



Relazione Finanziaria
Semestrale
al 30 giugno 2013

Sommario

Gruppo Iren in cifre	2
Cariche sociali	4
Missione e valori del Gruppo Iren	5
RELAZIONE SULLA GESTIONE	7
Il Gruppo Iren: l'assetto organizzativo	8
Informazioni sul titolo Iren nel primo semestre 2013	13
Dati operativi	16
Scenario di mercato	19
Fatti di rilievo del periodo	25
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Iren	27
Situazione economica	27
Analisi per settori di attività	30
Situazione patrimoniale	39
Situazione finanziaria	40
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo ed evoluzione prevedibile della gestione	42
Quadro normativo	43
Gestione Finanziaria	56
Rapporti con Parti Correlate	58
Rischi e incertezze	59
Ricerca e sviluppo	63
Personale	70
Qualità, Ambiente e Sicurezza	71
Iren e la Sostenibilità	75
BILANCIO SEMESTRALE ABBREVIATO CONSOLIDATO E NOTE ESPLICATIVE.....	77
Prospetto della situazione patrimoniale – finanziaria	78
Prospetto di conto economico	80
Prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo	81
Prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto	82
Rendiconto finanziario	84
Note esplicative	85
I. Contenuto e forma del bilancio consolidato	86
II. Variazione area di consolidamento rispetto al 31 dicembre 2012	91
III. Gestione dei rischi finanziari del Gruppo	91
IV. Informativa sui rapporti con parti correlate	97
V. Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo	100
VI. Altre informazioni	100
VII. Informazioni sulla situazione patrimoniale – finanziaria	101
VIII. Informazioni sul conto economico	129
IX. Garanzie e passività potenziali	138
X. Informativa per settori di attività	141
XI. Allegati al bilancio consolidato	144
Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154-bis del D.LGS. 58/1998 160	152
Relazione della società di revisione sulla revisione contabile limitata del bilancio semestrale abbreviato consolidato	153

GRUPPO IREN IN CIFRE

	Primo Semestre 2013	Primo Semestre 2012	Variaz. %
Dati Economici (milioni di euro)			
Ricavi	1.823	2.267	(19,6)
Margine operativo lordo	376	337	11,7
Risultato operativo	240	196	22,6
Risultato prima delle imposte	213	144	47,8
Risultato netto di Gruppo e di Terzi	117	80	46,1
Dati Patrimoniali (milioni di euro)			
	Al 30/06/2013	Al 31/12/2012	
Capitale investito netto	4.474	4.509	(0,8)
Patrimonio netto	2.007	1.954	2,7
Posizione finanziaria netta	(2.467)	(2.555)	(3,4)
Indicatori economico-finanziari			
	<i>Primo Semestre 2013</i>	<i>Primo semestre 2012</i>	
MOL/Ricavi	20,63%	14,85%	
	<i>Al 30/06/2013</i>	<i>Al 31/12/2012</i>	
Debt/Equity	1,23	1,31	
Dati tecnici e commerciali			
	<i>Primo Semestre 2013</i>	<i>Primo semestre 2012</i>	
Energia elettrica venduta (GWh)	6.553	8.598	(23,8)
Energia termica prodotta (GWh _t)	1.842	1.709	7,8
Volumetria teleriscaldato (mln m ³)	77	73	5,5
Gas venduto (mln m ³)	1.726	1.928	(10,5)
Acqua distribuita (mln m ³)	86	89	(3,7)
Rifiuti trattati (ton)	498.843	468.362	6,5

(*) 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 7.700 GWh annui, inclusa la quota assicurata da Edipower.

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

Distribuzione Energia Elettrica: con 7.439 chilometri di reti in alta, media e bassa tensione il Gruppo distribuisce l'energia elettrica ad oltre 691.000 Clienti a Torino e Parma.

Ciclo idrico integrato: con circa 14.100 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, 11 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 825 chilometri di reti interrato di doppia tubazione il Gruppo Iren fornisce il calore ad una volumetria di circa 76,5 milioni di metri cubi, pari ad una popolazione servita di oltre 750.000 persone.

Vendita gas, energia elettrica e termica: il Gruppo commercializza annualmente più di 3,2 miliardi di metri cubi di gas, circa 17.053 GWh di energia elettrica e 2.980 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⁾ Componente del Comitato Controllo e Rischi

⁽²⁾ Componente del Comitato Remunerazioni

⁽³⁾ Componente del Comitato Controllo e Rischi

⁽⁴⁾ Componente del Comitato Remunerazioni

⁽⁵⁾ Componente del Comitato Remunerazioni

⁽⁶⁾ Componente del Comitato Controllo e Rischi

⁽⁷⁾ Nominati dall'assemblea dei soci in data 14 maggio 2012 per il triennio 2012-2014

⁽⁸⁾ Incarico conferito dall'assemblea dei soci in data 14 maggio 2012 per il novennio 2012-2020



MISSIONE E VALORI DEL GRUPPO IREN

Il Gruppo Iren fa dello sviluppo sostenibile, dell'efficienza energetica e della tutela ambientale, uniti all'innovazione tecnologica e ad una particolare attenzione ai territori in cui opera, i propri caratteri fondamentali.

La salvaguardia dell'ambiente, il contenimento dei consumi energetici, l'innovazione, la promozione dello sviluppo economico e sociale dei territori in cui opera, la soddisfazione dei propri clienti, la creazione di valore per gli azionisti, la valorizzazione e l'accrescimento delle competenze e delle capacità del personale rappresentano precisi valori che il Gruppo Iren vuole perseguire.

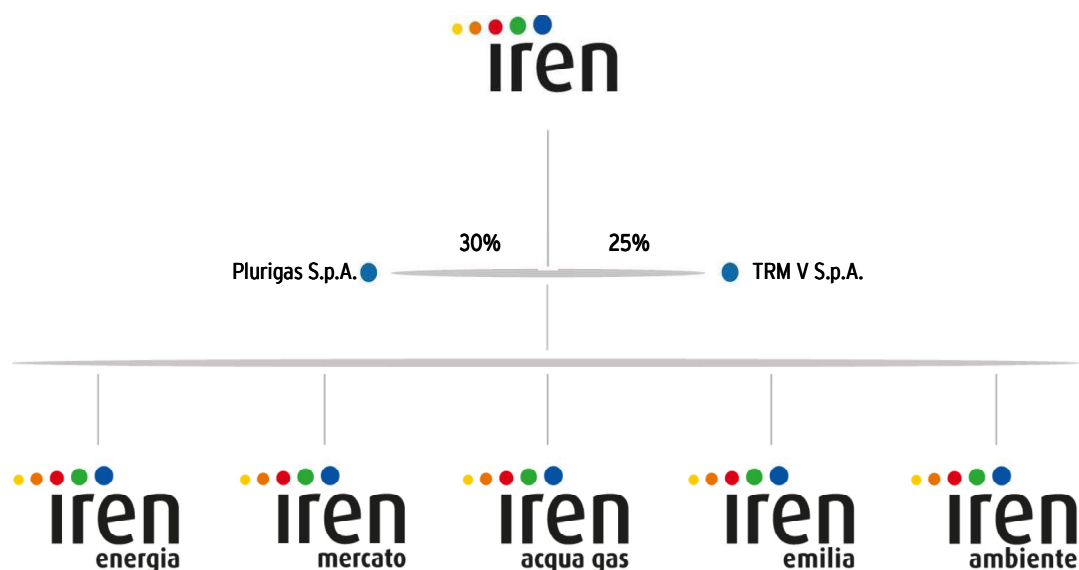
Iren S.p.A.

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



Relazione sulla gestione
al 30 giugno 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.

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 2.700 MW di potenza installata, di cui circa 1.800 MW direttamente e circa 900 MW tramite le partecipate Edipower ed Energia Italiana. In particolare, Iren Energia ha la disponibilità di 20 impianti di produzione di energia elettrica: 12 idroelettrici e 8 termoelettrici in cogenerazione, per una potenza complessiva di circa 1.800 MW elettrici 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 primo semestre 2013 è stata pari a circa 1.842 GWh_t, con una volumetria teleriscaldata pari a circa 77 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 primo semestre 2013 l'energia elettrica complessiva distribuita è stata pari a 2.036 GWh, di cui 1.604 GWh nella Città di Torino e 432 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 474 km di doppia tubazione al 30 giugno 2013. Nel primo semestre 2013 la rete del gas, estesa per 1.333 km, ha servito circa 500.000 clienti finali.

Iren Energia detiene anche la rete di teleriscaldamento di Reggio Emilia con un'estensione di circa 216 Km, di Parma con circa 84 Km e di Piacenza con circa 19 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

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 è gestita rispettivamente dalla controllata AemNet.

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 intermedie 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.; tramite i contratti di tolling, Iren Mercato dispone dell'energia derivante dalle centrali di Edipower.

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 primo semestre 2013 sono stati pari a 1.726 Mmc di cui circa 839 Mmc commercializzati a clienti finali esterni al Gruppo, 63 Mmc impiegati nella produzione di energia elettrica tramite i contratti di tolling con Edipower, 718 Mmc impiegati all'interno del Gruppo IREN sia per la produzione di energia elettrica e termica sia per la fornitura di servizi calore mentre 106 Mmc rappresentano le rimanenze di gas in stoccaggio.

Al 30 giugno 2013 i clienti gas gestiti direttamente da Iren Mercato sono pari a circa 755.000 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 primo semestre 2013, al netto delle perdite di distribuzione, sono risultati pari a 6.553 GWh.

I clienti di energia elettrica gestiti a fine giugno 2013 sono pari a circa 729.000 (di cui circa 367.000 sul mercato libero e 362.000 sul mercato tutelato) distribuiti principalmente sul bacino tradizionalmente servito, corrispondente a Torino e Parma, e sulle aree presidiate commercialmente dall'azienda.

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 2.874 GWh, mentre i volumi impiegati sulla borsa al netto dell'energia compravenduta sono pari a 2.811 GWh. Nel primo semestre 2013 le disponibilità interne al Gruppo Iren (Iren Energia), ammontano a 3.738 GWh. I volumi provenienti

dal tolling di Edipower sono stati pari a 477 GWh. Il ricorso a fonti esterne è stato pari a 621 GWh per acquisti in borsa al netto dell'energia compravenduta (gli acquisti al lordo dell'energia compravenduta ammontano a 1.035 GWh) e a 1.077 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 nel primo semestre 2013 sono pari a 362.409, mentre i volumi complessivamente venduti ammontano a 453 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 corso dei primi sei mesi del 2013 la volumetria teleriscaldata si è attestata a 76,5 milioni di metri cubi in incremento rispetto all'esercizio precedente (+4 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

Gli investimenti realizzati dal settore ammontano a circa 17,9 milioni di euro.

Il terminale è arrivato a destinazione al largo della costa Toscana in data 30 luglio 2013. Le prime navi di GNL per il commissioning offshore sono programmate per la seconda metà del mese di agosto e nel mese di novembre è programmata l'accettazione formale dell'impianto.

Si segnala che l'AEEG ha emesso una prima delibera n. 272 del 25 giugno 2013 relativa ai "Criteri di regolazione tariffaria e di accesso relativi al servizio di rigassificazione nei casi di rinuncia o revoca dell'esenzione relativa a terminali di GNL". Olt Offshore LNG ha impugnato la delibera dell'Autorità per l'energia elettrica. Il TAR Lombardia ha accettato il ricorso di OLT e annullato la delibera AEEG n. 451/2012 riportando che il provvedimento è illegittimo laddove sospende il regime tariffario che incorpora i benefici del fattore di garanzia per chi sia già in possesso di autorizzazione e sia in attesa di attivare il Terminale avendo già effettuato l'investimento con la garanzia del regime incentivante.

OLT Offshore LNG ha presentato al Ministero dello sviluppo Economico in data 12 luglio 2013 formale lettera di rinuncia all'esenzione dal regime di accesso regolato cui dovrà far seguito un decreto ministeriale per il rientro del regolato.

Il Governo ha intanto concluso l'iter formale inerente la consultazione sulla Strategia Energetica Nazionale che annovera come uno dei punti essenziali lo sviluppo dell'Hub del gas reso possibile dalle infrastrutture di trasporto gas su tubo e rigassificatori. Nel mese di marzo 2013 il Ministero dello Sviluppo Economico ha approvato con Decreto la Strategia Energetica Nazionale.

E' stata ottenuta dal Ministero dell'ambiente l'autorizzazione allo scarico delle navi da 155.000 mc che aumenta la flessibilità del terminale sul mercato. In precedenza il limite era di 135.000 mc.

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-Enia.

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 primo semestre 2013, ha venduto circa 86 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 primo semestre 2013, per complessivi 256 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 5.900 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 1.139.000 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 prossimi al 60%.

