita né controllo né influenza notevole. Tali partecipazioni sono state mantenute al costo sostenuto rettificato da eventuali perdite durevoli di valore in quanto non è stato possibile determinare in modo attendibile il loro fair value.

Al 31 dicembre 2013 non sono presenti partecipazioni in altre imprese.

NOTA 5_ ATTIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI

Crediti finanziari non correnti

Il totale della voce, variato rispetto al 31 dicembre 2012 a seguito del nuovo contratto per la gestione accentrata della tesoreria che prevede l'imputazione dei crediti per cash-pooling nella voce "crediti finanziari non correnti", ammonta complessivamente a 1.484.945 migliaia di euro (1.453.715 migliaia di euro al 31 dicembre 2012).

In sintesi il nuovo contratto prevede che il finanziamento sia concesso da Iren nei confronti delle società controllate a copertura del complessivo fabbisogno finanziario, derivante dalle esigenze correnti e di sviluppo future, come previsto dal Budget e dai Piani Industriali.

	31/12/2013	31/12/2012
Verso controllate e joint venture	577.443	1.452.745
Per gestione accentrata tesoreria e per cash-pooling	906.532	-
Verso altre società del gruppo	970	970
Totale	1.484.945	1.453.715

migliaia di euro

I crediti finanziari verso controllate e joint venture si riferiscono a crediti:

- verso Iren Mercato per 363.000 migliaia di euro (380.500 migliaia di euro al 31 dicembre 2012),
- verso Enia Solaris per 20.000 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2012),
- verso Idrotigullio per 6.744 migliaia di euro (6.666 migliaia di euro al 31 dicembre 2012),
- verso Iren Ambiente per 178.434 migliaia di euro (146.079 migliaia di euro al 31 dicembre 2012),
- verso Greensource per 4.500 migliaia di euro (non presenti al 31 dicembre 2012),
- verso Iren Rinnovabili per 5.000 migliaia di euro (9.500 migliaia di euro al 31 dicembre 2012).

Al 31 dicembre 2012 erano presenti inoltre crediti verso Iren Energia per 525.000 migliaia di euro, verso AEM Distribuzione per 110.000 migliaia di euro, verso Iren Acqua Gas per 171.795 migliaia di euro e verso Iren Emilia per 83.205 migliaia di euro.

I crediti finanziari verso altre società del gruppo si riferiscono a un finanziamento infruttifero in conto capitale verso la società Nord Ovest Servizi.

Altre attività finanziarie non correnti

Non valorizzate al 31 dicembre 2013. Al 31 dicembre 2012 ammontavano a 80 migliaia di euro e riguardavano il fair value degli strumenti derivati.

NOTA 6 _ALTRE ATTIVITA' NON CORRENTI

Sono pari a 10.563 migliaia di euro (10.688 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) e sono costituiti da crediti tributari per rimborso Ires a seguito deduzione Irap riferiti agli anni 2007/2011 per 10.321 migliaia di euro e da crediti verso il personale per la quota non corrente dei finanziamenti concessi a dipendenti per 242 migliaia di euro.

NOTA 7 _ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE

Ammontano a 20.030 migliaia di euro (30.164 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) e si riferiscono ad imposte differite attive derivanti da componenti di reddito fiscalmente deducibili nei futuri esercizi. Per ulteriori informazioni si rinvia alla nota del conto economico "Imposte sul reddito", nota 34.

ATTIVITÀ CORRENTI

NOTA 8 _CREDITI COMMERCIALI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2013	31/12/2012
Verso clienti	35	436
Verso controllate e joint venture	13.595	15.166
Verso collegate	271	315
Verso soci parti correlate	31	31
Verso altre società del gruppo	60	65
Totale	13.992	16.013

Crediti verso clienti

Sono relativi principalmente a crediti per rimborsi spese. Ammontano a 35 migliaia di euro (436 migliaia di euro al 31 dicembre 2012).

Crediti verso imprese controllate e joint venture

I crediti verso controllate e joint venture si riferiscono a normali operazioni commerciali, intrattenute a condizioni di mercato.

Il dettaglio dei crediti commerciali verso società controllate e joint venture è riportato in allegato nei rapporti con parti correlate.

Crediti verso imprese collegate

La voce si riferisce prevalentemente ai compensi reversibili per le cariche ricoperte da dipendenti di Iren nelle società collegate nonché al riaddebito costi assicurativi sostenuti dalla Capogruppo.

Il dettaglio dei crediti verso società collegate è riportato in allegato nei rapporti con parti correlate.

Crediti verso soci parti correlate

I crediti verso soci parti correlate presentano un saldo di 31 migliaia di euro (invariati rispetto al 31 dicembre 2012) e si riferiscono a crediti per attività svolte a favore di FSU.

Crediti verso altre società del Gruppo

Ammontano a 60 migliaia di euro (65 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) e riguardano crediti verso Tirreno Power per 60 migliaia di euro (invariati rispetto al 31 dicembre 2012). Si riferiscono ai compensi reversibili per le cariche ricoperte da dipendenti di Iren in tale società. Al 31 dicembre 2012 erano inoltre presenti crediti verso Atena Patrimonio per 5 migliaia di euro.

NOTA 9_CREDITI PER IMPOSTE CORRENTI

Non presenti al 31 dicembre 2013. Al 31 dicembre 2012 ammontavano a 3.518 migliaia di euro ed erano riferiti a crediti per anticipi IRES.

NOTA 10_CREDITI VARI E ALTRE ATTIVITA' CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2013	31/12/2012
Crediti verso il personale	134	61
Crediti verso controllate per IVA di Gruppo	10.749	22.671
Crediti verso controllate per consolidato fiscale	18.698	18.610
Crediti verso Erario per IVA	5.223	-
Crediti verso altri	758	500
Crediti di natura tributaria	1.473	804
Risconti attivi	2.503	1.534
Totale	39.538	44.180

I crediti verso il personale sono costituiti da crediti per finanziamenti concessi a dipendenti, anticipi su pensioni, stipendi e trasferte.

Il Gruppo ha esercitato l'opzione, ai sensi dell'art. 118 del nuovo Tuir, per il Consolidato fiscale di Gruppo che comporta il trasferimento da parte delle società consolidate delle proprie posizioni debitorie/creditorie IRES verso la Consolidante Iren S.p.A..

NOTA 11_ATTIVITA' FINANZIARIE CORRENTI

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.

I crediti finanziari correnti riguardano:

Crediti finanziari verso controllate, joint venture e collegate

Il totale della voce, variato rispetto al 31 dicembre 2012 a seguito del nuovo contratto per la gestione accentrata della tesoreria che prevede l'imputazione dei crediti per cash-pooling nella voce "crediti finanziari non correnti", è suddiviso come riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2013	31/12/2012
Per fatture emesse	195	60
Per fatture da emettere	21.574	32.987
Per finanziamenti concessi	236	233
Per gestione accentrata tesoreria e per cash-pooling	13.502	171.854
Per dividendi da ricevere	70.000	69.013
Totale	105.507	274.147

La voce relativa ai finanziamenti concessi ammonta a 236 migliaia di euro (233 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) e si riferisce alla quota a breve del mutuo erogato a favore della controllata Idrotigullio.

La voce crediti per dividendi da ricevere si riferisce ad una distribuzione straordinaria deliberata dalle assemblee di tre società di primo livello nel mese di dicembre 2013 e che al 31 dicembre 2013 non era ancora stata messa in pagamento. Per ulteriori informazioni si rimanda alla nota 3_Partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate.

Crediti finanziari verso altri

Ammontano a 109 migliaia di euro (210 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) e si riferiscono principalmente a risconti attivi di natura finanziaria.

NOTA 12_CASSA E ALTRE DISPONIBILITA' LIQUIDE EQUIVALENTI

La voce cassa e altre disponibilità liquide equivalenti risulta essere così costituita:

	migliaia di euro	
	31/12/2013	31/12/2012
Depositi bancari e postali	30.794	4.623
Denaro e valori in cassa	264	7
Totale	31.058	4.630

Le altre disponibilità liquide equivalenti rappresentano 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.

PASSIVO

NOTA 13_PATRIMONIO NETTO

Il patrimonio netto risulta essere così composto:

	migliaia di euro	
	31/12/2013	31/12/2012
Capitale sociale	1.276.226	1.276.226
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo	173.692	158.335
Risultato netto del periodo	86.859	70.311
Totale	1.536.777	1.504.872

Capitale sociale

Il capitale sociale ammonta a 1.276.225.677 euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2012), interamente versati e si compone di 1.181.725.677 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna e di 94.500.000 azioni di risparmio senza diritto di voto del valore nominale di 1 euro ciascuna.

Azioni di risparmio

Le 94.500.000 Azioni di Risparmio Iren, in possesso della Finanziaria Città di Torino, non sono quotate, sono prive di diritto di voto e, salvo il diverso ordine di priorità nella ripartizione dell'attivo netto residuo in caso di scioglimento della società, hanno la stessa disciplina delle azioni ordinarie.

Infine, in caso di cessione le azioni di risparmio saranno convertite automaticamente, alla pari, in azioni ordinarie.

Riserve

Il dettaglio della voce è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2013	31/12/2012
Riserva sovrapprezzo azioni	105.102	105.102
Riserva legale	32.512	28.996
Riserva copertura flussi finanziari	(24.584)	(37.090)
Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	60.662	61.327
Totale	173.692	158.335

Riserva coperture di flussi finanziari

Con l'adozione dello IAS 39 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.

Altre riserve e Utile (perdite) accumulate

Sono composte principalmente dall'avanzo generato dalla fusione per incorporazione di AMGA in AEM Torino e successivamente di Enìa in Iride e da utili e perdite portati a nuovo. Nel corso dell'esercizio 2012 si erano ridotte per la perdita portata a nuovo dell'esercizio 2011. Nel corso dell'esercizio 2013 non sono intervenute variazioni di rilievo. Per maggiori dettagli si rimanda al prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto.

Dividendi

L'Assemblea Ordinaria di Iren S.p.A. ha deliberato il 27 giugno 2013 la distribuzione di un dividendo pari a 0,0523 euro per azione. Il dividendo complessivo pari a 66.747 migliaia di euro è stato messo in pagamento a partire dal giorno 4 luglio 2013.

PASSIVITA' NON CORRENTI

NOTA 14_PASSIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI

Ammontano complessivamente a 1.791.845 migliaia di euro (2.076.087 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) e sono composte da:

Obbligazioni

Ammontano a 367.640 migliaia di euro (157.643 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) e sono relative:

- Per 157.354 migliaia di euro (157.643 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) a due prestiti obbligazionari non convertibili (puttable bonds), emessi nel 2008, con scadenza 2021. Il prestito obbligazionario, della durata complessiva di 13 anni, prevede che, dopo il terzo anno e successivamente ogni due anni, in caso di mancato esercizio da parte delle banche dell'opzione di rimborso alla pari, venga avviato un meccanismo di asta competitiva, per la determinazione di un credit spread per i successivi 2 anni, da applicare ad un tasso fisso già definito. La procedura per la seconda asta è già stata completata a settembre 2013, con la definizione del credit spread per i successivi 2 anni. L'importo si riferisce al valore a costo ammortizzato, in ossequio ai principi IAS;
- Per 210.286 migliaia di euro ad un'emissione di Private Placement nel mese di ottobre, intermediata da Mediobanca per 125 milioni e ad una successiva riapertura dell'emissione a novembre per 85 milioni, intermediata da BNP. Il prestito obbligazionario, della durata di 7 anni, è stato sottoscritto da investitori istituzionali italiani ed esteri ed è quotato alla Borsa Irlandese. L'importo contabile si riferisce al valore a costo ammortizzato, in ossequio ai principi IAS.

Debiti finanziari non correnti verso istituti di credito

I finanziamenti a medio lungo termine riguardano esclusivamente la quota a lungo dei mutui concessi dagli istituti finanziari ed ammontano a 1.388.946 migliaia di euro (1.861.936 migliaia di euro al 31 dicembre 2012).

I finanziamenti a medio lungo termine possono essere analizzati per regime di tasso (con le rispettive indicazioni di tasso minimo e massimo applicati) e per scadenza, come illustrato nella tabella che segue:

	migliaia di euro		
	a tasso fisso	a tasso variabile	TOTALE
tasso min/max	3,945%-5,665%	0,694%-4,7251%	
periodo di scadenza	2015-2027	2015-2028	
2015	75.427	165.143	240.570
2016	88.556	109.278	197.834
2017	109.869	73.384	183.253
2018	62.129	59.788	121.917
Successivi	488.351	157.021	645.372
Totale debiti 31/12/2013	824.332	564.614	1.388.946
Totale debiti 31/12/2012	818.665	1.043.271	1.861.936

I finanziamenti sono tutti denominati in euro.

Le movimentazioni dei finanziamenti a medio lungo termine avvenute nel corso dell'esercizio sono qui di seguito riepilogate:

					migliaia di euro
	31/12/2012				31/12/2013
	Totale debiti	Incrementi	Riduzioni	Rettifica costo ammortizzato	Totale debiti
- a tasso fisso	818.665	58.000	(52.496)	163	824.332
- a tasso variabile	1.043.271	200.000	(677.835)	(822)	564.614
TOTALE	1.861.936	258.000	(730.331)	(659)	1.388.946

Il totale debito a medio lungo termine al 31 dicembre 2013 risulta in riduzione rispetto al 31 dicembre 2012, per effetto delle seguenti variazioni:

- aumento di 258 milioni per l'erogazione di nuovi finanziamenti a medio-lungo termine, da Cassa Depositi e Prestiti per 100 milioni, da BEI per 58 milioni, ultima tranche sul progetto Energy per lo sviluppo e mantenimento delle reti gas ed elettriche, da BRE per 100 milioni a rifinanziamento di una precedente linea di 75 milioni, rimborsata anticipatamente, allungando la scadenza;
- riduzione per complessivi 730.331 migliaia di euro, relativi alla riclassificazione come debito a breve dei finanziamenti in scadenza entro i prossimi 12 mesi;
- variazioni marginali di costo ammortizzato.

Altre passività finanziarie

Ammontano a 35.259 migliaia di euro (56.508 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) e si riferiscono al fair value dei contratti derivati stipulati da Iren per coprire l'esposizione al rischio di tasso di oscillazione dei tassi di interesse dei mutui a tasso variabile (per il commento si rinvia al paragrafo "Gestione dei rischi finanziari di IREN S.p.A.").

NOTA 15_BENEFICI AI DIPENDENTI

Nel corso dell'esercizio 2013 hanno avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2012	10.590
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	40
Oneri finanziari	330
Erogazioni dell'esercizio rilasci e prelievi	-486
(Utili)/Perdite attuariali	1.001
Altre variazioni	-
Valore al 31/12/2013	11.475

Le passività per benefici a dipendenti sono costituite da:

Trattamento di fine rapporto (TFR)

Nel corso dell'esercizio 2013 ha avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2012	4.507
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	-
Oneri finanziari	143
Erogazioni dell'esercizio rilasci e prelievi	-50
(Utili)/Perdite attuariali	243
Altre variazioni	-
Valore al 31/12/2013	4.843

Altri benefici

Nel seguito viene presentata la composizione e la movimentazione dell'esercizio per i piani a benefici definiti diversi dal TFR analizzato in precedenza.

Mensilità aggiuntive (premio anzianità)

Il premio anzianità è stato costituito a fronte delle mensilità aggiuntive maturate in occasione del raggiungimento dell'anzianità di servizio necessaria per il minimo pensionabile, nei confronti dei dipendenti in forza alla fine del periodo.

La movimentazione dell'esercizio è riportata nella seguente tabella:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2012	323
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	14
Oneri finanziari	10
Erogazioni dell'esercizio rilasci e prelievi	-
(Utili)/Perdite attuariali	24
Altre variazioni	-
Valore al 31/12/2013	371

Premio fedeltà

Per i dipendenti che abbiano maturato 25, 30 o 35 anni di servizio, è prevista la corresponsione di un premio di fedeltà pari ad una mensilità della retribuzione quale definita dal Contratto Collettivo Nazionale di Lavoro in atto al momento del raggiungimento dell'anzianità anzidetta. La movimentazione dell'esercizio è riportata nella seguente tabella:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2012	235
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	11
Oneri finanziari	7
Erogazioni dell'esercizio rilasci e prelievi	-30
(Utili)/Perdite attuariali	17
Altre variazioni	-
Valore al 31/12/2013	240

Fondo agevolazioni tariffarie

La Società garantisce ai propri dipendenti assunti fino al 31 luglio 1979 uno sconto sull'energia elettrica pari all'80% sui primi 7.500 kW annui consumati. Per i dipendenti assunti dall'1 agosto 1979 all'8 luglio 1996, la Società garantisce uno sconto dell'80% ma su un massimo di 2.500 kW annui consumati. Per tutti coloro che sono stati assunti dal 9 luglio 1996, tale beneficio non è più riconosciuto.

Il beneficio dello sconto energia è riconosciuto, per tutti coloro che ne hanno diritto, oltre che ai dipendenti in servizio, anche ai pensionati ed è reversibile a favore del coniuge.

La movimentazione dell'esercizio è riportata nella seguente tabella:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2012	4.755
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	15
Oneri finanziari	147
Erogazioni dell'esercizio rilasci e prelievi	-323
(Utili)/Perdite attuariali	556
Altre variazioni	-
Valore al 31/12/2013	5.150

Fondo Premungas

Il fondo Premungas è un trattamento pensionistico integrativo che permette al dipendente di raggiungere l'ultima retribuzione percepita al momento della cessazione del rapporto di lavoro; il beneficio viene riconosciuto ai dipendenti assunti con contratto Ferdergasacqua fino al 28 febbraio 1978.

La movimentazione dell'esercizio è riportata nella seguente tabella:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2012	770
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	-
Oneri finanziari	23
Erogazioni dell'esercizio rilasci e prelievi	-83
(Utili)/Perdite attuariali	161
Altre variazioni	-
Valore al 31/12/2013	871

Ipotesi attuariali

La valutazione delle passività esposte in precedenza è effettuata da attuari indipendenti.

Si sottolinea che la passività relativa ai programmi a benefici definiti, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente alle prestazioni di lavoro necessarie per l'ottenimento dei benefici.

Allo scopo di definire l'ammontare del valore attuale delle obbligazioni si è proceduto alla stima delle future prestazioni che, sulla base di ipotesi evolutive connesse sia allo sviluppo numerico della collettività, sia allo sviluppo retributivo, saranno erogate a favore di ciascun dipendente nel caso di prosecuzione dell'attività lavorativa, pensionamento, decesso, dimissioni o richiesta di anticipazione.

Per la determinazione dell'ammontare dello sconto energia sono state considerate proiezioni attuariali dei probabili sconti sui consumi di energia elettrica che saranno erogati a favore degli attuali pensionati e dei loro coniugi superstiti, nonché degli attuali dipendenti (ed eventuali coniugi superstiti) dopo la cessazione del rapporto di lavoro.

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 inflazione	2,00%
Tasso annuo di incremento del costo dell'energia elettrica	2,00%
Tasso annuo incremento TFR	3,00%
Tasso annuo medio di incremento delle pensioni integrative	1,50%

In particolare occorre notare come il tasso di attualizzazione utilizzato per la determinazione del valore attuale dell'obbligazione sia stato determinato coerentemente con il par. 83 dello IAS 19R, con riferimento alla curva dei rendimenti medi che scaturisce dall'indice Iboxx Eurozone Corporates AA al 31 dicembre 2013 in linea con la duration del collettivo dei lavoratori oggetto della valutazione, come riportato nella seguente tabella:

Durata media finanziaria (anni)	Tasso annuo di attualizzazione
1 -3	0,86
3 -5	1,36
5 -7	2,09
7 - 10	2,5
10+	3,17

In ottemperanza a quanto previsto dallo IAS19 vengono fornite le seguenti informazioni aggiuntive:

- analisi di sensitività per ciascuna ipotesi attuariale rilevante alla fine dell'esercizio, mostrando gli effetti che ci sarebbero stati a seguito delle variazioni delle ipotesi attuariale ragionevolmente possibili a tale data, in termini assoluti;
- indicazione del contributo per l'esercizio successivo;
- indicazione della durata media finanziaria dell'obbligazione per i piani a beneficio definito.

Di seguito si riportano tali informazioni.

	Variazione passività al variare del tasso di attualizzazione		Service cost 2013	Duration del piano
	+0,25%	-0,25%		
TFR	(109)	113	-	10
Mensilità Aggiuntive	(9)	9	15	10
Premio Fedeltà	-	-	10	8
Agevolazioni tariffarie	(141)	189	16	12
Premungas	(17)	18	-	8

NOTA 16_FONDI PER RISCHI ED ONERI

Il dettaglio e la movimentazione sono esposti nella seguente tabella:

	31/12/2012	Incrementi	Decrementi	31/12/2013
Fondo CIG/CIGS	16.446	-	(9.737)	6.709
Altri fondi	3.224	732	(174)	3.782
Totale	19.670	732	(9.911)	10.491

migliaia di euro

Nel mese di settembre 2013 sono state depositate alcune sentenze rese nei confronti di Iren e di società controllate che hanno contenuto negativo e respingono i ricorsi della società, statuendo l'obbligo di versamento dei contributi a titolo di CIG, CIGS, Mobilità e Disoccupazione. A seguito di contatti con la Direzione Generale dell'INPS – Sede di Roma – sono state presentate le istanze di riduzione delle sanzioni fino alla misura degli interessi legali e per la rateizzazione del debito. Nel corso dell'esercizio gli Amministratori sono pertanto addivenuti alla decisione di provvedere al regolare pagamento della contribuzione relativa alla Cassa Integrazione Guadagni (oltre a Cassa Integrazione Guadagni Straordinaria e mobilità) a partire dal mese di gennaio 2014.