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 12.200 km di rete di acquedotto, 6.900 km di reti fognarie e 452 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 320 km con una volumetria complessiva servita pari a 18.909.600 metri cubi.

In data 20 settembre 2012 è stato sottoscritto l'atto di cessione da Iren Ambiente ad Iren Emilia del ramo d'azienda "attività di conduzione di impianti di teleriscaldamento" con conseguente subentro da parte della stessa nei rapporti giuridici e contrattuali in essere. Questa attività si basa su specifici contratti con Iren Energia S.p.A., nel settore del teleriscaldamento, attraverso la gestione, manutenzione straordinaria e realizzazione di centrali termiche e impianti di cogenerazione di proprietà della predetta società del gruppo nelle tre province emiliane di Parma, Reggio Emilia e Piacenza. Prosegue altresì l'attività di manutenzione degli impianti di cogenerazione di Iren Ambiente siti presso le discariche di proprietà.

La gestione operativa della rete di distribuzione di energia elettrica è svolta nella città di Parma e riguarda 2.370 km di rete con un numero superiore ai 124.000 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 oltre 1.000.000 tonnellate annue di rifiuti con 12 impianti di trattamento, selezione e stoccaggio, 2 termovalorizzatori (Piacenza e Reggio Emilia), 1 discarica (Poatica - 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 in esercizio provvisorio il 29 Giugno 2013. In data 12 maggio 2012, data di scadenza della relativa autorizzazione, è cessata l'attività del termovalorizzatore di Reggio Emilia.

Produzione energia elettrica da fonti rinnovabili

Attraverso le società partecipate Iren Rinnovabili e la sua controllata Enia solaris il Gruppo è operativo, nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili attraverso diversi progetti focalizzati prevalentemente nel settore del fotovoltaico. In tale settore sono stati realizzati impianti in Puglia per 5 MW (attraverso la controllata Enia Solaris), un impianto in copertura di un fabbricato aziendale di potenza pari a 1 MW. I predetti impianti terminati nel 2010 godono delle tariffe previste dal secondo Conto Energia 2010, essendo stati connessi alla rete di distribuzione entro il 30 giugno 2011. Sono stati realizzati inoltre con potenze inferiori altri 29 impianti fotovoltaici di proprietà su sedi aziendali o fabbricati comunali (scuole). La predetta controllata Iren Rinnovabili è operativa anche nel settore idroelettrico, a seguito della realizzazione dell'impianto idroelettrico (1 MW) di Fornace (Baiso – provincia di Reggio Emilia), con una produzione e vendita di energia nell'anno 2012 di circa 7.000 MWh.

INFORMAZIONI SUL TITOLO IREN NEL PRIMO SEMESTRE 2013

Andamento del titolo IREN in Borsa

Nel corso del primo semestre del 2013 il mercato borsistico italiano ha mantenuto un trend negativo sia per la persistente debolezza dell'economia reale sia per l'incertezza del quadro politico.

In questo contesto, è di particolare rilevanza la performance del titolo Iren che, nello stesso periodo, ha realizzato una crescita di circa il 78% contro una flessione dell'indice MTA dell'8,7%.

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 del primo trimestre 2013 che confermano il profilo difensivo del portafoglio delle attività del Gruppo che ha riportato risultati positivi, nonostante il perdurare della difficile congiuntura economica;
- l'ammontare del dividendo deliberato.



Il titolo Iren a fine giugno 2013 si è attestato a 0,87 euro per azione, con volumi medi da inizio anno che si sono attestati intorno a 3,2 milioni di pezzi giornalieri.

Nello stesso periodo il prezzo medio è stato di 0,67 euro per azione, avendo toccato il massimo di 0,91 euro per azione il 22 maggio.

DATI DI BORSA

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

euro/azione nel Primo semestre 2013	
Prezzo medio	0,67
Prezzo massimo	0,91
Prezzo minimo	0,48
N. azioni ('000)	1.276.226

Andamento prezzo e volumi del titolo IREN



Il *coverage* del titolo

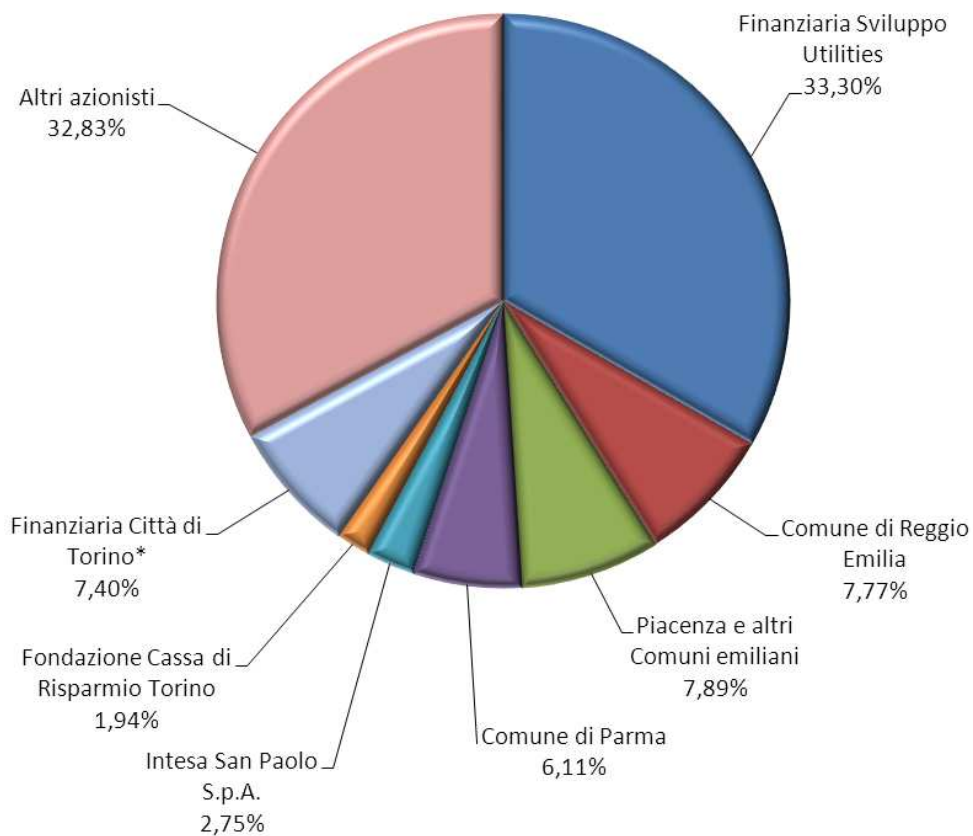
Nel corso dell'ultimo anno si sono verificati numerosi cambi di strategia tra i broker focalizzati sul settore delle multiutility italiane: sono state effettuate operazioni di fusione tra banche mentre altre hanno deciso di abbandonare la copertura del mercato italiano.

Il Gruppo IREN è attualmente seguito da quattro broker: KeplerCheuvreux, Equita, Intermonte, Banca Akros.

Azionariato

Al 30 giugno 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)



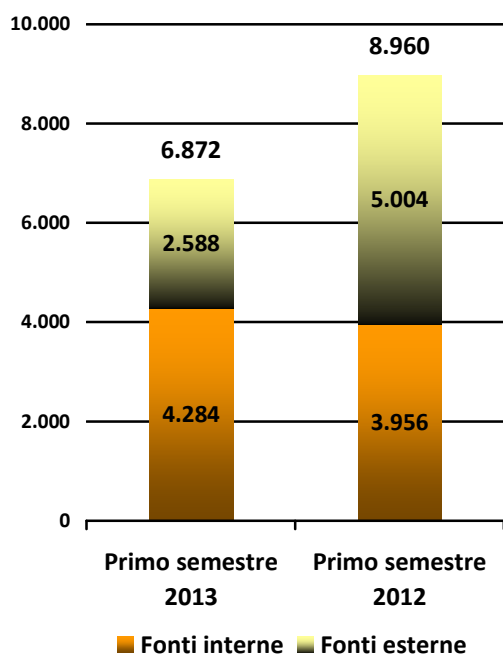
(*) azioni di risparmio prive di diritto di voto

DATI OPERATIVI

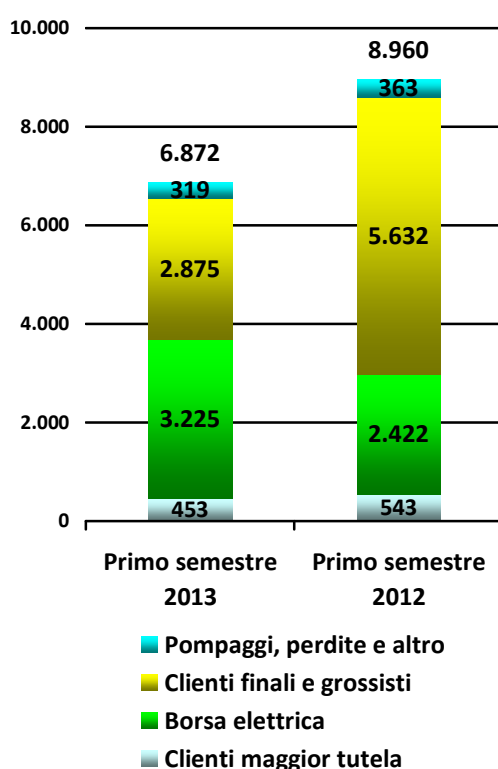
Bilancio dell'energia elettrica

GWh	Primo Semestre 2013	Primo Semestre 2012	Variaz. %
FONTI			
Produzione lorda	4.284	3.956	8,3
<i>a) Termoelettrica</i>	3.183	2.895	10,0
<i>b) Idroelettrica</i>	562	548	2,5
<i>c) Produzione da WTE e Fonti Rinnovabili</i>	61	63	(2,5)
<i>d) Produzione da impianti Edipower</i>	477	451	5,9
Acquisto da Acquirente Unico	476	543	(12,3)
Acquisto energia in Borsa Elettrica	1.035	2.419	(57,2)
Acquisto energia da grossisti e importazioni	1.077	2.042	(47,2)
Totale Fonti	6.872	8.960	(23,3)
IMPIEGHI			
Vendite a clienti di maggior tutela	453	543	(16,4)
Vendite in Borsa Elettrica	3.225	2.422	33,1
Vendite a clienti finali e grossisti	2.875	5.632	(49,0)
Pompaggi, perdite di distribuzione e altro	319	363	(12,0)
Totale Impieghi	6.872	8.960	(23,3)

Composizione Fonti



Composizione Impieghi



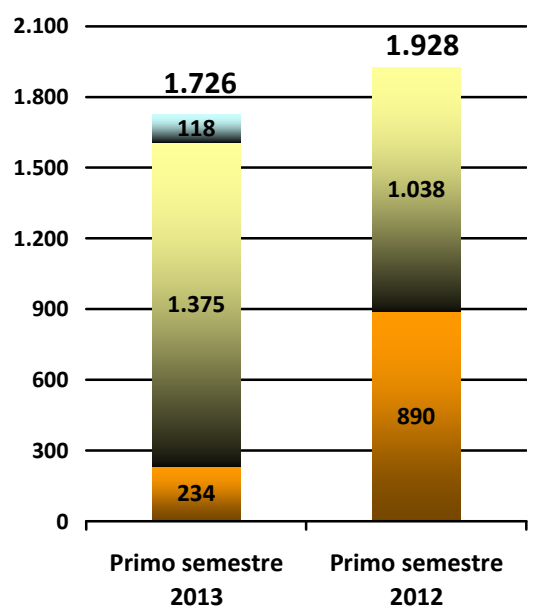
Bilancio del gas

Milioni di metri cubi	Primo Semestre 2013	Primo Semestre 2012	Variatz. %
FONTI			
Fonti interne	234	890	(73,8)
Fonti esterne	1.375	1.038	32,5
Prelievo da stoccaggio	118	-	n.s
Totale Fonti	1.726	1.928	(10,5)
IMPIEGHI			
Gas commercializzato dal Gruppo	839	1.148	(26,9)
Gas destinato ad usi interni (1)	781	737	6,0
Gas immesso a stoccaggio	106	43	(*)
Totale Impieghi	1.726	1.928	(10,5)