Come conseguenza nei debiti correnti e non correnti sono ricomprese, anche le somme relative agli anni precedenti per un totale di 8.545 migliaia di euro in seguito alla riclassifica dai Fondi rischi ed oneri. In tale voce permane la stima prudenziale relativa ad eventuali somme aggiuntive ed ai diritti di riscossione per un importo complessivo pari a 6.709 migliaia di euro.

Gli incrementi del fondo riguardano accantonamenti dell'esercizio per nuovi rischi, mentre i decrementi sono dovuti per 1.192 migliaia di euro a cartelle esattoriali per contributi per C.I.G.-C.I.G.S. pagate nel corso del 2013 e alla riclassifica a debito sopra specificata.

NOTA 17_PASSIVITA' PER IMPOSTE DIFFERITE

Le passività per imposte differite, pari a 4.376 migliaia di euro (5.361 migliaia di euro al 31 dicembre 2012), 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 32.

NOTA 18_DEBITI VARI – ALTRE PASSIVITA' NON CORRENTI

Tale voce ammonta a 16.738 migliaia di euro (8.862 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) e si riferisce a debiti verso le società rientranti nella procedura del consolidato fiscale a titolo di rimborso IRES per istanza IRAP anni 2007 – 2011 per 8.862 migliaia di euro e a debiti verso Equitalia e verso INPS per contributi CIG, CIGS e mobilità per 7.876 migliaia di euro.

PASSIVITA' CORRENTI

NOTA 19_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	
	31/12/2013	31/12/2012
Debiti finanziari verso istituti di credito	680.988	469.076
Debiti finanziari verso controllate	119.227	97.382
Debiti finanziari verso joint venture	-	32
Debiti finanziari verso soci parti correlate	-	-
Debiti finanziari verso collegate	3	30
Altri debiti finanziari	10	10
Totale	800.228	566.530

Debiti finanziari verso istituti di credito

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

	migliaia di euro	
	31/12/2013	31/12/2012
Mutui - quota a breve	655.331	197.697
Altri debiti verso banche a breve	21.344	268.651
Ratei e risconti passivi finanziari	4.313	2.728
Totale	680.988	469.076

Debiti finanziari verso controllate

I debiti verso controllate a breve termine sono così suddivisi:

	migliaia di euro	
	31/12/2013	31/12/2012
Per fatture da ricevere	35	526
Per cash-pooling	119.192	96.856
Totale	119.227	97.382

Debiti finanziari verso collegate

Ammontano a 3 migliaia di euro (30 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) e riguardano debiti verso la società Valle Dora Energia.

Debiti finanziari verso altri

Ammontano a 10 migliaia di euro (10 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) e riguardano debiti verso Monte Titoli.

NOTA 20_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	
	31/12/2013	31/12/2012
Debiti verso fornitori	10.511	16.151
Debiti verso società controllate	2.190	3.382
Debiti verso società collegate	1	-
Debiti verso soci parti correlate	-	-
Debiti verso altre società del Gruppo	114	614
Totale	12.816	20.147

NOTA 21_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	
	31/12/2013	31/12/2012
Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	2.037	1.160
Debiti verso controllate per consolidato fiscale	875	9.151
Debiti verso controllate per IVA di gruppo	15.565	7.317
Debiti IVA	-	14.618
Debiti IRPEF	976	996
Debiti verso il personale	3.549	2.970
Altri debiti	1.562	1.385
Totale	24.564	37.597

Tra i debiti verso istituti di previdenza è compresa la parte delle cartelle CIG, CIGS e mobilità che sarà pagata nel 2014 per 669 migliaia di euro.

Il Gruppo ha esercitato l'opzione, ai sensi dell'art. 118 del nuovo Tuir, per il Consolidato fiscale di Gruppo che comporta il trasferimento da parte delle società consolidate delle proprie posizioni debitorie/creditorie IRES verso la Consolidante Iren S.p.A..

NOTA 22_DEBITI PER IMPOSTE CORRENTI

Ammontano a 7.267 migliaia di euro (non presenti al 31 dicembre 2012) e si riferiscono a debiti tributari per IRES.

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	
	31/12/2013	31/12/2012
Attività finanziarie a medio e lungo termine	(1.484.945)	(1.453.795)
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	1.791.845	2.076.087
Indebitamento finanziario netto a medio e lungo termine	306.900	622.292
Attività finanziarie a breve termine	(136.674)	(278.988)
Indebitamento finanziario a breve termine	800.228	566.530
Indebitamento finanziario netto a breve termine	663.554	287.542
Indebitamento finanziario netto	970.454	909.834

Dettaglio Posizione Finanziaria Netta verso parti correlate

Le attività finanziarie a medio lungo termine pari a 1.483.975 migliaia di euro (1.452.745 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) sono relative a finanziamenti e rapporti di tesoreria accentrata e cash-pooling verso le società controllate per 1.454.475 migliaia di euro (1.423.245 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) e a finanziamenti verso jointventure per 29.500 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2012).

L'indebitamento finanziario a lungo termine per 100.092 migliaia di euro (145.485 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) si riferisce a rapporti verso il Gruppo Intesa Sanpaolo relativi a finanziamenti concessi.

Le attività finanziarie a breve termine sono relative per 100.325 migliaia di euro (274.148 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) a fatture da emettere verso controllate, a crediti per dividendi da ricevere, a crediti verso joint venture per fatture emesse e da emettere.

Si precisa che i crediti finanziari verso controllate dovuti al rapporto di tesoreria accentrata sono stati riclassificati tra le attività finanziarie a medio e lungo termine.

Le passività finanziarie a breve termine pari a 162.870 migliaia di euro (225.013 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) sono relative a debiti finanziari verso le società controllate per interessi passivi su movimenti finanziari e a debiti verso il Gruppo Intesa Sanpaolo relativi a finanziamenti concessi.

Per un maggiore dettaglio si rimanda alle tabelle in allegato sui rapporti con parti correlate.

Si riporta di seguito la posizione finanziaria netta secondo la struttura proposta dalla raccomandazione CESR del 10 luglio 2005 che non include le attività finanziarie a lungo termine.

	migliaia di euro	
	31/12/2013	31/12/2012
A. Cassa	(31.058)	(4.630)
B. Altre disponibilità liquide (dettagli)	-	-
C. Titoli detenuti per la negoziazione	-	-
D. Liquidità (A) + (B) + (C)	(31.058)	(4.630)
E. Crediti finanziari correnti	(105.616)	(274.358)
F. Debiti bancari correnti	25.657	271.380
G. Parte corrente dell'indebitamento non corrente	655.331	197.697
H. Altri debiti finanziari correnti	119.240	97.453
I. Indebitamento finanziario corrente (F) + (G) + (H)	800.228	566.530
J. Indebitamento finanziario corrente netto (I) + (E) + (D)	663.554	287.542
K. Debiti bancari non correnti	1.388.946	1.861.936
L. Obbligazioni emesse	367.640	157.643
M. Altri debiti non correnti	35.259	56.508
N. Indebitamento finanziario non corrente (K) + (L) + (M)	1.791.845	2.076.087
O. Indebitamento finanziario netto (J) + (N)	2.455.399	2.363.629

VIII. INFORMAZIONI SUL CONTO ECONOMICO

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

RICAVI

NOTA 23_RICAVI PER BENI E SERVIZI

Sono costituiti da ricavi per prestazioni di servizi e sono composti come indicato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2013	Esercizio 2012
Servizi a soci parti correlate	28	28
Servizi a controllate e collegate	10.418	13.292
Totale	10.446	13.320

I ricavi per prestazioni di servizio a soci parti correlate riguardano prestazioni a favore di FSU.

I ricavi per prestazioni di servizi a controllate e partecipate si riferiscono alle prestazioni di servizi amministrativi e tecnici forniti sulla base di un apposito contratto. Per maggiori dettagli si rimanda alle tabelle riportate negli allegati sui rapporti con parti correlate.

NOTA 24_ALTRI PROVENTI

Gli altri proventi riguardano:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2013	Esercizio 2012
Ricavi esercizi precedenti	943	3.167
Plusvalenze su dismissioni patrimoniali	-	14.806
Rimborsi vari	3.038	569
Totale	3.981	18.542

I ricavi da esercizi precedenti derivano principalmente dalla consuntivazione definitiva di partite pregresse in riferimento a stime effettuate nei precedenti esercizi e a rettifiche di fatturazioni relative ad anni precedenti.

I rimborsi diversi si riferiscono ai compensi reversibili per amministratori, dipendenti di Iren, in società del gruppo e al riaddebito dei costi relativi al personale distaccato presso società controllate.

Nell'esercizio 2012 erano presenti plusvalenze su dismissioni patrimoniali riferite al maggior valore di realizzo relativo alla vendita del fabbricato sede situato in via Bertola 48 a Torino.

COSTI

NOTA 25_COSTI MATERIE PRIME, SUSSIDIARIE, DI CONSUMO E MERCI

Ammontano a 10 migliaia di euro (12 migliaia di euro nell'esercizio 2012) e si riferiscono principalmente ad acquisti di materiale stampato e di cancelleria.

NOTA 26_PRESTAZIONI DI SERVIZI E GODIMENTO BENI DI TERZI

I costi per prestazioni di servizi sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2013	Esercizio 2012
Prestazioni professionali	2.611	8.271
Trasferte del personale per lavoro, corsi o convegni	135	486
Compensi e rimborsi spese ai sindaci	3.483	165
Assicurazioni	300	569
Spese di pubblicità e rappresentanza	717	306
Comunicazioni telefoniche e postali	1.830	42
Gestione mense ed esercizi convenzionati	248	28
Spese bancarie e postali	12	1.330
Forniture di energia elettrica da Iren Mercato	35	325
Forniture di acqua	173	16
Servizi da controllate e società del Gruppo	100	3.681
Altri costi per servizi	740	1.108
Totale	10.384	16.327

La riduzione delle prestazioni di servizi, principalmente riferita alla riduzione delle prestazioni professionali, è dovuta al venir meno delle consulenze straordinarie che, nel corso del 2012, sono state sostenute per l'acquisizione da parte di Iren S.p.A. delle partecipazioni nelle società Amiat e TRM nonché per l'operazione Delmi-Edipower.

I costi per godimento beni di terzi ammontano a 692 migliaia di euro (543 migliaia di euro nell'esercizio 2012) e comprendono noleggi di automezzi e affitti vari.

NOTA 27_ONERI DIVERSI DI GESTIONE

Gli oneri diversi di gestione sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2013	Esercizio 2012
Quote associative	938	1.012
Imposte e tasse	626	976
Erogazioni liberali	1.510	1.052
Costi relativi ad esercizi precedenti	558	2.017
Imposte e tasse relative ad esercizi precedenti	5	9
Altri oneri diversi di gestione	148	302
Totale	3.785	5.368

I costi per imposte e tasse riguardano principalmente i tributi diversi corrisposti quali l'imposta sostitutiva su mutui e le imposte di bollo.

Le erogazioni liberali riguardano principalmente i contributi corrisposti al Teatro Regio di Torino e al Teatro Carlo Felice di Genova.

I costi relativi ad esercizi precedenti riguardano principalmente differenze su stime.

NOTA 28_COSTI PER LAVORI INTERNI CAPITALIZZATI

I costi per lavori interni capitalizzati ammontano a 370 migliaia di euro (166 migliaia di euro nell'esercizio 2012).

NOTA 29_COSTO PER IL PERSONALE

I costi per il personale sono così dettagliati:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2013	Esercizio 2012
Salari e stipendi	14.466	13.613
Oneri previdenziali e assistenziali	4.257	4.007
Oneri per programmi a benefici definiti - Altri piani a benefici definiti	40	28
Altri costi del personale	1.766	1.388
Compensi agli amministratori	704	869
Totale	21.233	19.905

Gli "altri costi del personale" comprendono i contributi ai circoli aziendali ai fini assistenziali e ricreativi, il contributo al Fondo Assistenza Sanitaria Integrativa, l'assicurazione infortuni extra-lavoro, la quota TFR e i contributi a carico del datore di lavoro destinati ai fondi pensione integrativi.

Il numero medio dei dipendenti ed il numero all'inizio ed alla fine del periodo sono riportati nella seguente tabella:

	31/12/2013	31/12/2012	Media dell'esercizio
Dirigenti	20	20	20
Quadri	53	47	50
Impiegati	188	196	192
Totale	261	263	262

NOTA 30_AMMORTAMENTI

Gli ammortamenti per immobilizzazioni materiali ammontano a 85 migliaia di euro (invariati rispetto all'esercizio 2012) e si riferiscono all'ammortamento dei fabbricati di proprietà della società. Gli ammortamenti per immobilizzazioni immateriali ammontano a 102 migliaia di euro (29 migliaia di euro nell'esercizio 2012).

NOTA 31_ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI

Gli accantonamenti ammontano a 794 migliaia di euro (3.772 migliaia di euro nell'esercizio 2012), riferiti per 732 migliaia di euro al fondo rischi. Il dettaglio della consistenza e della movimentazione del fondo rischi è riportato nel commento della voce "Fondi per rischi e oneri" della Situazione Patrimoniale-finanziaria.

NOTA 32_GESTIONE FINANZIARIA

Proventi finanziari

Il dettaglio dei proventi finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2013	Esercizio 2012
Proventi da partecipazioni	131.562	99.832
Interessi attivi bancari	49	41
Interessi attivi verso società del Gruppo	65.541	77.760
Interessi attivi per contratti derivati di copertura rischio tasso	35	393
Utili attuariali nella valutazione dei benefici ai dipendenti	-	71
Variazione fair value contratti derivati	15	88
Variazione fair value partecipazioni	-	2.458
Altri proventi finanziari	187	6
Totale	197.389	180.649

I proventi da partecipazioni includono la distribuzione straordinaria effettuata dalle società caposettore Iren Acqua Gas, Iren Energia e Iren Emilia attingendo dalle riserve distribuibili, per complessive 70.000 migliaia di euro (78.109 migliaia di euro nell'esercizio 2012).

Per ulteriori informazioni si rimanda alla nota 3 Partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate.

Oneri finanziari

Il dettaglio degli oneri finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2013	Esercizio 2012
Interessi passivi verso il sistema bancario per mutui	76.656	74.630
Interessi passivi verso il sistema bancario per aperture di credito	4.431	17.340
Interessi passivi per contratti derivati di copertura rischio tasso	17.615	16.247
Interessi verso controllate	156	596
Oneri finanziari verso soci parti correlate	-	1
Benefici ai dipendenti	331	605
Oneri finanziari per attualizzazione fondo rischi	-	449
Oneri finanziari su contratti derivati	-	345
Perdita attuariale nella valutazione benefici ai dipendenti	17	-
Altri oneri finanziari	89	60
Totale	99.295	110.273

La riduzione degli oneri finanziari, rappresentata principalmente dalla variazione degli interessi passivi verso il sistema bancario, è dovuta alla considerevole riduzione dell'indebitamento e alla contrazione dei tassi di finanziamento.

Il dettaglio degli oneri finanziari per benefici ai dipendenti è riportato nella nota di commento "Benefici ai dipendenti" della Situazione Patrimoniale-finanziaria.

NOTA 34_IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito ammontano a 11.054 migliaia di euro (13.948 migliaia di euro nell'esercizio 2012) e sono composte come riportato di seguito:

- imposte correnti, positive per 15.016 migliaia di euro (16.493 migliaia di euro nell'esercizio 2012);
- imposte anticipate e differite nette negative per 1.796 migliaia di euro (negative per 3.962 migliaia di euro nell'esercizio 2012);
- imposte esercizi precedenti negative per 2.166 migliaia di euro (positive per 1.417 migliaia di euro nell'esercizio 2012), relative ad imposte correnti.

La Finanziaria 2008 ha modificato all'art. 96 del TUIR la disciplina degli interessi passivi prevedendo che gli stessi siano deducibili nel limite del 30% del Reddito Operativo Lordo (ROL), con possibilità di riporto agli esercizi successivi delle eventuali eccedenze di interessi passivi in deducibili e, in caso di adesione alla tassazione di gruppo, con facoltà di compensazione di tali eccedenze con eventuali eccedenze di ROL maturate da altre società del gruppo.

Con riferimento ad Iren S.p.A., la nuova disciplina di cui all'art. 96 del TUIR ha comportato la formazione di eccedenze di interessi passivi in deducibili per 33.467 migliaia di euro che, tuttavia, grazie all'adesione di Iren alla tassazione di gruppo ed in forza degli accordi di tassazione consolidata in essere, la società ha potuto compensare integralmente con le eccedenze di ROL maturate a livello di Gruppo, con un conseguente beneficio, in termini di minori imposte IRES, per 9.203 migliaia di euro.

Va precisato che, in forza degli accordi di tassazione consolidata, nessuna remunerazione è dovuta dalle società con eccedenze di interessi passivi in deducibili alle società del gruppo che hanno ceduto le eccedenze di ROL.

Il seguente prospetto mostra la riconciliazione tra l'aliquota ordinaria e l'aliquota effettiva IRES. La riconciliazione tra l'aliquota ordinaria e l'aliquota effettiva IRAP non risulta significativa.

Nello schema sono inserite solo le imposte correnti e non quelle differite. Pertanto le variazioni apportate all'imposta teorica riguardano sia le variazioni temporanee che definitive.

Prospetto IRES

	migliaia di euro	
	Esercizio 2013	Esercizio 2012
A Risultato prima delle imposte	75.806	56.364
B Onere fiscale teorico (aliquota 27,5%)	20.847	15.500
C Differenze temporanee tassabili in esercizi successivi	-	-
D Differenze temporanee deducibili in esercizi successivi	2.394	4.407
<i>Compenso revisori e amministratori</i>	164	239
<i>Ammortamenti, minusvalenze e plusvalenze</i>	22	131
<i>Accantonamenti fondi e Interessi passivi</i>	2.208	4.037
<i>Altro</i>	-	-
E Rigiro differenze temporanee da esercizi precedenti	(74.238)	(93.040)
<i>Dividendi non incassati nell'esercizio</i>	(66.549)	(74.990)
<i>Utilizzo fondi</i>	(10.090)	(5.102)
<i>Compenso revisori amministratori</i>	(586)	(195)
<i>Altro</i>	2.987	(12.753)
F Differenze che non si riverseranno negli esercizi successivi	(58.567)	(27.705)
<i>Quota non imponibile dei dividendi (95%) incassati al 31/12</i>	(58.567)	(29.277)
<i>Sopravvenienze attive passive</i>	-	-
<i>Altre</i>	-	1.572
G Imponibile fiscale (A+C+D+E+F)	(54.605)	(59.974)
H Imposte correnti sull'esercizio	(15.016)	(16.493)
I Aliquota (H/A)	-20%	-29%

Recupero degli aiuti di stato

Nell'ambito dei numerosi contenziosi che si sono generati a seguito del recupero degli aiuti di Stato considerati illegittimi dalla Decisione 2003/193/CE, vi sono le sentenze della Corte di Cassazione in relazione al calcolo degli interessi dovuti dalle società ex municipalizzate su detti recuperi.

In particolare, la Suprema Corte ha statuito che gli interessi sugli aiuti di Stato dichiarati incompatibili con il diritto comunitario devono essere calcolati al tasso semplice e non composto.

L'accoglimento di tale tesi da parte dei giudici di legittimità modifica le regole di calcolo seguite sinora dall'Agenzia, facendo sorgere per le società un diritto di credito.

In merito al calcolo degli interessi, IREN ha ottenuto due sentenze favorevoli che hanno previsto la restituzione degli interessi pagati in misura superiore al dovuto.

In data 8 giugno 2011, a seguito del parere espresso dal CTU per il calcolo corretto degli interessi sul recupero degli aiuti di stato, la Commissione Tributaria Regionale di Genova ha accolto l'istanza dell'ex AMGA ritenendo illegittimo l'operato dell'Agenzia delle Entrate.

Inoltre, la Corte di Cassazione con sentenze n. 7660/12 e 7661/12, depositate il 16/5/2012, ha accolto la contestazione della società AMPS Spa (fusa in Enia Spa) riguardante gli interessi e ha statuito che gli stessi "sono dovuti al tasso di interesse in vigore alla data di scadenza prevista per il versamento delle imposte non corrisposte". Attualmente è in corso un contraddittorio con l'Agenzia delle Entrate, Direzione Provinciale di Parma, in relazione alla quantificazione degli interessi che saranno oggetto di rimborso.

NOTA 35_ ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

La voce si riferisce:

- alla variazione positiva dei derivati stipulati come copertura sulla variazione dei tassi di interesse per 20.727 migliaia di euro (negativa per 16.591 migliaia di euro al 31 dicembre 2012);
- alle perdite attuariali relative ai piani per benefici ai dipendenti successivi al rapporto di lavoro per 984 migliaia di euro (1.567 migliaia di euro al 31 dicembre 2012);
- al complessivo effetto fiscale positivo per 7.950 migliaia di euro (5.823 migliaia di euro al 31 dicembre 2012).

IX. GARANZIE E PASSIVITA' POTENZIALI

L'ammontare delle garanzie personali prestate è pari a 514.660 migliaia di euro (511.755 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) da suddividersi in:

- 37.495 migliaia di euro di garanzie fidejussorie bancarie ed assicurative prestate a Enti vari. Tra queste, si evidenziano in particolare garanzie prestate a favore di:

- Comune di Torino per 27.476 migliaia di euro come garanzia definitiva procedura di gara AMIAT/TRM;
- FCT Holding per 2.000 migliaia di euro come garanzia definitiva procedura di gara AMIAT/TRM;
- REAM Sgr S.p.A. per 2.308 migliaia di euro a garanzia dei futuri canoni di locazione degli immobili conferiti al fondo immobiliare denominato Fondo Core Multiutilities;
- Reale Immobili S.p.A. per 1.200 migliaia di euro relativamente alla compravendita immobile sede Iren TO di Via Bertola;

- 398.002 migliaia di euro di garanzie prestate per conto di Società controllate, principalmente a garanzia di affidamenti bancari e per l'operatività delle stesse (in prevalenza contratti commerciali/Parent Company Guarantee per conto Iren Mercato Spa).