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

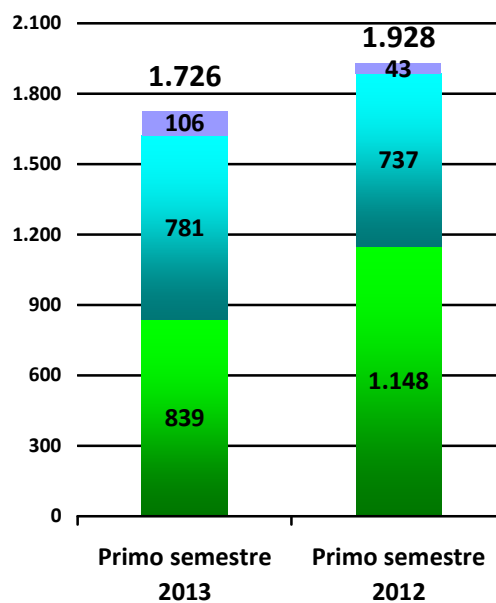
(*) Variazione superiore al 100%

Composizione Fonti



■ Fonti interne ■ Fonti esterne ■ Prelievo da stoccaggio

Composizione Impieghi



■ Gas immesso a stoccaggio
■ Gas destinato ad usi interni
■ Gas commercializzato dal Gruppo

Servizi a rete

	Primo Semestre 2013	Primo Semestre 2012	Variaz. %
DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA			
Energia elettrica distribuita (GWh)	2.036	2.114	(3,7)
N. contatori elettronici	687.477	682.550	0,7
DISTRIBUZIONE GAS			
<i>Gas distribuito da AES Torino (mln mc)</i>	<i>354</i>	<i>349</i>	<i>1,6</i>
<i>Gas distribuito da Iren Acqua Gas (mln mc)</i>	<i>256</i>	<i>249</i>	<i>3,0</i>
<i>Gas distribuito da Iren Emilia (mln mc)</i>	<i>587</i>	<i>562</i>	<i>4,6</i>
Totale Gas distribuito	1.198	1.159	3,3
TELERISCALDAMENTO			
Volumetria teleriscaldata (mln mc)	77	73	5,5
Rete Teleriscaldamento (Km)	828	806	2,7
SERVIZIO IDRICO INTEGRATO			
Volumi Acqua (mln mc)	86	89	(3,7)

SCENARIO DI MERCATO

Scenario energetico nazionale

Nel periodo Gennaio - Giugno 2013 la produzione netta di energia elettrica in Italia è stata pari a 135.668 GWh in riduzione (-4,1%) rispetto allo stesso periodo del 2012. La richiesta di energia elettrica, pari a 155.727 GWh (-3,9%) è stata soddisfatta per l'88% dalla produzione nazionale (-0,1%) e per il restante 12% dal saldo con l'estero. A livello nazionale, la produzione termoelettrica tradizionale è stata pari a 86.285 GWh, con una riduzione del 16,3% rispetto al 2012 ed ha rappresentato il 63,6% dell'offerta produttiva; la produzione di fonte idroelettrica è stata pari a 27.317 GWh (+37,9% rispetto al 2012) rappresentandone il 20,1% mentre la produzione da fonte geotermica, eolica e fotovoltaica è stata pari a 22.066 GWh (+18,8%) coprendo il 16,6% dell'offerta.

Domanda e offerta di energia elettrica cumulata

	(GWh e variazioni tendenziali)		
	fino al 30 giugno 2013	fino al 30 giugno 2012	Var. %
Domanda	155.727	162.074	-3,9%
- Nord	72.708	75.428	-3,6%
- Centro	46.134	46.984	-1,8%
- Sud	22.640	23.778	-4,8%
- Isole	14.245	15.884	-10,3%
Produzione netta	135.668	141.465	-4,1%
- Idroelettrico	27.317	19.811	37,9%
- Termoelettrico	86.285	103.085	-16,3%
- Geotermoelettrico	2.599	2.616	-0,6%
- Eolico e fotovoltaico	19.467	15.953	22,0%
Saldo estero	21.388	21.962	-2,6%

Fonte: elaborazione RIE su dati TERNA. Consuntivi per gennaio-maggio 2013, provvisori per giugno 2013.

Il primo semestre del 2013 ha visto complessivamente una riduzione della domanda elettrica rispetto al pari periodo dell'anno precedente (-3,9%) corrispondente a circa -6,3 TWh. I decrementi percentuali si verificano in tutte le zone del Paese ad eccezione della zona Emilia Romagna e Toscana, i maggiori decrementi si registrano nelle isole (-10,3%), a seguire nella zona del Nord Ovest (-5,9%).

Nei primi 6 mesi del 2013 il prezzo medio del greggio è stato pari a 107,5 \$/bbl, in riduzione rispetto allo stesso periodo del 2012 (-5,2%). Il cambio \$/€ medio è stato 1,313 in aumento rispetto alla media dello stesso periodo del 2012. Per effetto delle precedenti dinamiche, la quotazione media del greggio in euro è stata 81,8 €/bbl nel 2013 in diminuzione rispetto al valore medio del 2012 (-6,3%).

Nel secondo trimestre 2013, le quotazioni in dollari del Brent Dated hanno visto una dinamica ribassista rispetto al primo trimestre, ripiegando sul valore medio di 102 \$/bbl riportandosi sul valore del luglio 2012. Le oscillazioni giornaliere maggiori si sono avute in aprile, mese in cui si riscontrano il valore massimo raggiunto dalle quotazioni (109,5 \$/bbl) e il minimo (96,8 \$/bbl).

La volatilità contenuta degli ultimi due mesi sembra confermare l'esistenza di un prezzo di equilibrio intorno a 100 doll./bbl, livello che il barile fatica ad abbandonare, se non per brevi lassi temporali, anche in presenza di fondamentali reali complessivamente deboli. Tuttavia, la fine di giugno e l'inizio di luglio mostrano qualche spunto rialzista: il golpe egiziano ha fatto riaffiorare il rischio geopolitico, di fatto mai venuto meno; in ambito OPEC, si rilevano alcune criticità legate ad attacchi, sabotaggi e scioperi che colpiscono la produzione di Libia, Nigeria e Iraq.

Andamento del Brent (€/bbl)



Il secondo trimestre 2013 sulla borsa elettrica ha mostrato un prezzo medio in netta riduzione se confrontato sia con il 2012 sia, seppur in maniera più contenuta, in termini congiunturali, seguendo il trend delineato nella prima parte dell'anno. La discesa del PUN, in termini annuali, risulta del -21,9%. In valore assoluto questa è pari a -16,1 €/MWh mentre l'attuale *floor* raggiunto è di 57,4 €/MWh. La richiesta del trimestre cala del 3,6%¹ (-2,8 TWh). La domanda scende oltre il livello raggiunto nel secondo trimestre del 2009 (ovvero di un ulteriore -1,9%), punta minima del sistema elettrico nazionale. La riduzione dei prezzi si conferma, anche in termini congiunturali risultando del -10,1%, discesa che si unisce ad una altrettanto netta riduzione della domanda (-6,1%).

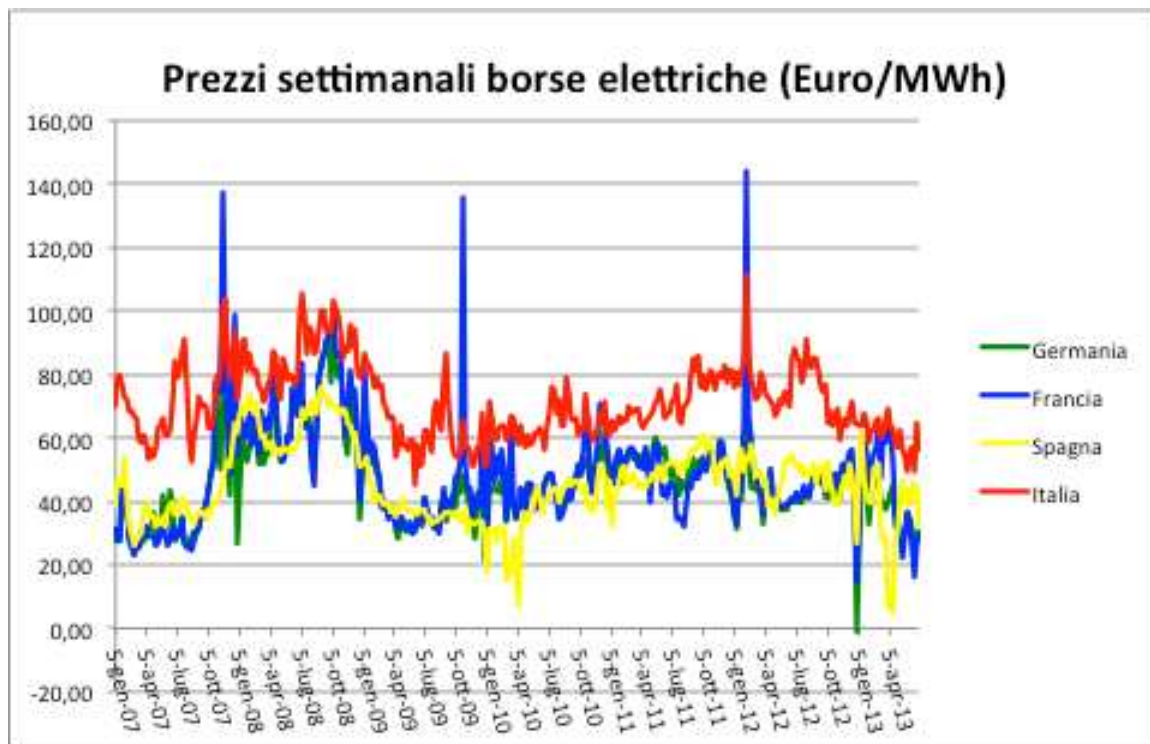
Prezzo medio di acquisto in Borsa (MGP) -

PUN (€/MWh)



¹ Dati provvisori TERNA

Relativamente ai prezzi zionali si evidenzia la riduzione del prezzo nella zona Sardegna passata dal +11% del PUN 2012 all'attuale -2%. Si conferma al contrario il valore della zona Sud quale prezzo minimo e la Sicilia quale prezzo massimo. Su quest'ultima zona si sottolinea il notevole incremento rispetto allo scorso anno (+51% sul PUN attuale vs +22% del 2012). Differenziale da ascrivere, pressoché totalmente, alla riduzione dei prezzi nelle altre zone. Infatti rispetto allo scorso anno il prezzo, nella zona, mostra un lieve decremento (-3,4%) se paragonato alla netta riduzione del PUN. Le borse elettriche europee hanno espresso, nel secondo trimestre, un prezzo medio di 33,4 €/MWh rispetto al PUN medio IpeX pari a 57,4 €/MWh.



La liquidità del mercato borsistico da Gennaio a Maggio 2013 risulta pari a 55,1 TWh (al netto degli sbilanciamenti a programma degli operatori) circa il 45,7% dei volumi acquistati.

Nella tabella seguente l'indicazione ed il confronto tra i prezzi futures medi mensile. Nei tre mesi da Aprile a Giugno si registrano variazioni in riduzione per le quotazioni dei trimestrali da Aprile 2013 a Giugno 2014. Il future annuale (Dicembre 2014) che quotava 67,0 €/MWh a Gennaio ad inizio anno si è portato a 61,0 €/MWh in Giugno (-6 €/MWh).

Apr. 2013 futures		Mag. 2013 futures		Giu. 2013 futures	
Mensili	€/MWh	mensili	€/MWh	mensili	€/MWh
mag-13	60,4	giu-13	60,6	lug-13	65,1
giu-13	62,7	lug-13	66,3	ago-13	65,6
lug-13	67,2	ago-13	66,6	set-13	65,4
Trimestrali	€/MWh	trimestrali	€/MWh	trimestrali	€/MWh
set-13	66,8	set-13	66,2	set-13	65,3
dic-13	65,1	dic-13	65,2	dic-13	65,0
mar-13	64,0	mar-14	64,1	mar-14	63,6
giu-14	59,3	giu-14	58,5	giu-14	56,6
annuali	€/MWh	Annuali	€/MWh	Annuali	€/MWh
dic-14	62,2	dic-14	61,9	dic-14	61,0

Il Mercato del Gas Naturale

Continua anche nel 2013 il calo dei consumi di gas naturale in Italia. Nel primo semestre i volumi prelevati dal sistema risultano inferiori del 7,1% rispetto all'anno scorso, pari a 2,9 md mc in meno. Pesa soprattutto la profonda contrazione dei consumi termoelettrici che incide per circa il 90% del calo: il gas utilizzato nelle centrali è sceso del 21,8% vs il 2012 (-2,7 md mc), mentre rispetto al 2008 la riduzione è addirittura del 42,1% pari a -7,0 md mc. Diminuzione della domanda elettrica (-3,9% nei sei mesi) conseguente alla crisi economica, produzione idroelettrica molto più elevata dell'anno scorso (+37,9% pari a +7,5 TWh) per la piovosità che ha caratterizzato la prima parte del 2013, continua crescita dell'eolico (+31,4%, +2,1 TWh) e del fotovoltaico (+15,2%, +1,4TWh) hanno fortemente penalizzato l'uso del gas per la produzione elettrica.