- 79.163 migliaia di euro di garanzie prestate per conto di Società collegate, relativi principalmente alla società collegata Sinergie Italiane.

Si segnala che gli importi più rilevanti, relativi alle garanzie prestate per conto di società collegate, attengono alla società collegata Sinergie Italiane (in particolare riguardano garanzie per affidamenti bancari e patronage per complessivi 57.167 migliaia di euro alla data del 31.12.2013 contro i 115.402 migliaia di euro al 31.12.2012). I liquidatori hanno condotto a termine i principali contratti di approvvigionamento e dal 1° ottobre 2012 l'attività operativa della società + quindi unicamente costituita dall'acquisto di gas a lungo termine dal fornitore russo Gazprom e dalla vendita dello stesso ai soci o loro controllate, tra i quali Iren Mercato. Di conseguenza si è realizzato il progressivo rientro dell'esposizione finanziaria della società con la conseguente riduzione degli obblighi di garanzia dei soci.

Di rilievo anche i 5.368 migliaia di euro prestati a garanzia mutuo Mestni

Si segnala inoltre l'impegno nei confronti di Cariparma da parte di Iren S.p.A. a mantenere il controllo della società Iren Ambiente Holding e da parte di Iren Ambiente Holding a detenere, direttamente o indirettamente, la titolarità di un pacchetto di quote pari ad almeno il 70% del capitale sociale di Varsi Fotovoltaico, di Busseto Fotovoltaico, di Fontanellato Fotovoltaico e di Medesano Fotovoltaico che hanno in essere un contratto di finanziamento con Cariparma stessa.

Si segnala infine che Iren S.p.A., in qualità di socio di AES S.p.A., ha sottoscritto un contratto di opzione put a supporto di un finanziamento bancario stipulato da AES S.p.A.

Il fair value di tale strumento risulta essere prossimo a zero poiché gli eventi che ne regolano l'esercizio risultano essere altamente improbabili.

X. ALLEGATI AL BILANCIO SEPARATO

ELENCO DELLE PARTECIPAZIONI

PROSPETTO DI PATRIMONIO NETTO CON INFORMAZIONI AGGIUNTIVE

PROSPETTO DI RILEVAZIONE DELLE IMPOSTE ANTICIPATE E DIFFERITE

RAPPORTI CON PARTI CORRELATE ANNO 2013

RICONCILIAZIONE PROSPETTI DI BILANCIO IAS/IFRS CON I PROSPETTI DI BILANCIO
RICLASSIFICATI

CORRISPETTIVI ALLA SOCIETA' DI REVISIONE

ELENCO DELLE PARTECIPAZIONI

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso
CONTROLLATE				
IREN ACQUA GAS S.p.A.	Genova	euro	386.963.511	100,00
IREN AMBIENTE S.p.A.	Piacenza	euro	63.622.002	100,00
IREN AMBIENTE HOLDING S.p.A.	Piacenza	euro	1.000.000	100,00
IREN EMILIA S.p.A.	Reggio Emilia	euro	196.832.103	100,00
IREN ENERGIA S.p.A.	Torino	euro	918.767.148	100,00
IREN MERCATO S.p.A.	Genova	euro	61.356.220	100,00
Tecnoborgo	Piacenza	euro	10.379.640	0,50
TLR V S.p.A.	Torino	euro	120.000	0,001
AMIAT V S.p.A.	Torino	euro	1.000.000	0,001
COLLEGATE				
Plurigas S.p.A.	Milano	euro	800.000	30,00
TRM V S.p.A.	Torino	euro	1.000.000	24,70

PROSPETTO DI PATRIMONIO NETTO CON INFORMAZIONI AGGIUNTIVE

Natura/Descrizione	31/12/2013	31/12/2012	Importi in euro
			31/12/2011 Rideterminato
CAPITALE	1.276.225.677	1.276.225.677	1.276.225.677
RISERVA DI CAPITALE			
Riserva da sovrapprezzo azioni (1)	105.102.206	105.102.206	105.102.206
Avanzo di fusione	56.792.947	56.792.947	56.792.947
RISERVA DI UTILI			
Riserva legale	32.511.926	28.996.367	28.996.367
Altre riserve:			
Riserva straordinaria	4.337.223	4.288.198	13.324.099
Riserva di conferimento	-	-	7.555.032
Riserva Fair Value	-	-	-
Altre riserve libere in sospensione d'imposta	1.402.976	1.402.976	94.952.422
Riserva hedging	(24.584.160)	(37.090.146)	(25.910.916)
Riserva attuariale IAS 19	(1.870.758)	(1.157.319)	250.789
Utili/perdite portati a nuovo	-	-	(36.506.746)
TOTALE	1.449.918.037	1.434.560.906	1.520.781.877
Quota non distribuibile	1.413.839.809	1.410.324.250	1.410.575.039
Residua quota distribuibile	36.078.228	24.236.656	110.206.838

(1) Distribuibile ai soci dopo che la riserva legale ha raggiunto un quinto del capitale sociale

LEGENDA:

A: per aumento di capitale

B: per copertura perdite

C: per distribuzione ai soci

31/12/2010 Rideterminato	Possibilità di utilizzo	Quota disponibile	Importi in euro	
			Riepilogo delle utilizzazioni fatte nei tre precedenti esercizi	
			Per copertura perdite	Per altre ragioni
1.276.225.677	B	1.276.225.677		
105.102.206	A, B	105.102.206		
56.792.947	A, B, C	56.792.947		
23.861.884	B	32.511.926		
24.248.108	A, B, C	4.337.223		20.011.443
7.555.032	A, B, C	-		7.555.032
(8.446.663)	A, B	-		
94.952.422	A, B, C	1.402.976	93.549.446	
(13.713.966)		(24.584.160)		
83.996		(1.870.758)		
(36.506.746)	A, B, C	-		
1.530.154.897		1.449.918.037		
1.405.273.763		1.413.839.809		
124.881.134		36.078.228		

PROSPETTO IMPOSTE ANTICIPATE E DIFFERITE

	2013			
	differenze			
	iniziale	formazione	riversa- mento	residuo
<u>Imposte anticipate</u>				
Compenso amministratori	607	73	607	73
Compenso revisori	485	91	485	91
Spese di rappresentanza	-	-	-	-
Fondo rischi	17.766	694	9.907	8.553
Fondi Benefici dipendenti	7.257	1.372	437	8.192
Ammortamenti cespiti	199	22	-	221
Strumenti derivati	52.515	-	20.727	31.788
Altro	22.973	975	-	23.948
Totale imponibili/imposte anticipate	101.802	3.227	32.163	72.866
<u>Imposte differite</u>				
Fondo svalutazione crediti	44	-	-	44
Fondo rischi	37	-	-	37
Fondi Benefici dipendenti	615	-	151	464
Ammortamenti cespiti	1.733	-	-	1.733
Plusvalenze cessione cespiti	12.366	-	2.987	9.379
Strumenti derivati	887	-	-	887
Dividendi non incassati	3.905	3.500	3.905	3.500
Totale imponibile/imposte differite	19.587	3.500	7.043	16.044
<u>PERDITE FISCALI</u>	-	-	-	-
Imposte anticipate (differite) nette	82.215	(273)	25.120	56.822

migliaia di euro

		2013			
		imposte			
imposte a CE	imposte a PN	IRES	IRAP	totale	
(147)	-	20	-	20	
(109)	-	25	-	25	
-	-	-	-	-	
(2.179)	-	2.654	122	2.776	
(424)	682	2.253	-	2.253	
6	-	61	-	61	
-	8.742	8.742	-	8.742	
268	-	6.073	81	6.154	
(2.585)	9.424	19.828	203	20.031	
-	-	12	-	12	
-	-	10	2	12	
(42)	-	128	-	128	
-	-	348	58	406	
(822)	-	2.579	-	2.579	
(10)	-	276	-	276	
(111)	-	963	-	963	
(985)	-	4.316	60	4.376	
-	-	-	-	-	
(1.600)	9.424	15.512	143	15.655	

PROSPETTO IMPOSTE ANTICIPATE E DIFFERITE

	2012			
	differenze			
	iniziale	formazione	riversamento	residuo
<u>Imposte anticipate</u>				
Compenso amministratori	564	71	28	607
Compenso revisori	485	167	167	485
Spese di rappresentanza	-	-	-	-
Fondo rischi	19.387	2.820	4.441	17.766
Fondi Benefici dipendenti	5.056	2.782	581	7.257
Ammortamenti cespiti	199	-	-	199
Strumenti derivati	35.770	16.745	-	52.515
Altro	23.815	158	1.000	22.973
Totale imponibili/imposte anticipate	85.276	22.743	6.217	101.802
<u>Imposte differite</u>				
Fondo svalutazione crediti	44	-	-	44
Fondo rischi	37	-	-	37
Fondi Benefici dipendenti	464	151	-	615
Ammortamenti cespiti	1.996	-	263	1.733
Plusvalenze cessione cespiti	613	11.950	197	12.366
Strumenti derivati	887	-	-	887
Dividendi non incassati	3.119	3.905	3.119	3.905
Totale imponibile/imposte differite	7.160	16.006	3.579	19.587
<u>PERDITE FISCALI</u>	-	-	-	-
Imposte anticipate (differite) nette	78.116	6.737	2.638	82.215

migliaia di euro

		2012 imposte IRES	IRAP	totale
imposte a CE	imposte a PN			
12	-	167	-	167
-	-	133	-	133
-	-	-	-	-
(446)	-	4.886	69	4.955
195	411	1.996	-	1.996
-	-	55	-	55
-	5.412	14.441	2.531	16.972
(275)	-	5.805	81	5.886
(514)	5.823	27.483	2.681	30.164
-	-	12	-	12
-	-	10	2	12
42	-	169	-	169
(42)	-	348	58	406
3.232	-	3.401	-	3.401
-	-	277	10	287
216	-	1.074	-	1.074
3.448	-	5.291	70	5.361
-	-	-	-	-
(3.962)	5.823	22.192	2.611	24.803

DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

migliaia di euro

	Credit Commerciali	Credit Finanziari e Disponibilità liquide	Credit di altra natura	Debiti Commerciali	Debiti Finanziari
Finanziaria Sviluppo Utilities	31	-	2.759	-	-
Gruppo Intesa Sanpaolo	-	1.382	-	-	143.732
Aem To Distribuzione SpA	364	94.082	5.094	2	-
Aem Net SpA	-	-	-	-	-
AGA SpA	10	-	-	-	-
AMIAT Veicolo S.p.A.	9	-	-	-	-
Bonifica Autocisterne srl	2	-	-	-	-
Cae Amga Energia	51	-	-	-	-
Celpi	2	-	-	-	283
Climatel srl	5	-	-	-	-
EniaTel	5	-	72	-	-
Enia Piacenza	94	-	261	-	-
Enia Parma	134	-	328	-	-
Enia Reggio Emilia	130	-	312	-	-
Genova Reti Gas	330	-	1.250	3	-
Idrotigullio	86	6.778	-	-	-
Immobiliare delle Fabbriche	-	-	15	-	-
Iren Ambiente	332	182.063	1.066	8	-
Iren Ambiente Holding	17	-	-	-	-
Iren Acqua Gas	2.015	208.591	-	367	-
Iren Emilia	3.202	11.407	5.328	267	94.597
Iren Energia	3.707	652.553	749	325	1
Iren Mercato	993	381.584	5.865	673	1
Iren Servizi e Innovazione	714	24	636	459	24.346
Laboratori Idrici Acqua Gas	45	-	-	-	-
Mediterranea delle acque	826	-	2.382	4	-
Nichelino Energia	23	8.511	252	-	-
Tecnoborgo	4	-	146	-	-
AES Torino	335	13.758	5.691	82	-
Società Acque Potabili	77	-	-	-	-
Acquedotto Savona	15	-	-	-	-
Acquedotto Monferrato	10	-	-	-	-
ENiA Solaris	-	20.428	-	-	-
Greensource	-	4.596	-	-	-
Iren Rinnovabili S.p.A.	26	5.107	-	-	-
Aciam S.p.A.	73	-	-	-	-
Acos S.p.A.	9	-	-	-	-
Acquaenna S.c.p.a.	2	-	-	-	-
AMIAT S.p.A.	4	-	-	-	-
Amter S.p.A.	59	-	-	-	-
Asa S.p.A.	5	-	-	-	-
Domus Acqua S.r.l.	32	-	-	-	-
Fata Morgana	-	-	-	-	-
Il Tempio S.r.l.	-	-	-	-	-
Piana Ambiente S.p.A.	63	-	-	-	-
Plurigas S.p.A.	-	-	-	-	-
S.M.A.G. srl	15	-	-	-	-
So. Sel. S.p.A.	5	-	-	1	-
TLR Veicolo S.p.A.	32	-	-	-	-
TRM Veicolo S.p.A.	2	-	-	-	-
Valle Dora Energia Srl	2	-	-	-	2
Totale	13.897	1.590.864	32.206	2.191	262.962

DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

migliaia di euro

	Debiti di altra natura	Ricavi e proventi	Costi e altri oneri	Proventi finanziari	Oneri finanziari
Finanziaria Sviluppo Utilities	-	28	-	-	-
Gruppo Intesa Sanpaolo	-	-	412	-	7.341
Aem To Distribuzione SpA	878	136	-	4.445	-
Aem Net SpA	3	6	2	-	4
AGA SpA	122	10	-	-	-
AMIAT Veicolo S.p.A.	-	9	-	-	-
Bonifica Autocisterne srl	-	-	-	-	-
Cae Amga Energia	207	3	-	-	-
Celpi	-	2	-	-	-
Climatel srl	-	-	-	-	-
EniaTel	13	4	-	-	-
Enia Piacenza	997	16	-	-	-
Enia Parma	1.793	28	-	-	-
Enia Reggio Emilia	1.507	20	-	-	-
Genova Reti Gas	292	18	-	-	-
Idrotigullio	414	3	-	68	-
Immobiliare delle Fabbriche	-	-	-	-	-
Iren Ambiente	1.146	63	5	6.741	-
Iren Ambiente Holding	44	9	-	-	-
Iren Acqua Gas	3.666	2.536	200	44.562	-
Iren Emilia	302	5.066	595	18.739	87
Iren Energia	1.494	3.250	1.084	97.971	-
Iren Mercato	632	1.356	307	16.595	25
Iren Servizi e Innovazione	9.479	561	1.797	936	8
Laboratori Idrici Acqua Gas	-	2	-	-	-
Mediterranea delle acque	1.806	24	-	-	-
Nichelino Energia	-	15	-	259	-
Tecnoborgo	87	4	-	-	-
AES Torino	363	111	37	84	31
Società Acque Potabili	-	27	-	-	-
Acquedotto Savona	-	5	-	-	-
Acquedotto Monferrato	-	5	-	-	-
ENIA Solaris	57	-	-	833	-
Greensource	-	-	-	96	-
Iren Rinnovabili S.p.A.	-	37	-	299	-
Aciam S.p.A.	-	2	-	-	-
Acos S.p.A.	-	9	-	-	-
Acquaenna S.c.p.a.	-	2	-	-	-
AMIAT S.p.A.	-	10	-	-	-
Amter S.p.A.	-	1	-	-	-
Asa S.p.A.	-	5	-	-	-
Domus Acqua S.r.l.	-	-	-	-	-
Fata Morgana	-	-	1	-	-
Il Tempio S.r.l.	-	1	-	-	-
Piana Ambiente S.p.A.	-	-	20	-	-
Plurigas S.p.A.	-	-	-	5.475	-
S.M.A.G. srl (ex integra)	-	-	-	-	-
So. Sel. S.p.A.	-	4	2	-	-
TLR Veicolo S.p.A.	-	22	-	-	-
TRM Veicolo S.p.A.	-	2	-	-	-
Valle Dora Energia Srl	-	4	-	-	-
Totale	25.302	13.416	4.462	197.103	7.496

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	1.606		
Attività immateriali	1.269		
Partecipazioni in imprese controllate, joint ventures e collegate	2.507.962		
Altre partecipazioni	-		
Totale (A)	2.510.837	Attivo Immobilizzato (A)	2.510.837
Altre attività non correnti	10.563		
Altre passività non correnti	(16.739)		
Totale (B)	(6.176)	Altre attività (Passività) non correnti (B)	(6.176)
Crediti commerciali	13.992		
Crediti per imposte correnti	-		
Crediti vari e altre attività correnti	39.538		
Debiti commerciali	(12.816)		
Debiti vari e altre passività correnti	(24.563)		
Debiti per imposte correnti	(7.267)		
Totale (C)	8.884	Capitale circolante netto (C)	8.884
Attività per imposte anticipate	20.030		
Passività per imposte differite	(4.376)		
Totale (D)	15.654	Attività (Passività) per imposte differite (D)	15.654
Benefici ai dipendenti	(11.475)		
Fondi per rischi ed oneri	(10.491)		
Totale (E)	(21.966)	Fondi Rischi e Benefici ai dipendenti (E)	(21.966)
		Capitale investito netto (G=A+B+C+D+E)	2.507.233
Patrimonio Netto (F)	1.536.777	Patrimonio Netto (F)	1.536.777
Attività finanziarie non correnti	(1.484.945)		
Passività finanziarie non correnti	1.791.845		
Totale (G)	306.900	Indeb. finanziario a medio e lungo termine (G)	306.900
Attività finanziarie correnti	(105.615)		
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(31.058)		
Passività finanziarie correnti	800.229		
Totale (H)	663.556	Indeb. finanziario a breve termine (H)	663.556
		Indebitamento finanziario netto (I=G+H)	970.456
		Mezzi propri e indeb. finanziario netto (F+I)	2.507.233

CORRISPETTIVI ALLA SOCIETA' DI REVISIONE

Ai sensi dell'art. 149-duodecies del Regolamento di attuazione del D.Lgs. 58/1998, i corrispettivi di competenza dell'esercizio spettanti alla PricewaterhouseCoopers S.p.A. sono così sintetizzabili:

			migliaia di euro
Tipologia di servizi	Soggetto che ha erogato il servizio	Destinatario	Compensi
Revisione contabile	Revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	81
Servizi di attestazione (1)	Revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	21
Servizi di consulenza fiscale	Revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	-
Altri servizi (2)	i) Revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	146
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	
Revisione contabile	i) Revisore della Capogruppo	i) Società Controllate	
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	ii) Società Controllate	
Servizi di attestazione	i) Revisore della Capogruppo	i) Società Controllate	
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	ii) Società Controllate	
Servizi di consulenza fiscale	i) Revisore della Capogruppo	i) Società Controllate	
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	ii) Società Controllate	
Altri servizi	i) Revisore della Capogruppo	i) Società Controllate	
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	ii) Società Controllate	
Totale corrispettivi alla società di revisione			248

(1) I servizi di attestazione riguardano le limitate procedure di revisione semestrale e la verifica e attestazione del bilancio unbundling.

(2) Gli altri servizi riguardano la verifica delle traduzioni dei bilanci e l'attività svolta in occasione dell'emissione dei private placement.

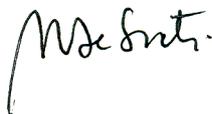
ATTESTAZIONE DEL BILANCIO D'ESERCIZIO AI SENSI DELL'ART. 81-TER DEL REGOLAMENTO CONSOB N. 11971 DEL 14 MAGGIO 1999 E SUCCESSIVE MODIFICHE E INTEGRAZIONI

1. I sottoscritti Nicola De Sanctis, Amministratore Delegato, e Massimo Levrino, Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e Direttore Finanziario, 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 d'esercizio, nel corso dell'esercizio 2013
2. Si attesta, inoltre, che:
 - 2.1 il bilancio d'esercizio:
 - 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 sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

27 marzo 2014

L'Amministratore Delegato

Ing. Nicola De Sanctis



Il Direttore Amministrazione e Finanza
e Dirigente Preposto L. 262/05

Dr. Massimo Levrino



RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE AI SENSI DEGLI ARTICOLI 14 E 16 DEL D.LGS 27.1.2010, N. 39

Agli Azionisti della
Iren SpA

- 1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio separato, costituito dalla situazione patrimoniale-finanziaria, dal conto economico, dalle altre componenti di conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative della Iren SpA, chiuso al 31 dicembre 2013. La responsabilità della redazione del bilancio in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs n. 38/2005, compete agli amministratori della Iren SpA. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.

- 2 Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla Consob. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio separato sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

Per il giudizio relativo al bilancio separato dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati ai fini comparativi, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 29 aprile 2013.

- 3 A nostro giudizio, il bilancio separato della Iren SpA al 31 dicembre 2013 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs n. 38/2005; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa della Iren SpA per l'esercizio chiuso a tale data.

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. Euro 6.812.000,00 i.v., C.F. e P.IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 0712132311 - **Bari** 70124 Via Don Luigi Guanella 17 Tel. 0805640211 - **Bologna** 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 0516186211 - **Brescia** 25123 Via Borgo Pietro Wuhler 23 Tel. 0303697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 0957532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 0552482811 - **Genova** 16121 Piazza Dante 7 Tel. 01029041 - **Napoli** 80121 Piazza dei Martiri 58 Tel. 08136181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 - **Parma** 43100 Viale Tanara 20/A Tel. 0521275911 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011556771 - **Trento** 38122 Via Grazioli 73 Tel. 0461237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel.0458263001

- 4 La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, pubblicata nella sezione Investor Relations del sito internet della Iren SpA, in conformità a quanto previsto dalle norme di legge e dai regolamenti competenti agli amministratori della Iren SpA. E' di nostra competenza l'espressione del giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e delle informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis del D.Lgs n. 58/98, presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, con il bilancio separato, come richiesto dalla legge. A tal fine, abbiamo svolto le procedure indicate dal principio di revisione n. 001 emanato dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e raccomandato dalla Consob. A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e le informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis del D.Lgs n. 58/98 presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sono coerenti con il bilancio separato della Iren SpA al 31 dicembre 2013.