I prelievi dei siti industriali allacciati alla rete di trasporto rilevano una contenuta diminuzione pari al 2,3% vs il 2012, mentre la riduzione rispetto allo stesso periodo 2008, quando gli effetti della crisi economica non avevano ancora pesato sui consumi energetici, è del 14,6% (-1,1 md mc). I prelievi delle reti di distribuzione risultano sostanzialmente in linea con quelli del 2012.

Impieghi/fonti di gas naturale nel periodo gennaio – giugno 2013 e confronto con gli anni precedenti

Gennaio – Giugno	2013	2012	2011	2010	Var. % '13/'12	Var. % '13/'11	Var. % '13/'10
GAS PRELEVATO (Mld mc)							
Impianti di distribuzione	20,6	20,3	19,6	21,2	1,5%	5,1%	-2,8%
Usi industriali	6,8	7	7	6,8	-2,9%	-2,9%	0,0%
Usi termoelettrici	9,6	12,3	14	14,4	-22,0%	-31,4%	-33,3%
Rete Terzi e consumi di sistema (*)	1,1	1,4	1,3	1,6	-21,4%	-15,4%	-31,3%
Totale prelevato	38,1	41	42	44	-7,1%	-9,1%	-13,4%
GAS IMMESSO (Mld mc)							
Produzione nazionale	3,7	4,1	3,8	4,1	-9,8%	-2,6%	-9,8%
Importazioni	30,7	36,8	38,1	38,9	-16,6%	-19,4%	-21,1%
Stoccaggi	3,6	0,1	0,1	0,9	n.s.	n.s.	n.s.
Totale immesso	38	41	42	44	-7,1%	-9,1%	-13,4%

(*) 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. Consumativi non definitivi per gennaio-aprile 2013, provvisori per maggio-giugno 2013.

Lato offerta, in un contesto di riduzione delle importazioni complessive del 16,4% rispetto al 2012, i volumi in ingresso a Mazara del Vallo (Algeria) sono diminuiti del 40% (-4,9 md mc), mentre quelli a Tarvisio (Russia) sono cresciuti del 30% (+3,5 md mc). Passo Gries (Olanda, Norvegia) fa registrare -59% e Gela -4% (Libia). Quasi nulli i volumi rigassificati immessi a Panigaglia; -15% vs il 2012 quelli al terminale di Rovigo. La produzione nazionale è calata del 9,1%.

Si osserva come nel primo semestre il saldo delle immissioni nel sistema provenienti da stoccaggio (+erogazioni/-iniezioni) sia estremamente più alto rispetto agli anni precedenti. Le cifre derivano in particolare dal procedere più rallentato del riempimento dei siti: a fine giugno negli stoccaggi Stogit erano in giacenza 1,8 md mc in meno rispetto all'anno scorso. Ciò è da mettere in correlazione soprattutto con il cambiamento delle regole per l'allocatione della capacità avvenuto per la prima volta quest'anno parzialmente tramite asta e combinato con l'andamento dei prezzi all'ingrosso europei e nazionale. Il ridursi del differenziale di prezzo tra Italia ed estero e tra estate ed inverno ha reso meno interessante la prenotazione di capacità di stoccaggio, fattore che si è riflesso sull'esito delle aste di assegnazione le quali non hanno fornito i risultati attesi; così che al primo luglio risultavano ancora da assegnare 1,7 md mc di stoccaggio di modulazione e anche la capacità assegnata non sembra essere pienamente utilizzata.

In un contesto europeo di persistente domanda debole nei settori termoelettrico ed industriale ed abbondanza di offerta, i contratti di importazione a lungo termine continuano ad essere tenuti sotto pressione dai prezzi spot degli hubs. I prezzi a breve - a parte un'impennata in marzo dovuta all'eccezionale ondata di freddo che ha investito il Nord Europa combinata con alcuni problemi congiunturali lato offerta del sistema britannico - si sono mantenuti durante il semestre mediamente inferiori a quelli di importazione alla frontiera nell'ordine del 15%. Ciò spinge a chiedere nuove rinegoziazioni dei contratti a lungo termine, attraverso processi concentrati sul fattore prezzo, per ridurre lo spread su quelli spot, ed ora anche sulle quantità per accrescerne la flessibilità riducendo gli impegni contrattuali.

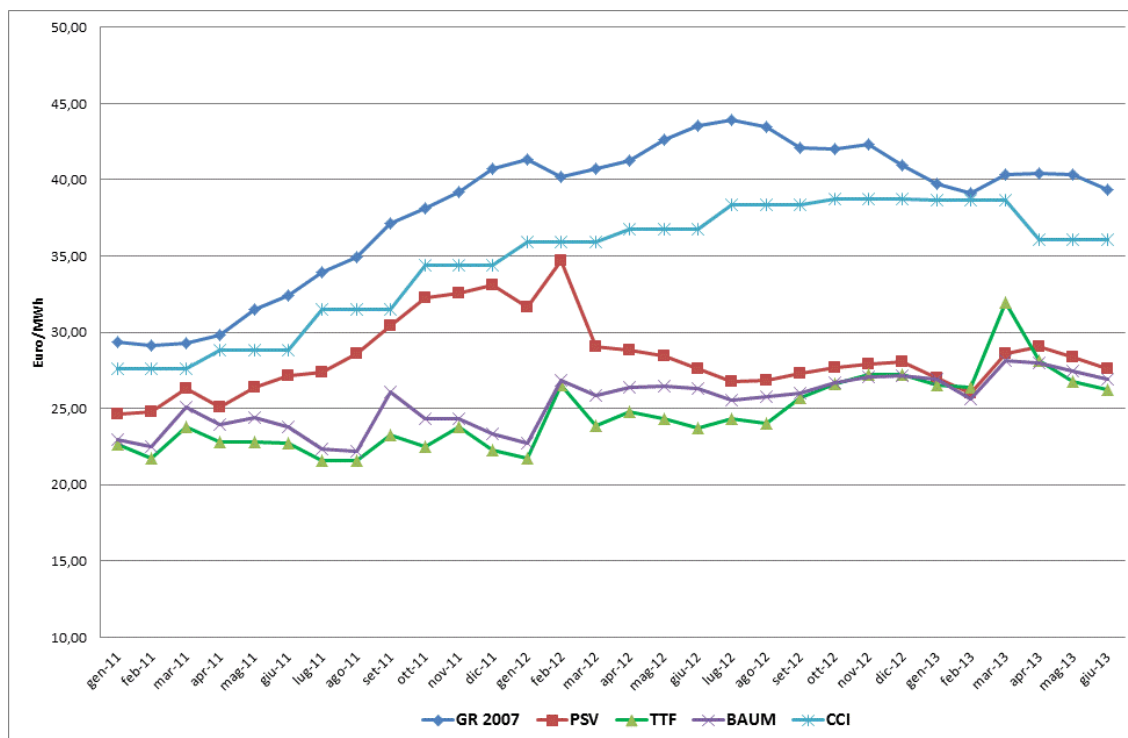
In Europa sta prevalendo un modello di pricing del gas "ibrido", in cui due sistemi di prezzo (a lungo termine oil linked e spot) coesistono problematicamente e si influenzano in modo reciproco. Si tratta di un sistema presumibilmente in fase di transizione il cui punto di approdo e di equilibrio rimane ancora estremamente incerto nelle modalità e nei tempi.

Il Punto di scambio virtuale (PSV) italiano ha espresso nel primo semestre 2013 un valore medio di 27,8 €/MWh in lieve crescita rispetto al secondo semestre 2012 (+1,2%), ma in riduzione in confronto al pari periodo del 2012 (-7,6%). In termini relativi, dopo il sostanziale allineamento con gli altri hubs del Centro-Nord Europa raggiunto tra fine 2012 e inizio 2013, l'hub nazionale è anche sceso nel primo trimestre dell'anno su valori medi leggermente inferiori a quelli del TTF olandese (-3,9%; -1,1 Euro/Mwh) e rimasto sostanzialmente in linea con quelli di Baumgarten (+1%), mentre nel secondo trimestre le quotazioni medie del PSV sono tornate superiori a quelle dell'hub olandese (+4,8%, 1,3 Euro/MWh) e austriaco (+3,3%, 1 Euro/MWh) nell'ordine di valori correlabili ai costi fisiologici di trasporto del gas fra gli hubs.

Il mercato del bilanciamento italiano (PB-Gas) ha registrato nel semestre un prezzo medio di 27,6 €/MWh, molto prossimo a quello del PSV. La M-Gas (Borsa Gas) resta un mercato ancora ben poco o nulla utilizzato con scambi del tutto residuali.

Riguardo i valori italiani del gas all'ingrosso legati prevalentemente o interamente ai prodotti petroliferi si fa riferimento alla c.d. componente di commercializzazione all'ingrosso (CCI), definita da AEEG per il servizio di tutela, e alla formula della "Gas Release" 2007. Nel semestre la CCI è stata mediamente pari a 37,4 €/MWh, in diminuzione di circa il 3,1% rispetto alla seconda metà del 2012, ciò soprattutto in conseguenza dell'aumentato peso dei prezzi a breve (20% nel secondo e terzo trimestre 2013) nella formula che la determina e che resterà in vigore fino al 30 settembre di quest'anno. Dopodiché verrà applicata la seconda fase riforma della materia prima che prevede l'abbandono dello storico riferimento ai contratti di importazione di lungo periodo oil linked per passare interamente al collegamento con i prezzi dei mercati a breve. Quanto alla "Gas Release 2007", formula come noto legata esclusivamente ai prodotti petroliferi, nel primo semestre ha espresso un valore medio di 39,9 €/MWh vs 42,5 €/MWh del secondo semestre 2012 (-6,0%) e 41,6 €/MWh del pari semestre 2012 (-4,2%)

Dinamica dei prezzi del gas all'ingrosso



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, CEGH, AEEG

FATTI DI RILIEVO DEL PERIODO

Presentazione aggiornamento del Piano Industriale al 2015.

Il Gruppo Iren ha presentato il 6 febbraio 2013 alla comunità finanziaria l'aggiornamento del Piano Industriale al 2015. Il Piano prevede il conseguimento di un Ebitda al 2015 di circa 670 milioni di euro, con una crescita media annua del 3,2%, una Posizione finanziaria netta in contrazione per circa 700 milioni di euro rispetto al 2011 e con valori a fine piano inferiori a 2 miliardi di euro.

Gli investimenti cumulati per il periodo 2013 - 2015 si attestano a circa 800 milioni di euro.

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 dove sono previsti interventi di espansione e ammodernamento delle reti di distribuzione del gas e dell'energia elettrica gestite nei territori di riferimento. 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.

L'operazione prevede l'assegnazione ad Iren Energia di un compendio costituito dall'impianto termoelettrico di Turbigo (800 MW) e dal nucleo idroelettrico di Tuscano (circa 250 GWh di produzione annua), il personale operante in tali impianti, gli ulteriori elementi patrimoniali attivi e passivi attribuibili agli impianti stessi, pari a circa 75 milioni di Euro al 31.12.2012 e un debito finanziario che ammonta a 44,8 milioni di Euro.

L'operazione di scissione comporterà la completa uscita del Gruppo Iren dall'azionariato di Edipower.

L'operazione avrà efficacia, non appena decorsi i termini di legge e perfezionati gli adempimenti necessari per addivenire alla firma dell'atto di scissione, nella prima parte del quarto trimestre 2013, e prevede un meccanismo di conguaglio in relazione alla situazione patrimoniale alla data di efficacia della scissione.