Torino, 18 aprile 2014

PricewaterhouseCoopers SpA



Piero De Lorenzi
(Revisore legale)

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE ALL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI (ai sensi dell'art. 153 D.Lgs. 58/1998 e dell'art. 2429 codice civile)

Signori Azionisti,

nel corso dell'esercizio 2013 il Collegio Sindacale ha svolto i propri compiti di vigilanza ai sensi delle disposizioni vigenti, in osservanza dei doveri di cui all'art. 149 del D.Lgs. 58/1998 (T.U.F.) e delle norme contenute nel D.Lgs. 27 gennaio 2010 n. 39, secondo i principi di comportamento raccomandati dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili.

Con la relazione che segue riferisce sui risultati dell'attività svolta, come disposto dall'art. 2429 codice civile, in conformità all'art. 153 del T.U.F. ed in osservanza di quanto previsto dalle Comunicazioni Consob in materia di controlli societari.

L'attività del Collegio Sindacale si è svolta, fra l'altro, mediante:

- la partecipazione alle 2 Assemblee degli Azionisti, alle 13 riunioni del Consiglio di Amministrazione ed alle 12 riunioni del Comitato Esecutivo, oggi soppresso a seguito della modifica statutaria deliberata dall'Assemblea Straordinaria del 19 giugno 2013;
- la partecipazione a 2 riunioni del Comitato Controllo e Rischi nell'esercizio delle sue funzioni di Comitato per il controllo interno e la revisione contabile ex art. 19 del d.lgs. 39 del 2010;
- la partecipazione del Presidente del Collegio Sindacale a: (i) 8 riunioni del Comitato Controllo e Rischi; (ii) 2 riunioni del Comitato Controllo e Rischi nella sua veste di Comitato per le Operazioni con Parti Correlate; (iii) 3 riunioni del Comitato Operazioni con Parti Correlate costituito ad hoc il 3 dicembre 2013; (iv) 11 riunioni del Comitato per la Remunerazione;
- la tenuta di 14 riunioni di Collegio che hanno comportato, nei casi in cui è stata ritenuta necessaria, la presenza degli amministratori esecutivi, degli esponenti della Società di revisione, del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e del Responsabile della funzione di *internal audit* nonché di altri dirigenti della Società responsabili di funzioni rilevanti ai fini dell'attività di controllo del Collegio;
- l'assunzione di informazioni e lo scambio di opinioni con *PricewaterhouseCoopers*, società alla quale è stato conferito l'incarico della revisione legale dei conti e del giudizio sui bilanci per il novennio 2012-2020, con il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, con il Comitato Controllo e Rischi, con l'Organismo di Vigilanza ex D.Lgs. 231/2001 e con i Responsabili di diverse funzioni aziendali, tra le quali in particolare, l'*internal audit*;
- l'assunzione di informazioni in merito ai sistemi di amministrazione e controllo ed all'andamento generale dell'attività delle Società controllate, ai sensi dell'art. 151 del T.U.F., nel corso del 2013 è stata altresì facilitata dalla presenza di un Sindaco della Controllante in ciascuno dei Collegi Sindacali delle Società controllate di Primo Livello.

Conformemente alle indicazioni sulla nuova *Governance* del Gruppo, l'Assemblea Straordinaria degli Azionisti in data 19 giugno 2013 ha provveduto a modificare lo Statuto Sociale sopprimendo, fra l'altro, il Comitato Esecutivo e investendo il Consiglio di Amministrazione dei più ampi poteri per l'amministrazione ordinaria e straordinaria della Società.

In data 27 giugno 2013 l'Assemblea Ordinaria degli Azionisti ha provveduto a nominare il nuovo Consiglio di Amministrazione della Società che rimarrà in carica fino alla approvazione del bilancio dell'esercizio 2015. L'Assemblea ha altresì nominato il Presidente della Società.

Il Collegio Sindacale dà inoltre atto che in data 17 settembre 2013 il dottor Roberto Firpo ha rassegnato le dimissioni dal Consiglio di amministrazione a seguito del parziale venir meno dei requisiti di indipendenza; nella stessa seduta è stato cooptato dal Consiglio di Amministrazione quale amministratore in possesso dei requisiti di indipendenza ai sensi dell'art. 147 ter e 148 del T.U.F. e non in possesso dei requisiti di indipendenza ai sensi del Codice di Autodisciplina.

Iren S.p.A. opera nel suo ruolo di Capogruppo, mediante le cinque Società di Primo Livello (SPL) sulle quali esercita l'attività di direzione e coordinamento secondo le disposizioni di cui agli articoli 2497 e seguenti del Codice Civile.

Le informazioni che il Collegio fornisce nel corso dell'esposizione che segue trovano in buona parte riscontro nella Note Esplicative del bilancio consolidato, in riferimento alle attività svolte dalle singole società comprese nell'area di consolidamento.

In merito al contenuto ed al risultato delle attività di vigilanza svolte con le modalità sopra descritte, il Collegio rileva quanto segue, secondo la successione degli argomenti indicati nella comunicazione Consob DEM/1025564 del 6 aprile 2001 e successivi aggiornamenti.

1. *Considerazioni sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale*

In relazione alle attività svolte direttamente dalla Capogruppo o dalle SPL, Iren SpA ha riportato nella Relazione sulla gestione del Gruppo le operazioni di maggiore rilievo economico e patrimoniale intervenute nell'esercizio e dopo la sua chiusura. Fra di esse assumono particolare preminenza:

- l'esercizio dell'opzione *put* per l'uscita da Edipower con scissione non proporzionale della stessa (efficacia 1° novembre 2013) a favore di Iren Energia spa. Con la conclusione dell'operazione di scissione, sono entrati nel patrimonio di detta società i complessi aziendali comprensivi dell'impianto termoelettrico a ciclo combinato di Turbigio e del nucleo idroelettrico di Tuscano;
- l'emissione di un *Private Placement* eseguito per un ammontare complessivo di 210 milioni di euro nel 2013 e per ulteriori 100 milioni di euro nel febbraio del 2014 sottoscritto da investitori istituzionali italiani ed esteri. Le obbligazioni sono quotate alla Borsa Irlandese;
- l'accordo, intervenuto dopo la chiusura dell'esercizio, con Unieco Società Cooperativa, finalizzato alla progressiva integrazione della Divisione Ambiente della stessa in Iren Ambiente Spa;
- un'offerta pubblica di acquisto volontaria totalitaria delle azioni ordinarie di Acque Potabili spa intervenuta dopo la chiusura dell'esercizio e promossa da Iren Acqua Gas spa, società interamente posseduta da Iren spa, e da Società Metropolitana Acque Torino spa al fine, in primo luogo, di revocare la quotazione delle azioni sul Mercato Telematico Azionario della Borsa Italiana.

2. *Eventuale esistenza di operazioni atipiche o inusuali*

Non sono state effettuate operazioni atipiche o inusuali, sia con terzi che con parti correlate e infragruppo.

3. *Operazioni infragruppo e con parti correlate di natura ordinaria*

La Società, a seguito dei cambiamenti intervenuti nella *Governance*, il 3 dicembre 2013 ha proceduto ad aggiornare il "Regolamento interno recante le procedure in materia di operazioni con parti correlate" adottato dal 1° gennaio 2011 in conformità alla delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010 in merito all'adozione delle regole previste dall'art. 2391-bis Codice Civile.

Le Note Esplicative e gli appositi prospetti allegati al Bilancio separato riservano un'adeguata illustrazione delle operazioni di questo tipo, indicando l'entità dei rapporti di natura commerciale, finanziaria o di altra natura intercorsi fra Iren SpA ed i vari soggetti. Dalle dichiarazioni ottenute e dalle informazioni fornite emerge come buona parte di tali rapporti attengono a prestazioni fornite alla generalità della clientela (fornitura di gas, acqua, energia elettrica, calore ecc.) e sono regolati da contratti normalmente applicati in tali situazioni. Ove non si tratti di prestazioni di tipo corrente, gli Amministratori dichiarano che i rapporti sono regolati da specifici contratti, le cui condizioni sono fissate sulla base delle normali condizioni praticate sul mercato.

In ottemperanza alle indicazioni degli IAS/IFRS, l'insieme dei rapporti intrattenuti con parti correlate è stato descritto nelle Note Esplicative del bilancio consolidato. Il Collegio ritiene che essi rispondano all'interesse della Società e, allo stato dei fatti, reputa che i processi decisionali ed operativi adottati in merito dalla Società e dalle sue Controllate secondo i criteri illustrati nella Relazione sulla gestione, assicurino comunque il corretto svolgimento delle attività che integrano i rapporti reciproci.

4. *Osservazioni sul rispetto dei principi di corretta amministrazione*

Il Collegio, autonomamente o tramite appositi incontri con l'Alta direzione, ha preso conoscenza della dinamica dei processi aziendali ed assunto informazioni sull'andamento dell'attività in generale e sulle operazioni di maggior rilievo effettuate dalla Società e dalle sue controllate.

In base alle notizie acquisite ed alle analisi svolte, il Collegio può ragionevolmente affermare che le azioni deliberate sono state poste in essere nel rispetto della legge e dello statuto sociale, hanno rispettato i principi di corretta amministrazione, non si sono rivelate manifestamente imprudenti, né azzardate, né in potenziale conflitto di interessi o tali da compromettere l'integrità del patrimonio aziendale.

Il Collegio ha preso altresì atto che il Consiglio di Amministrazione, previo esame del Collegio Sindacale nell'ambito delle funzioni di controllo interno che gli sono attribuite dal D.Lgs. 39/2010 (art. 19), con il parere favorevole del Comitato Controllo e Rischi ed in conformità alle raccomandazioni contenute nel documento congiunto Consob-Isvap-Banca d'Italia n. 4 del 3 marzo 2010, ha approvato le procedure di *impairment test* applicate dalla Società alle valutazioni degli avviamenti, delle partecipazioni e dei titoli disponibili per la vendita iscritti a bilancio, recependone il risultato agli effetti della corretta espressione di tali attività nel Bilancio separato al 31 dicembre 2013.

5. *Osservazioni sull'adeguatezza della struttura organizzativa*

Il Collegio ha preso conoscenza e vigilato, per quanto di sua competenza, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società, assumendo informazioni dai responsabili delle funzioni aziendali o dagli Organi competenti e consultando, ove necessario, la documentazione interna.

6. *Osservazioni sull'adeguatezza del sistema di controllo interno*

Il Collegio, con il costruttivo contributo dell'*Internal audit*, ha valutato e vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno partecipando alle riunioni del Comitato ad esso preposto ed incontrando i responsabili delle varie funzioni interessate.

Il sistema di controllo interno, pur in presenza di margini di miglioramento, nel suo complesso non ha evidenziato, per quanto consta al Collegio, mancanze, difetti e disfunzioni che possano inficiarne l'affidabilità e pregiudicare lo svolgimento positivo dei processi aziendali. Il giudizio trova conforto nelle deliberazioni in senso conforme prese sull'argomento dal Consiglio di Amministrazione e dalle indicazioni espresse dal Comitato Controllo e Rischi.