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

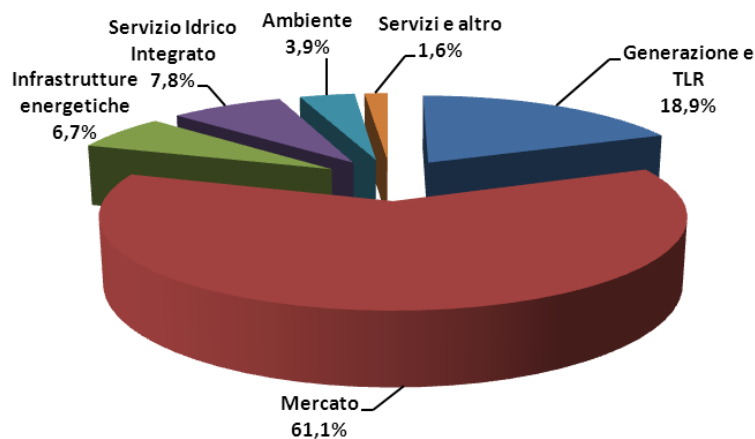
	migliaia di euro		
	Primo semestre 2013	Primo semestre 2012	Var. %
Ricavi			
Ricavi per beni e servizi	1.723.808	2.104.237	(18,1)
Variazione dei lavori in corso	1.132	679	66,7
Altri proventi	97.883	162.480	(39,8)
Totale ricavi	1.822.823	2.267.396	(19,6)
Costi operativi			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(790.676)	(1.183.333)	(33,2)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(496.982)	(579.184)	(14,2)
Oneri diversi di gestione	(34.911)	(43.380)	(19,5)
Costi per lavori interni capitalizzati	11.737	9.961	17,8
Costo del personale	(135.953)	(134.844)	0,8
Totale costi operativi	(1.446.785)	(1.930.780)	(25,1)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	376.038	336.616	11,7
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni			
Ammortamenti	(102.180)	(107.564)	(5,0)
Accantonamenti e svalutazioni	(33.676)	(33.108)	1,7
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(135.856)	(140.672)	(3,4)
Risultato Operativo (EBIT)	240.182	195.944	22,6
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	18.550	16.135	15,0
Oneri finanziari	(56.542)	(63.123)	(10,4)
Totale gestione finanziaria	(37.992)	(46.988)	(19,1)
Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	10.896	5.407	(*)
Rettifica di valore di partecipazioni	-	(10.200)	(100,0)
Risultato prima delle imposte	213.086	144.163	47,8
Imposte sul reddito	(96.465)	(73.477)	31,3
Risultato netto delle attività in continuità	116.621	70.686	65,0
Risultato netto da attività operative cessate	-	9.160	(100,0)
Risultato netto del periodo	116.621	79.846	46,1
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	110.737	75.265	47,1
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	5.884	4.581	28,4

(*) Variazione superiore al 100%

Ricavi

Al 30 giugno 2013 il gruppo Iren ha conseguito ricavi per 1.822,8 milioni di euro in diminuzione del 19,6% rispetto ai 2.267,4 milioni di euro del primo semestre 2012. La flessione dei ricavi è riconducibile prevalentemente ai minori quantitativi venduti nei settori energetici per effetto, in particolare, dell'ottimizzazione del portafoglio clienti del segmento business.

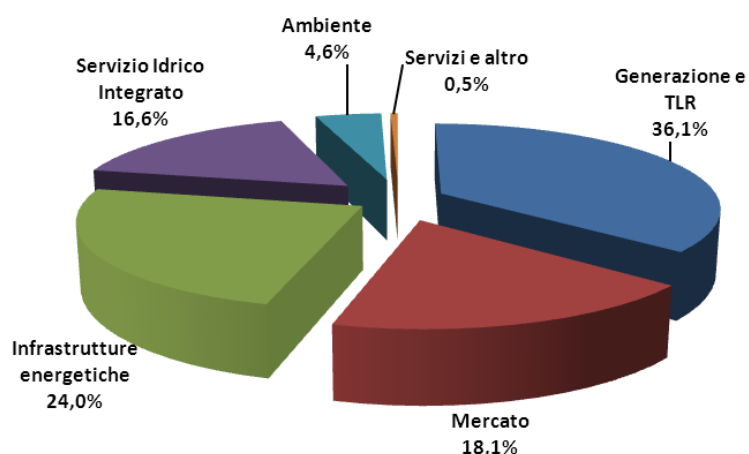
COMPOSIZIONE RICAVI



Margine Operativo Lordo

Il margine operativo lordo (Ebitda) ammonta a 376 milioni di euro in aumento del +11,7% rispetto ai 336,6 milioni di euro del primo semestre 2012. Al miglioramento del margine hanno contribuito tutti i settori di attività con la sola eccezione dell'Ambiente e della Vendita di energia elettrica che presentano margini in lieve flessione rispetto al corrispondente periodo del 2012.

COMPOSIZIONE EBITDA



Risultato operativo

Il risultato operativo (Ebit) è pari a 240,2 milioni di euro in aumento del +22,6% rispetto ai 195,9 milioni di euro del 2012. L'andamento riflette le dinamiche del margine operativo lordo ed è beneficiato dalla riduzione degli ammortamenti rispetto al 2012 per 5,4 milioni di euro. Il forte incremento degli accantonamenti al fondo svalutazione crediti (da 14,7 milioni di euro nel 2012 agli attuali 29,9 milioni di euro) e al fondo rischi (da 8,1 milioni di euro del 2012 agli attuali 15,4 milioni di euro) sono stati completamente assorbiti dall'incremento di rilascio fondi per +18,1 milioni di euro e da minori altri accantonamenti per +3,5 milioni di euro.

Oneri e Proventi finanziari

Gli oneri e proventi finanziari esprimono un saldo negativo per 38 milioni di euro. In particolare gli oneri finanziari ammontano a 56,5 milioni di euro. La riduzione rispetto al primo semestre 2012 è dovuta alla diminuzione del costo medio dell'indebitamento finanziario netto e alla diminuzione dell'indebitamento finanziario medio del 2013 rispetto al 2012. I proventi finanziari ammontano a 18,6 milioni di euro (+15%).

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 11 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.

Nel primo semestre 2012 era inoltre presente l'impatto negativo per 10 milioni di euro relativo alla collegata Sinergie Italiane.

Risultato prima delle imposte

Per effetto delle dinamiche sopra indicate il risultato consolidato prima delle imposte ha raggiunto 213 milioni di euro, in forte incremento rispetto ai 144 milioni di euro del primo semestre 2012.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito del primo semestre 2013 sono pari a 96 milioni, con un incremento del 31,3% rispetto al primo semestre 2012. Il Tax rate nominale è del 45%.

Risultato netto del periodo

Il risultato netto è positivo per 117 milioni di euro, in crescita del 46,1% 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 comparato ai valori al 31.12.2012 e i conti economici (fino al risultato operativo) per settore di attività, raffrontati ai dati del 1° semestre 2012 riesposti per tener conto del passaggio delle reti teleriscaldamento dall'attività Infrastrutture Energetiche all'attuale attività Generazione e Teleriscaldamento.

Si è inoltre provveduto a ripresentare gli investimenti al 30 giugno 2012 esponendo nelle tabelle delle attività gli investimenti realizzati rispetto agli investimenti netti riportati sul precedente bilancio 2012.

Risultati per settori di attività al 30 giugno 2013

milioni di euro

	Generazione e TLR	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Servizi e altro	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.579	52	1.298	959	317	34	205	4.444
Capitale circolante netto	99	55	(60)	103	(30)	(13)	7	161
Altre attività e passività non correnti	(47)	4	(54)	(258)	(44)	(13)	281	(131)
Capitale investito netto (CIN)	1.631	111	1.184	804	243	8	493	4.474
Patrimonio netto								2.007
Posizione Finanziaria netta								2.467
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								4.474

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 30 giugno 2013

milioni di euro

	Generazione e TLR	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Servizi e altro	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	521	1.681	183	216	106	44	(929)	1.823
Totale costi operativi	(385)	(1.613)	(93)	(153)	(89)	(42)	929	(1.447)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	136	68	90	62	17	2	-	376
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(30)	(24)	(26)	(41)	(11)	(3)		(136)
Risultato operativo (EBIT)	105	44	64	21	6	(1)	-	240

Risultati per settori di attività al 30 giugno 2012

milioni di euro

	Generazione e TLR	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Servizi e altro	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	550	2.195	183	213	106	58	(1.038)	2.267
Totale costi operativi	(420)	(2.156)	(101)	(154)	(85)	(53)	1.038	(1.931)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	130	39	83	59	21	5	-	337
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(50)	(13)	(24)	(37)	(14)	(3)		(141)
Risultato operativo (EBIT)	80	26	58	22	7	2	-	196

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

Generazione e Teleriscaldamento

Al 30 giugno 2013 i ricavi ammontano a 521 milioni di euro in diminuzione del -5,3% rispetto ai 550 milioni di euro del 2012.

		I semestre 2013	I semestre 2012	Δ %
Ricavi	€/mil.	521	550	(5,3%)
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	136	130	4,5%
<i>Ebitda Margin</i>		26,1%	23,6%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	105	80	31,1%
Investimenti	€/mil.	13	25	(46,7%)
Energia elettrica prodotta	GWh	3.757	3.452	8,8%
<i>da fonte idroelettrica</i>	GWh	562	548	2,5%
<i>da fonte termoelettrica</i>	GWh	3.183	2.895	10,0%
<i>da fonti rinnovabili</i>	GWh	12	9	32,5%
Calore prodotto	GWh _t	1.842	1.709	7,8%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh _t	1.528	1.306	17,0%
<i>da fonte non cogenerativa</i>	GWh _t	314	403	(22,0%)
Volumetrie teleriscaldate	Mmc	77	73	5,5%

L'energia elettrica prodotta è stata pari a 3.757 GWh in aumento del 8,8% rispetto ai 3.452 GWh del corrispondente periodo del 2012, per effetto sia della maggiore produzione da fonte termoelettrica +10% sia della produzione idroelettrica +2,5%.

In particolare la produzione termoelettrica è stata pari a 3.183 GWh, in aumento di 288 GWh (+10%) rispetto ai 2.895 GWh dello stesso periodo del 2012, grazie alla maggior produzione dell'impianto di Torino Nord (+245 GWh). Tale andamento è in controtendenza rispetto al dato nazionale della produzione da fonti termoelettriche, che ha visto una contrazione del -16% rispetto al corrispondente periodo del 2012.

La produzione idroelettrica del Gruppo è stata pari a 562 GWh in aumento del +2,5% rispetto ai 548 GWh mentre, alla stessa data, la produzione nazionale da fonti idroelettriche riporta un incremento del +38% rispetto al 1° semestre 2012.

La produzione di calore di periodo è stata pari a 1.842 GWh_t in aumento del +7,8% rispetto ai 1.709 GWh_t del 2012, per effetto di una stagionalità termica favorevole caratterizzata da temperature più fredde e dalle maggiori volumetrie servite.

La volumetria teleriscaldata ha superato 76 milioni di metri cubi, di cui 54,2 milioni su Torino, facendone la città più teleriscaldata d'Italia, 3,4 milioni su Genova e 19 milioni di metri cubi nelle città di Reggio Emilia, Parma e Piacenza.

Il margine operativo lordo (Ebitda) è stato pari a 136 milioni di euro, in aumento del 4,5% rispetto ai 130 milioni di euro del corrispondente periodo 2012.

L'incremento del margine è riconducibile al miglioramento della marginalità sulla produzione in cogenerazione di energia elettrica, per effetto anche del contributo del Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) che della marginalità del calore positivamente influenzata dall'incremento della quota di produzione in cogenerazione pari all'83% rispetto al 76% del primo semestre 2012. Lo scostamento negativo della marginalità della produzione Idroelettrica è dovuto principalmente al rimborso straordinario di "stranded costs" relativi all'impianto di Telesio e che aveva caratterizzato il primo semestre 2012.

Il risultato operativo (Ebit) del settore ammonta a 105 milioni di euro ed è in miglioramento del +31,1% rispetto agli 80 milioni di euro del 2012. Oltre al contributo positivo del margine operativo lordo il risultato operativo beneficia di una revisione in riduzione degli ammortamenti per i beni devolvibili

relativi alle concessioni idroelettriche scadute e dal venir meno di un potenziale rischio relativo alla costruzione di un impianto di produzione di energia elettrica.

Gli investimenti realizzati nel settore Generazione e Teleriscaldamento ammontano complessivamente a 13 milioni di euro di cui circa 11 milioni di euro sono relativi alla Cogenerazione e reti teleriscaldamento e 2 milione di euro sono relativi al settore idroelettrico.

Mercato

Il volume d'affari dell'area mercato ammonta a 1.681 milioni di euro in diminuzione del -23,4% rispetto ai 2.195 milioni di euro dell'esercizio precedente. Il margine operativo lordo (Ebitda) pari a 68 milioni di euro è in aumento del +74,0% rispetto ai 39 milioni del corrispondente periodo del 2012.

		I semestre 2013	I semestre 2012	Δ %
Ricavi	€/mil.	1.681	2.195	(23,4%)
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	68	39	74,0%
<i>Ebitda Margin</i>		4,1%	1,8%	
	<i>da Energia Elettrica</i>	€/mil. (5)	(3)	(79,3%)
	<i>da Gas</i>	€/mil. 67	37	84,5%
	<i>da Calore</i>	€/mil. 6	6	8,0%
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	44	26	69,1%
Investimenti		4	5	(17,2%)
Energia Elettrica Venduta	GWh	6.553	8.597	(23,8%)
Energia Elettrica Venduta al netto Compravendita in Borsa	GWh	6.139	7.242	(15,2%)
Gas Acquistato	Mmc	1.726	1.928	(10,5%)
	<i>Gas commercializzato dal Gruppo</i>	Mmc 839	1.148	(26,9%)
	<i>Gas destinato ad usi interni</i>	Mmc 781	737	6,0%
	<i>Gas immesso a stoccaggio</i>	Mmc 106	43	(*)

(*) Variazione superiore al 100%

Commercializzazione Energia Elettrica

I volumi commercializzati al netto dell'energia compravenduta in borsa ammontano a 6.139 GWh (l'energia elettrica lorda ammonta 6.553 GWh) con una diminuzione del 15,2% rispetto ai 7.242 GWh dell'esercizio 2012.

I volumi venduti a clienti finali e grossisti sono pari a 2.874 in diminuzione del -49% rispetto ai 5.633 GWh del 2012 mentre i volumi impiegati sulla borsa al netto dell'energia compravenduta in borsa ammontano a 2.811 in aumento del +163% rispetto ai 1.067 GWh del corrispondente periodo 2012.

Relativamente ai clienti gestiti in regime di maggior tutela, i volumi complessivamente venduti nel corso del periodo sono stati pari a 453 GWh in calo del -16% rispetto ai 543 GWh dell'esercizio precedente per effetto della liberalizzazione del mercato a cui la società ha risposto con iniziative commerciali di sviluppo che hanno determinato il passaggio di una quota di mercato rilevante di clientela dal mercato vincolato al mercato libero.

Nel corso del 2013 le disponibilità di produzione interne al Gruppo Iren (Iren Energia) sono aumentate rispetto al periodo precedente di circa il 9% ed ammontano a 3.738 GWh rispetto ai 3.439 GWh nel 2012. I volumi prodotti attraverso il contratto di tolling con Edipower ammontano a 477 GWh contro i 451 GWh del precedente esercizio. Le transazioni di Borsa nette sono pari a 621 GWh contro i 1.064 GWh del 2012, mentre gli acquisti da grossisti sono pari a 1.077 GWh contro i 2.042 GWh dell'esercizio precedente. Sono stati inoltre acquistati 476 GWh dall'acquirente unico.

Il margine operativo lordo (Ebitda) della vendita di energia elettrica è negativo e pari a -5 milioni di euro in flessione rispetto ai -3 milioni di euro dell'esercizio 2012.

Tale risultato è condizionato dalla perdita relativa alla gestione, mediante un contratto di tolling, di quota parte della produzione di energia di elettrica degli impianti Edipower.

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi complessivi di gas naturale approvvigionati nel corso del 2013 sono stati pari a 1.726 milioni di metri cubi a fronte dei 1.928 milioni di mc del 2012 (-10,5%). Di dette quantità 839 milioni di metri cubi sono stati commercializzati a clienti esterni al Gruppo (1.148 milioni di metri cubi nell'esercizio precedente), 63 milioni di metri cubi sono stati impiegati nella produzione di energia elettrica tramite il contratto di tolling con Edipower (62 milioni di metri cubi nel 2012) mentre 718 milioni di metri cubi sono stati impiegati all'interno del Gruppo Iren sia per la produzione di energia elettrica sia per la fornitura di servizi calore (675 milioni di metri cubi nel 2012). Le rimanenze di gas in stoccaggio ammontano a 106 milioni di metri cubi (43 milioni di metri cubi nel 2012).

Il margine operativo lordo (Ebitda) pari a 67 milioni di euro risulta in miglioramento rispetto ai 37 milioni del corrispondente periodo dell'esercizio 2012 prevalentemente per gli effetti derivanti dalle favorevoli condizioni di approvvigionamento connesse anche all'utilizzo del gas in stoccaggio e per l'ottimizzazione dell'attività di trading.

Sviluppo mercato

Nel 2013 così come nel 2012 si è proseguita un'attività costante e continuativa sia per quanto riguarda la fidelizzazione della clientela Iren Mercato, sia per quanto riguarda l'ampliamento del portafoglio di riferimento, estendendo il perimetro di attività a nuove aree geografiche.

L'attività dei competitor è proseguita in misura crescente sui territori storicamente gestiti da Iren Mercato; la società ha quindi ulteriormente rafforzato la propria attività commerciale, attraverso l'incremento dei canali di vendita e il potenziamento dell'attività outbound verso i clienti.

Si evidenzia inoltre che, a partire da febbraio 2013, è stata avviata l'attività di conversione al mercato libero della base clienti storici tutelati, analogamente a quanto già in atto sul mercato elettrico, con l'obiettivo di aumentare la fidelizzazione della clientela.

Al 30/06/2013 i clienti gas gestiti direttamente da Iren Mercato sono pari a circa 755.000 distribuiti sul bacino storico genovese e sulle aree di sviluppo limitrofe, sul bacino torinese e sui bacini storici emiliani; i clienti energia elettrica gestiti sono pari a circa 729.000 anch'essi distribuiti principalmente sul bacino tradizionalmente servito, corrispondente a Torino e Parma, e sulle aree presidiate commercialmente dall'azienda.

Vendita calore tramite reti di teleriscaldamento:

Il margine operativo lordo nel 2013 ammonta a 6 milioni di euro in linea con il margine del primo semestre 2012.

Infrastrutture energetiche

Al 30 giugno 2013 il settore di attività Infrastrutture Energetiche, che comprende i business della distribuzione gas, energia elettrica e impianti di rigassificazione LNG, ha registrato ricavi per 183 milioni di euro in linea con i ricavi del 2012.

Il margine operativo lordo (Ebitda) è stato pari a 90 milioni di euro in miglioramento del +9,1% rispetto agli 83 milioni di euro del primo semestre 2012.

Il risultato operativo netto (Ebit) è stato pari a 64 milioni di euro in aumento rispetto ai 58 milioni di euro del primo semestre 2012 (+9,4%).

Di seguito vengono esposte le principali dinamiche dei settori interessati.

		I semestre 2013	I semestre 2012	Δ %
Ricavi	€/mil.	183	183	0,1%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	90	83	9,1%
<i>Ebitda Margin</i>		49,2%	45,2%	
	<i>da Reti Elettriche</i>	€/mil. 40	36	12,2%
	<i>da Reti Gas</i>	€/mil. 51	47	8,0%
	<i>da Rigassificatore</i>	€/mil. (1)	(0)	(*)
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	64	58	9,4%
Investimenti	€/mil.	41	43	(5,4%)
	<i>in Reti Elettriche</i>	€/mil. 10	7	45,3%
	<i>in Reti Gas</i>	€/mil. 12	17	(29,5%)
	<i>in Rigassificatore</i>	€/mil. 18	18	(2,3%)
Energia elettrica distribuita	GWh	2.036	2.114	(3,7%)
Gas distribuito	Mmc	1.198	1.159	3,3%

(*) Variazione superiore al 100%

Reti Distribuzione Energia elettrica

Il margine operativo lordo (Ebitda) è stato pari a 40 milioni di euro, in incremento del 12,2% rispetto ai 36 milioni di euro del corrispondente periodo 2012.

Il miglioramento del margine per oltre 4 milioni di euro rispetto al 2012 è attribuibile principalmente a conguagli tariffari riconducibili ad anni precedenti e relativi sia alla rete di Torino che a quella di Parma.

Nel corso del primo semestre 2013 sono stati effettuati investimenti per 10 milioni di euro inerenti a nuovi allacciamenti, nuove cabine BT/MT e linee BT/MT.

Reti Distribuzione Gas

Il margine operativo lordo (Ebitda) della distribuzione reti gas ammonta a 51 milioni di euro in aumento del +8% rispetto ai 47 milioni di euro del 1° semestre 2012. L'incremento del margine è riconducibile a maggiori ricavi tariffari, riconoscimento di premi tariffari per la riduzione delle dispersioni sulla rete e al contenimento dei costi operativi.

Gli investimenti di periodo realizzati ammontano a 12 milioni di euro e riguardano in particolare il piano di risanamento decennale della rete tramite sostituzione delle tubazioni ghisa grigia e le iniziative di sviluppo della rete di distribuzione e degli allacciamenti nei principali ambiti serviti dal Gruppo.

Rigassificatore

Gli investimenti realizzati nel periodo ammontano a circa 18 milioni di euro e sono relativi al completamento dell'infrastruttura.

Il terminale è arrivato a destinazione al largo della costa Toscana in data 30 luglio 2013. Le prime navi di GNL per il commissioning offshore sono programmate per la seconda metà del mese di agosto e nel mese di novembre è programmata l'accettazione formale dell'impianto.

Servizio idrico integrato

Al 30 giugno 2013 il servizio idrico integrato ha registrato ricavi per 216 milioni di euro in aumento del +1,5% rispetto ai 213 milioni di euro del 2012. L'incremento rispetto al primo semestre 2012 è riconducibile all'aumento dei ricavi tariffari definiti in applicazione del nuovo Metodo Tariffario Transitorio (MTT) e da maggiori ricavi da servizi accessori.

Si rileva inoltre una riduzione dei costi capitalizzati conseguente ai minori investimenti su beni in concessione che, per l'applicazione del principio contabile IFRIC 12, sono contabilizzati alla voce ricavi (-10 milioni di euro).

		I semestre 2013	I semestre 2012	Δ %
Ricavi	€/mil.	216	213	1,5%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	62	59	5,9%
<i>Ebitda Margin</i>		29,0%	27,7%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	21	22	(4,0%)
Investimenti	€/mil.	26	36	(26,6%)
Acqua Venduta	Mmc	86	89	(3,7%)

Il margine operativo lordo (Ebitda) ammonta a 62 milioni di euro in aumento del +5,9% rispetto ai 59 milioni di euro del 2012. L'aumento del margine è da ricondursi all'incremento del vincolo ricavi tariffari compensato parzialmente dalla contabilizzazione di una sopravvenienza passiva a copertura di attesi rimborsi relativi all'esercizio 2011 e conseguenti agli effetti degli esiti del referendum sulla remunerazione del capitale investito.

Il risultato operativo (Ebit) ammonta a 21 milioni di euro in flessione del -4,0% rispetto ai 22 milioni di euro del corrispondente periodo 2012. Il miglioramento del margine operativo lordo (Ebitda) è completamente assorbito dai maggiori accantonamenti a fondo rischi e al fondo svalutazione crediti. Sono state altresì aggiornate alcune aliquote di ammortamento degli impianti con conseguente incremento della quota di ammortamento del periodo.

Gli investimenti ammontano a 26 milioni di euro e riguardano la realizzazione di infrastrutture previste dai Piani d'Ambito per la manutenzione e lo sviluppo di reti ed impianti di distribuzione, della rete fognaria e dei sistemi di depurazione.

Ambiente

Al 30 giugno 2013 i ricavi del settore ammontano a 106 milioni di euro in linea con i ricavi del 1° semestre 2012. Gli incrementi della tariffa di igiene ambientale e degli altri ricavi accessori (servizi conto terzi, ricavi esercizi precedenti ed altro) sono stati completamente compensati dai minori ricavi per la produzione di energia elettrica e calore conseguenti alla chiusura del termovalorizzatore di Reggio Emilia avvenuta nel giugno del 2012.

		I semestre 2013	I semestre 2012	Δ %	
Ricavi	€/mil.	106	106	(0,1%)	
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	17	21	(17,3%)	
<i>Ebitda Margin</i>		16,3%	19,6%		
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	6	7	(9,2%)	
Investimenti	€/mil.	30	28	7,9%	
Rifiuti trattati	ton	498.843	468.362	6,5%	
	<i>Rifiuti urbani</i>	ton	361.726	358.213	1,0%
	<i>Rifiuti speciali</i>	ton	137.117	110.149	24,5%

Il margine operativo lordo di periodo (Ebitda) ammonta a 17 milioni di euro in flessione del -17,3% rispetto ai 21 milioni di euro del 1° semestre 2012. La contrazione del margine è riconducibile prevalentemente alla chiusura del Termovalorizzatore di Reggio Emilia e al minor utilizzo, in via temporanea, dei poli di smaltimento interni al Gruppo.

Il risultato operativo netto (Ebit) ammonta a 6 milioni di euro in flessione del -9,2% rispetto ai 7 milioni di euro del 1° semestre 2012. L'Ebit del semestre è stato influenzato positivamente dal rilascio fondi e da minori accantonamenti ai fondi per la gestione post-mortem delle discariche, oltre che da minori ammortamenti dell'impianto di termovalorizzazione di Tecnoborgo.

Gli investimenti di periodo ammontano a 30 milioni di euro e si riferiscono principalmente ai lavori di completamento del Polo Ambientale Integrato di Parma, attrezzature del servizio di raccolta e all'avvio della realizzazione dell'impianto di trattamento delle sabbie derivanti dallo spazzamento stradale.