L'Organismo di Vigilanza ha svolto una regolare attività di controllo, riferendo semestralmente al Comitato Controllo e Rischi ed al Consiglio di Amministrazione sul contenuto e sul risultato dei propri interventi. Il Collegio Sindacale ha preso atto che il suddetto Organismo sulla base dell'attività effettuata non ha rilevato criticità significative nel modello di Organizzazione, Gestione e Controllo adottato dalla Società.

Conformemente a quanto sollecitato dal Collegio, la Società, nel rinnovare l'Organismo di Vigilanza nel corso del 2013, ne ha modificato la composizione, nominando due membri esterni con comprovate competenze specifiche.

7. *Osservazioni sull'adeguatezza del sistema amministrativo/contabile*

Il Collegio ha vigilato sull'idoneità del sistema amministrativo-contabile a rappresentare correttamente i fatti di gestione mediante l'ottenimento di informazioni dai responsabili delle funzioni amministrative e l'analisi dei risultati del lavoro svolto dalla Società di revisione. Nelle riunioni tenute ai sensi dell'art. 150 del TUF, i Sindaci, in riferimento alla Società ed alle sue Controllate, non sono venuti a conoscenza di fatti e situazioni censurabili o inefficienze degne di rilievo.

Il Collegio dà atto dell'avvio della fase di realizzazione del progetto mirato all'armonizzazione dei processi informatici facenti capo alle singole SPL. Il Collegio esprime l'auspicio che si arrivi celermente all'implementazione delle soluzioni individuate, al fine di rendere più sollecita ed efficiente l'integrazione dei dati da parte della Capogruppo, garantendo la tempestività degli interventi e delle informazioni.

8. *Osservazioni sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla Società alle Società controllate ai sensi dell'art. 114, 2° comma del D.Lgs. n. 58/1998*

L'inoltro alla Capogruppo da parte delle Società Controllate delle notizie necessarie per adempiere agli obblighi di comunicazione al pubblico previsti dalla legge è essenzialmente assicurato dalla trasmissione delle deliberazioni assunte dai rispettivi Consigli di Amministrazione. La Società ha, inoltre, adottato uno specifico "Regolamento per la gestione interna e la comunicazione all'esterno di informazioni riservate e/o privilegiate", rispetto al quale il Collegio ha segnalato l'opportunità che nel corso dell'aggiornamento conseguente alle modifiche alla *Governance*, vengano formalizzate in una specifica procedura le modalità di trasmissione dei flussi informativi dalle società del Gruppo alla Capogruppo.

9. *Indicazione dell'eventuale presentazione di esposti o denunce ex art. 2408 C.C.*
Il Collegio Sindacale ha dato corso alla richiesta formulata da una Azionista, intervenuta a nome del gruppo Piccoli Azionisti, in occasione dell'Assemblea degli Azionisti del 27 giugno 2013, di effettuare una verifica per accertare se gli amministratori della società partecipata Sinergie Italiane srl avessero "svolto il loro compito con la diligenza richiesta dalla natura dell'incarico e dalle loro specifiche competenze" e se fossero ravvisabili comportamenti che avrebbero potuto giustificare l'avvio di una azione di responsabilità nei confronti di un amministratore della Società partecipata in relazione alle perdite da questa subite nell'esercizio chiuso al 30 settembre 2011. Il Collegio Sindacale ha esperito, anche con il supporto di uno studio legale esterno, un approfondito esame in esito al quale ritiene che, al di là della opacità mantenuta nei confronti del Consiglio, quantomeno inizialmente, dall'ex Amministratore delegato della società partecipata in relazione al contenuto effettivo dell'operatività tenuta, una eventuale azione di responsabilità nei confronti dello stesso risulti di ardua dimostrabilità sotto il profilo del nesso di causalità, di limitata proficuità sotto il profilo del danno che potrebbe essere riconosciuto e di modesta entità sotto il profilo delle concrete possibilità di recupero.
10. *Indicazione dell'esistenza di pareri rilasciati nel corso dell'esercizio*
Nel corso dell'esercizio il Collegio ha rilasciato il proprio parere in merito alla remunerazione degli amministratori investiti di particolari cariche ed alla sostituzione di un amministratore ai sensi dell'art. 2386 del Codice Civile.
11. *Indicazione dell'eventuale conferimento di ulteriori incarichi alla Società di revisione o a soggetti legati alla stessa da rapporti continuativi e relativi costi*
Dalle informazioni acquisite e dalle dichiarazioni rese dalla stessa Società PricewaterhouseCoopers S.p.A., al Collegio Sindacale risulta che alla Società di revisione, oltre agli incarichi di revisione legale dei conti e di giudizio sul bilancio separato di esercizio, sul bilancio consolidato e sulla relazione semestrale, di verifica dei modelli fiscali e di revisione contabile dei conti annuali separati (bilancio unbundling), sono stati affidati ulteriori incarichi principalmente relativi alle procedure di verifica svolte per le operazioni di private placement, alle procedure per l'asseverazione dei crediti verso un Comune e alle procedure di verifica concordate sui compendi di Turbigo e Tusciano.
L'ammontare complessivo delle suddette prestazioni, ad integrazione dell'attività di revisione e certificazione di cui alla proposta esaminata dall'Assemblea degli Azionisti, è stato di circa 215.500 euro.
Sulla base delle informazioni acquisite, non ci risultano conferiti incarichi ad amministratori, componenti degli organi di controllo e dipendenti della società di revisione o società della sua rete.
12. *Indicazione dell'adesione della Società al Codice di Autodisciplina del Comitato per il governo societario delle società quotate emanato da Borsa Italiana S.p.A.*
In data 17 settembre 2013 il Consiglio di Amministrazione ha approvato un aggiornamento del Codice di Autodisciplina (che già recepiva i contenuti di quanto emanato dal Comitato per la Corporate Governance delle società quotate nell'edizione aggiornata e diffusa a dicembre 2011) al fine di armonizzarlo con la nuova Governace conseguente alle modifiche statutarie adottate dall'Assemblea straordinaria degli Azionisti del 19 giugno 2013.
A seguito dell'adesione al Codice di Autodisciplina, il Consiglio di Amministrazione ha redatto la Relazione sul Governo societario e gli assetti proprietari ai sensi dell'art. 123-bis del T.U.F. in osservanza degli obblighi informativi verso gli Azionisti ed il mercato.
La Relazione, sulla base delle informazioni di cui dispone il Collegio, illustra esaurientemente le disposizioni del Codice che la Società ha inteso applicare nel corso dell'esercizio.
13. *Osservazioni e proposte sul bilancio separato di esercizio e sul bilancio consolidato*
Il bilancio separato di esercizio al 31 dicembre 2013 ed il bilancio consolidato di Gruppo alla stessa data sono stati predisposti applicando i principi contabili internazionali IAS/IFRS, che gli Amministratori hanno compiutamente descritto nelle Note Esplicative.
Il controllo della contabilità e della correttezza tecnica del bilancio separato di esercizio e di quello consolidato è compito e responsabilità della Società di revisione PricewaterhouseCoopers S.p.A. cui è stato affidato l'incarico ai sensi degli artt. 155 e 156 del T.U.F..
PricewaterhouseCoopers S.p.A. ha espresso con relazione emessa in data odierna il proprio giudizio positivo senza rilievi, attestando che il bilancio separato di esercizio è stato redatto con chiarezza e

rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria della Società ed il risultato economico.

Il Collegio, avendo verificato il processo di formazione del Bilancio separato di esercizio e del Bilancio consolidato e l'apposito giudizio espresso da PricewaterhouseCoopers S.p.A., non ha osservazioni da formulare in merito alla correttezza tecnica di tali bilanci.

Nei casi in cui ha ritenuto fosse utile, il Collegio è intervenuto con segnalazioni, indicazioni e raccomandazioni orientate al miglioramento delle metodologie e degli strumenti di conduzione aziendale, nonché alla corretta applicazione della normativa vigente.

Nel corso dell'attività di vigilanza svolta e sulla base delle informazioni ottenute dalla società di revisione non sono emersi fatti censurabili, omissioni o irregolarità meritevoli di segnalazione.

Tenuto conto di quanto sopra riferito, il Collegio rileva la completezza e l'adeguatezza delle informazioni fornite dal Consiglio di Amministrazione, nonché la coerenza delle stesse con i dati del bilancio e non ha osservazioni e proposte da formulare in merito all'approvazione del Bilancio di Esercizio al 31 dicembre 2013 e alla proposta del Consiglio di Amministrazione sulla destinazione dell'utile di esercizio.

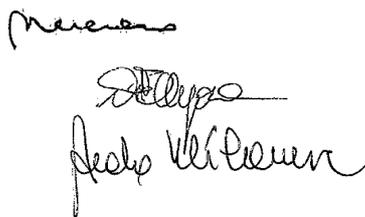
Torino, 18 Aprile 2014

Il Collegio Sindacale

Paolo Peveraro, presidente

Annamaria Fellegara, sindaco effettivo

Aldo Milanese, sindaco effettivo

The image shows three handwritten signatures in black ink. The top signature is the most legible and appears to be 'Paolo Peveraro'. Below it are two other signatures, one of which is more stylized and less legible, likely belonging to Annamaria Fellegara or Aldo Milanese.

SINTESI DELLE DELIBERAZIONI DELL'ASSEMBLEA

L'assemblea ordinaria degli Azionisti:

- preso atto del Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2013 e della Relazione del Consiglio di Amministrazione sulla gestione;
- preso atto della Relazione del Collegio Sindacale;
- preso atto della Relazione della Società di revisione PriceWaterhouse Coopers S.p.A.;
- preso atto della proposta di destinazione dell'utile di esercizio pari ad Euro 86.859.395,30 come segue:
 - quanto ad euro 4.342.969,76 pari al 5% dell'utile di esercizio, a riserva legale;
 - quanto ad euro 66.746.602,91 a dividendo agli Azionisti, corrispondente ad euro 0,0523 per ciascuna delle n. 1.181.725.677 azioni ordinarie e delle n. 94.500.000 azioni di risparmio in pagamento a partire dal giorno 26 giugno 2014 contro stacco cedola il 23 giugno 2014 e record date il 25 giugno 2014;
 - a riserva straordinaria l'importo residuo, pari ad euro 15.769.822,63

delibera

- 1) di approvare il Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2013 di Iren S.p.A. e la Relazione sulla gestione predisposta dal Consiglio di Amministrazione;
- 2) di approvare la proposta di destinazione dell'utile di esercizio pari ad Euro 86.859.395,30 come segue:
 - quanto ad euro 4.342.969,76 pari al 5% dell'utile di esercizio, a riserva legale;
 - quanto ad euro 66.746.602,91 a dividendo agli Azionisti, corrispondente ad euro 0,0523 per ciascuna delle n. 1.181.725.677 azioni ordinarie e delle n. 94.500.000 azioni di risparmio in pagamento a partire dal giorno 26 giugno 2014 contro stacco cedola il 23 giugno 2014 e record date il 25 giugno 2014;
 - a riserva straordinaria l'importo residuo, pari ad euro 15.769.822,63.



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