Servizi e altro

		I semestre 2013	I semestre 2012	Δ %
Ricavi	€/mil.	44	58	(23,5%)
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	2	5	(61,2%)
<i>Ebitda Margin</i>		4,3%	8,4%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	(1)	2	(*)
Investimenti	€/mil.	5	10	(49,1%)

(*) Variazione superiore al 100%

Al 30 giugno 2013 i ricavi ammontano a 44 milioni di euro in flessione rispetto ai 58 milioni di euro del corrispondente periodo 2012, principalmente per effetto del nuovo contratto vigente con il Comune di Torino relativo alla manutenzione degli immobili e la cessazione della gestione calore degli edifici della Città oltre a minori servizi minori.

Il margine operativo lordo (Ebitda) ammonta a 2 milioni di euro in flessione rispetto ai 5 milioni del 2012 per le descritte revisioni nei contratti di servizio.

Situazione patrimoniale

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO GRUPPO IREN (1)

	migliaia di euro		
	30.06.2013	31.12.2012	Var. %
Attivo immobilizzato	4.443.783	4.734.916	(6,1)
Altre attività (Passività) non correnti	(106.778)	(116.258)	(8,2)
Capitale circolante netto	161.444	235.106	(31,3)
Attività (Passività) per imposte differite	103.304	105.197	(1,8)
Fondi rischi e Benefici ai dipendenti	(427.656)	(457.291)	(6,5)
Attività (Passività) destinate a essere cedute	299.942	7.718	(*)
Capitale investito netto	4.474.039	4.509.388	(0,8)
Patrimonio netto	2.006.675	1.954.257	2,7
<i>Attività finanziarie a lungo termine</i>	<i>(36.033)</i>	<i>(116.168)</i>	<i>(69,0)</i>
<i>Indebitamento finanziario a medio e lungo termine</i>	<i>2.174.003</i>	<i>2.197.827</i>	<i>(1,1)</i>
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	2.137.970	2.081.659	2,7
<i>Attività finanziarie a breve termine</i>	<i>(416.455)</i>	<i>(301.591)</i>	<i>38,1</i>
<i>Indebitamento finanziario a breve termine</i>	<i>745.849</i>	<i>775.063</i>	<i>(3,8)</i>
Indebitamento finanziario netto a breve termine	329.394	473.472	(30,4)
Indebitamento finanziario netto	2.467.364	2.555.131	(3,4)
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	4.474.039	4.509.388	(0,8)

(*) 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 30 giugno 2013. L'attivo immobilizzato risulta in riduzione del 6,1% rispetto al 31 dicembre 2012 principalmente per la riclassifica di Edipower dalle partecipazioni valutate ad equity alle attività destinate ad essere cedute, a seguito della decisione del Consiglio di Amministrazione di esercitare l'opzione di uscita dalla società. Gli investimenti effettuati nell'anno risultano leggermente 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 153 milioni rispetto al 30 giugno 2012.

La fiscalità differita risulta sostanzialmente costante rispetto al periodo precedente.

L'incremento delle attività destinate ad essere cedute risente della riclassifica nella voce in oggetto della partecipazione in Edipower a seguito della succitata decisione del Consiglio di Amministrazione di esercitare l'opzione di uscita dalla società.

L'incremento del Patrimonio netto deriva principalmente dall'utile di periodo.

Il rendiconto finanziario, presentato nel seguito, fornisce un dettaglio analitico delle ragioni della movimentazione del primo semestre 2013.

Situazione finanziaria

RENDICONTO FINANZIARIO DEL GRUPPO IREN

	migliaia di euro		
	Primo semestre 2013	Primo semestre 2012	Var. %
A. Disponibilità liquide iniziali	28.041	44.758	(37,3)
Flusso finanziario generato dall'attività operativa			
Risultato del periodo	116.621	79.846	46,1
Rettifiche per:			
Ammortamenti attività materiali e immateriali	102.180	107.564	(5,0)
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	1.740	1.126	54,5
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	1.607	472	(*)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	(17.931)	(12.677)	41,4
Variazione imposte anticipate e differite	(3.609)	214	(*)
Variazione altre attività/passività non correnti	(9.480)	1.355	(*)
Dividendi ricevuti	(790)	(421)	87,6
Quota del risultato di collegate	(10.896)	(12.109)	(10,0)
Svalutazioni di attività immobilizzate e partecipazioni	626	8.166	(92,3)
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	180.068	173.536	3,8
Variazione rimanenze	14.504	(22.927)	(*)
Variazione crediti commerciali	125.957	13.262	(*)
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	17.063	29.840	(42,8)
Variazione debiti commerciali	(228.271)	(153.165)	49,0
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	144.409	107.218	34,7
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	73.662	(25.772)	(*)
D. Cash flow operativo (B+C)	253.730	147.764	71,7
Flusso finanziario da (per) attività di investimento			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(119.044)	(145.964)	(18,4)
Investimenti in attività finanziarie	(23)	(613)	(96,2)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	4.222	20.699	(79,6)
Dividendi ricevuti	8.332	9.071	(8,1)
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(106.513)	(116.807)	(8,8)
F. Free cash flow (D+E)	147.217	30.957	(*)
Flusso finanziario da attività di finanziamento			
Erogazione di dividendi	(76.070)	(22.282)	(*)
Altre variazioni di Patrimonio netto	-	849	(100,0)
Nuovi finanziamenti a lungo termine	257.450	330.200	(22,0)
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(136.584)	(193.806)	(29,5)
Variazione crediti finanziari	38.681	49.349	(21,6)
Variazione debiti finanziari	(157.284)	(203.265)	(22,6)
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	(73.807)	(38.955)	89,5
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	73.410	(7.998)	(*)
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	101.451	36.760	(*)

(*) Variazione superiore al 100%

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

	migliaia di euro		
	Primo semestre 2013	Primo semestre 2012	Var. %
Free cash flow	147.217	30.957	(*)
Erogazione di dividendi	(76.070)	(22.282)	(*)
Altre variazioni di Patrimonio netto	-	849	(100,0)
Variazione fair value strumenti derivati di copertura	16.620	(10.632)	(*)
Variazione posizione finanziaria netta	87.767	(1.108)	(*)

(*) Variazione superiore al 100%

L'indebitamento finanziario netto al 30 giugno 2013 è pari a 2.467 milioni di euro, in diminuzione del 3,4% rispetto al 31 dicembre 2012.

In particolare il free cash flow, positivo per 147 milioni di euro, deriva dall'effetto congiunto dei seguenti flussi monetari:

- il cash flow operativo è positivo per 254 milioni di euro e si compone per 180 milioni di euro da cash flow operativo prima delle variazioni di capitale circolante netto e per 74 milioni di euro dal flusso finanziario derivante da variazioni di capitale circolante netto;
- il flusso monetario da attività di investimento, negativo per 107 milioni di euro, è generato da investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali per 119 milioni di euro (comprensivi degli investimenti effettuati per la costruzione delle infrastrutture in regime di concessione secondo quanto stabilito dall'IFRIC 12), da realizzo di attività immobilizzate per 4 milioni di euro e dall'incasso di dividendi per 8 milioni di euro.

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

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA

Non ci sono fatti di rilievo da segnalare.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Lo scenario macroeconomico nell'area euro prevede, dopo una fase di stagnazione nel primo trimestre del 2013, con una contrazione della domanda energetica nazionale del 4,0%, la conferma della debolezza dei mercati maturi europei. In particolare, il contesto macroeconomico dei Paesi maturi dell'eurozona vede una contrazione del PIL per il 2013 (atteso pari a -0,3%) e il persistere dell'incertezza per gli anni successivi. 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 alla complessa fase politico istituzionale successiva alle consultazioni elettorali di febbraio 2013.

I consumi energetici privati continueranno probabilmente a subire gli effetti negativi legati al processo di consolidamento fiscale e al deterioramento del mercato del lavoro. La domanda di energia dal comparto industriale è ancora prevista con tassi di crescita negativi e consolida le ripercussioni sulla produzione termoelettrica che continuerà a risentire della competizione derivante dalle fonti rinnovabili.

In tale contesto la strategia di breve termine del Gruppo si focalizza sulla protezione dei margini nei mercati maturi e nei settori regolati, oltre al rigoroso presidio della propria stabilità finanziaria ed all'ottimizzazione degli investimenti.

I risultati positivi ottenuti nel primo semestre 2013 consentono di confermare le previsioni formulate dal Gruppo per l'anno in corso; ciò tenendo conto degli effetti nei diversi settori di business: dello scenario energetico della stagionalità dei settori di intervento, della prevista entrata in esercizio, nella seconda parte dell'anno, del Polo Ambientale Integrato di Parma, nonché della normativa di riferimento.

QUADRO NORMATIVO

Nel seguito sono presentate le principali novità normative emerse nel corso del primo semestre del 2013 che influenzano i settori nei quali il Gruppo opera; per un'analisi più completa si rimanda alle informazioni contenute nel Bilancio 2012 del Gruppo.

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" e che di seguito si riportano:

"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.

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."

Codice dei contratti pubblici

Nel corso del 2012 il testo del D. lgs. 163/2006 (Codice dei Contratti Pubblici) è stato oggetto di frequenti integrazioni e modifiche da parte del governo Monti. Nel seguito si riportano le novità di maggior impatto:

- 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;
- in materia di semplificazione si prevede che «*Il contratto è stipulato, a pena di nullità, con atto pubblico notarile informatico, ovvero, in modalità elettronica secondo le norme vigenti per ciascuna stazione appaltante, in forma pubblica amministrativa a cura dell'Ufficiale rogante dell'amministrazione aggiudicatrice o mediante scrittura privata*»;
- la legge anti-corruzione introduce nuovi obblighi di pubblicità per le P.A.

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 cd "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.

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

Con decreto del 19 gennaio 2011 il Ministro dello sviluppo economico ha determinato gli ambiti territoriali nel settore della distribuzione del gas naturale. E' 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).

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 nel 2012, 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.

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'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. 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".

Distribuzione di Energia Elettrica

Il 2012 è il primo 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).

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 prevedrà comunicazioni di distributori e venditori all'AEEG dal 2013.

In merito al "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 una 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).

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.

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.

La Legge n. 42 del 2010 ha disposto (mediante inserimento del comma 186bis 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 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.

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 DL 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.

Servizio gestione rifiuti

Il decreto-legge n. 216 del 29 dicembre 2011 (cosiddetto "decreto milleproroghe") ha disposto il rinvio al 31 dicembre 2012 della soppressione delle Autorità d'Ambito Territoriale competenti per la gestione del servizio idrico integrato e del ciclo di gestione dei 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.) e ed a livello regionale dalle L. R. Emilia Romagna n. 25/99, n. 10/2008 e n. 23/2011.

Poiché 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) è prevista la cessazione al 31.12.2012, 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.

Si evidenzia inoltre che il termine di entrata in operatività del sistema Sistri è stato sospeso sino al 30.06.2013.

Il Gruppo IREN presta i servizi ambientali sulla base di specifico affidamento del servizio fatto dai rispettivi Enti Locali regolati dalle Convenzioni stipulate con l'ATO competente.

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 ATO/gestore	10 giugno 2004	31 dicembre 2011(*)
<i>Parma</i>	Convenzione ATO/gestore	27 dicembre 2004	31 dicembre 2014
<i>Piacenza</i>	Convenzione ATO/gestore	18 maggio 2004	31 dicembre 2011(*)

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

Sistema tariffario relativo ai servizi ambientali

L'art. 14 del D.L. 201/2011, convertito nella L. 22/12/2011 n. 214 istituisce il nuovo 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 è a carico di chiunque possieda, occupi o detenga a qualsiasi titolo locali o aree scoperte, adibiti a qualsiasi uso, suscettibili di produrre rifiuti urbani.

Il tributo è 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 sono 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 spetta dunque 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, dovrà 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, è 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".

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) cesseranno di applicarsi il 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 entrano in esercizio entro il 30 aprile 2013 e i soli impianti alimentati da rifiuti di cui all'art. 8, comma 4, lettera c) che entrano 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 omnicomprensiva 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

L'agevolazione fiscale consiste in detrazioni dall'Irpef (Imposta sul reddito delle persone fisiche) o dall'Ires (Imposta sul reddito delle società) ed è concessa quando si eseguono interventi che aumentano il livello di efficienza energetica degli edifici esistenti.

In particolare, le detrazioni sono riconosciute se le spese sono state sostenute per:

- la riduzione del fabbisogno energetico per il riscaldamento
- il miglioramento termico dell'edificio (finestre, comprensive di infissi, coibentazioni, pavimenti)
- l'installazione di pannelli solari
- la sostituzione degli impianti di climatizzazione invernale.

Le detrazioni, da ripartire in rate annuali di pari importo, sono riconosciute nelle seguenti misure:

- 55% delle spese sostenute fino al 5 giugno 2013
- 65% delle spese sostenute per interventi sulle singole unità immobiliari dal 6 giugno 2013 al 31 dicembre 2013 (30 giugno 2014, se l'intervento è effettuato sulle parti comuni degli edifici condominiali, o se riguarda tutte le unità immobiliari di cui si compone il singolo condominio).

Dal 1° gennaio 2014 (per i condomini dal 1° luglio 2014) l'agevolazione sarà invece sostituita con la detrazione fiscale del 36% prevista per le spese di ristrutturazioni edilizie.

Il decreto legge n. 63 del 4 giugno 2013 ha prorogato al 31 dicembre 2013 la detrazione fiscale per gli interventi di efficienza energetica.

Inoltre, lo stesso decreto ha innalzato dal 55% al 65% la percentuale di detraibilità delle spese sostenute nel periodo che va dal 6 giugno 2013 (data di entrata in vigore del decreto) al 31 dicembre 2013.

Per gli interventi relativi alle parti comuni degli edifici condominiali, o per quelli che riguardano tutte le unità immobiliari di cui si compone il singolo condominio, la detrazione del 65% è invece prorogata al 30 giugno 2014.

Dalle proroghe sono stati esclusi i seguenti interventi:

- sostituzione degli impianti di riscaldamento con pompe di calore ad alta efficienza e impianti geotermici a bassa entalpia;
- sostituzione di scaldacqua tradizionali con scaldacqua a pompa di calore dedicati alla produzione di acqua calda sanitaria.

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 (del. EEN 13/11 per gli obiettivi 2012 e del. 11/2013/R/efr per gli obiettivi 2013) e il valore annuo di un contributo (proveniente dalle tariffe elettriche e gas) riconosciuto ai distributori per ogni TEE restituito (86,98 €/tep per il 2012, non ancora noto per il 2013).

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 impediti 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.

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).

L'obbligo stimato per il 2014 è di poco superiore a quello 2012.

Di fatto, sono quindi confermate le previsioni del DM 28/12/2012.

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 partecipa direttamente o indirettamente da 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);

- 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, Collesalveti, 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.

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 IAG 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 IAG 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 IAG 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 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 SII negli ATO di Parma e Reggio Emilia è stata trasferita in capo a IREN Acqua Gas. Questa si avvale, sul piano operativo, delle strutture di cui dispone IREN Emilia anche per il tramite delle Società Operative Territoriali dalla stessa controllate.

La gestione del SII di Piacenza è stata trasferita da Iren Emilia ad Iren Acqua Gas nel mese di settembre 2011.

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

Iride Servizi S.p.A., 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, ed 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 27 novembre 2012, la Giunta Comunale di Torino ha stabilito di affidare nel rispetto della normativa vigente, sino al 31.12.2020 i contratti di servizio inerenti alla gestione degli Impianti Elettrici e Termici già in capo ad Iride Servizi ed in scadenza al 31.12.2017.

GESTIONE FINANZIARIA

Scenario di riferimento.

Nel primo semestre 2013 il trend ribassista dei tassi di interesse, proseguito durante tutto l'anno 2012, si è arrestato. La Banca Centrale Europea è intervenuta con un ulteriore taglio del tasso a maggio 2013 portando il livello di riferimento allo 0,50%.

Esaminando l'andamento del tasso euribor a sei mesi, si rileva che alla fase ribassista dell'anno 2012 è seguita una fase di stabilità nel primo semestre 2013 in linea con l'attuale livello dello 0,3%. Le quotazioni dei tassi fissi, riflessi nei valori dell'IRS a 5 e 10 anni, nel corso del primo semestre 2013 hanno invece dato segnali di rialzo in un contesto tendenzialmente instabile.

Attività svolta

Nel corso del primo semestre 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 primo semestre 2013, si evidenzia che sono stati perfezionati ed utilizzati nuovi finanziamenti a medio lungo termine per complessivi 158 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 e 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. Nei mesi di luglio e agosto 2013 si è completato l'iter autorizzativo per un finanziamento bancario a medio termine di 100 milioni di euro ed è inoltre in avanzata fase di negoziazione una ulteriore linea creditizia di 150 milioni di euro.

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 30 giugno 2013 sul totale indebitamento finanziario netto di Gruppo l'indebitamento finanziario netto a medio lungo termine rappresenta una quota pari al 87%; tale percentuale tiene conto della classificazione nelle Attività finanziarie a lungo dei crediti verso il Comune di Torino.

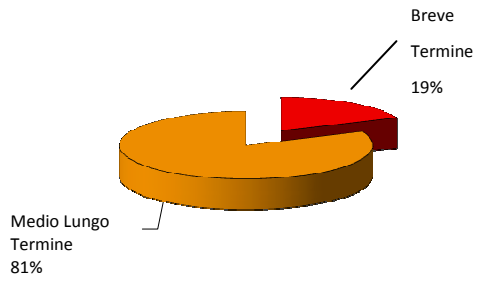
Nell'ambito del Gruppo, la società AES Torino (consolidata al 51%) ha ottenuto nel mese di giugno 2013 un nuovo finanziamento bancario in pool per 195 milioni di euro a copertura del finanziamento in scadenza. La società OLT Offshore LNG Toscana (consolidata al 41,71%) ha ottenuto nel corso del primo semestre 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 41 milioni di euro; il totale finanziamento soci alla società OLT a supporto degli investimenti risulta pari a 642 milioni di euro al 30 giugno 2013.

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 "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo" delle Note Esplicative.

Nel primo semestre 2013 non sono stati perfezionati nuovi contratti di copertura dei rischi finanziari; peraltro i nuovi finanziamenti stipulati nel semestre sono stati contrattualizzati a tasso fisso.

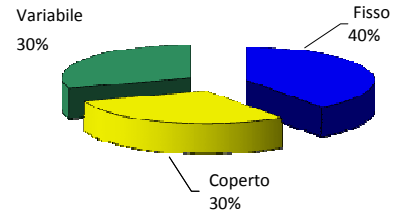
Al 30 giugno 2013 la quota di debito a tasso variabile non coperta con strumenti di derivato tasso è pari al 31% delle posizioni di mutuo e al 28% dell'indebitamento finanziario netto consolidato, in linea con l'obiettivo del Gruppo Iren di mantenere un equilibrato rapporto tra posizioni a tasso variabile e posizioni a tasso fisso o comunque protette da significativi rialzi del tasso di interesse.

Indebitamento finanziario netto
per scadenza

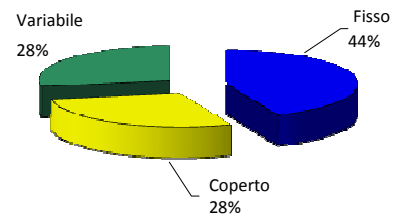
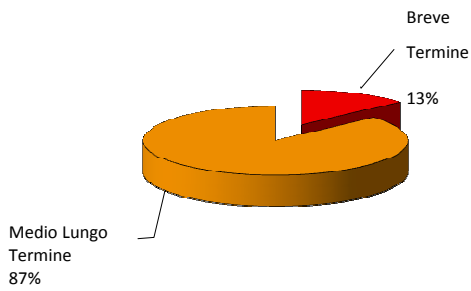


Situazione al
31/12/12

Indebitamento finanziario netto
per tipologia tasso



Situazione al
30/06/13



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 semestrale abbreviato.

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 (liquidità, tasso di cambio, tasso di interesse)
- 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" 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.

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 infragrupo sui quali vengono contabilizzati anche le spese e gli interessi attivi e passivi infragrupo.

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 nel Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

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.

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 semestrale abbreviato.

2. RISCHIO DI CREDITO

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

Il Gruppo, nello svolgimento della propria attività, è esposto al rischio che i crediti possano, a causa delle condizioni finanziarie dell'obbligato in relazione all'attuale crisi economico/finanziaria generalizzata, non essere onorati alla scadenza e quindi i rischi sono riconducibili oltre all'aumento dell'anzianità dei crediti, al rischio di insolvibilità ed all'aumento dei crediti sottoposti a 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 nel Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

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 semestrale abbreviato.

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.

La Direzione Risk Management, inoltre, su base trimestrale, effettua l'analisi della sinistrosità su tutte le aree operative del Gruppo e ne definisce le modalità di contenimento e riduzione.

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.

Per quanto concerne le scadenze delle concessioni relative ai servizi gestiti dalla Società si rinvia alla sezione "Quadro normativo".

b. Rischi strategici

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

Il piano di sviluppo strategico del Gruppo Iren prevede l'effettuazione di considerevoli investimenti, dallo sviluppo in joint venture di importanti impianti di rigassificazione per la fornitura del gas, alla realizzazione o al rinnovo degli impianti di cogenerazione per completare il piano di estensione del teleriscaldamento, al consolidamento della presenza nei settori della distribuzione di energia elettrica, del gas, nel settore idrico e nel settore ambientale.

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 ha recentemente svolto dei survey, grazie ai quali ha potuto 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.

Secondo il Bollettino Economico della Banca d'Italia, non emergono nel nostro Paese segnali di un'inversione ciclica nel primo semestre 2013; il ritorno alla crescita, seppur modesta, potrebbe avvenire nel secondo semestre. 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 del primo semestre 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

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.

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.

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.

eHOT (nEtworks of HomeOstaTic buildings): il progetto è relativo allo sviluppo di meccanismi fisici ed economici che contribuiscano allo sviluppo di nuovi modelli economici all'interno di reti di distribuzione elettrica "smart". E' previsto lo sviluppo di algoritmi e meccanismi per operatori del sistema di distribuzione e progettisti di sistemi di gestione degli edifici per gestire flussi e domanda sulla rete.

Partners: Politecnico di Torino, Università Verona, ST Microelectronics, Telecom, Secure UK, università estere.

TLR Torino – Sistemi di accumulo innovativi PCM: si tratta di un bando regionale per la sperimentazione di nuovi sistemi di accumulo a cambiamento di fase da prevedere presso l'utente in parallelo allo scambiatore.

Partners: Politecnico di Torino, Comune di Torino, Environmental Park, Astra e Hevatech.

PROLITE: il progetto, già vinto dalla Città di Torino, era originariamente nato come efficientamento degli impianti semaforici: successivamente, in seguito alla decisione della Città di predisporre un bando apposito, si è deciso di spostare l'intervento sull'illuminazione degli edifici scolastici e pertanto verranno rinnovati gli impianti di almeno 3 edifici. Iride Servizi realizzerà i lavori di competenza degli impianti elettrici.

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

RISPARMIO ENERGETICO E FONTI RINNOVABILI

Illuminazione pubblica della città di Torino

E' in corso il piano di sostituzione degli apparecchi con lampade a mercurio, installando sodio HP o alogenuri metallici: è prevista la sostituzione di 6.450 apparecchi con una riduzione di potenza di circa 100 W cadauno.

Al 30 giugno risultano sostituiti 3.359 apparecchi (52%).

Il risparmio stimato - al 30 giugno 2013 - è stato pari a 184,8 TEP.

A fine piano, previsto per la fine del 2013, la riduzione di potenza sarà di 700 kW.

Annualmente il risparmio sarà di circa 2,94 GWh, con una riduzione di emissioni pari a circa 550 TEP.

Presso il Parco Dora è stato realizzato un impianto sperimentale con fonte di illuminazione a LED, dotato di monitoraggio, gestione (accensione/spengimento), di ogni singolo punto luce. L'impianto integra anche un sistema di videosorveglianza.

Attualmente l'impianto è in fase di test e non sono disponibili dati relativi al risparmio energetico ottenibile.

In ambito Smart City è stato realizzato un ulteriore impianto sperimentale in Piazza San Carlo. Mantenendo le esistenti sorgenti luminose, sono state integrate le stesse funzionalità previste per il Parco Dora. Senza effettuare modifiche impiantistiche è stata resa disponibile anche la connettività WiFi e Bluetooth gratuita.

Attualmente l'impianto è in fase di test e non sono ancora disponibili dati relativi al risparmio energetico ottenibile.

Impianti semaforici

Nel primo semestre del 2013 sono state installate 74 lanterne, per una potenza complessiva pari a 2,8 kW. L'utilizzo di lanterne tradizionali avrebbe comportato l'installazione di una potenza pari a 13,3 kW.

Tenendo conto degli orari di accensione degli impianti e dell'alternanza delle luci semaforiche, il risparmio annuo è pari a 2,5 TEP.

Efficientamento energetico degli edifici

E' terminato, in collaborazione con una società esterna, lo studio su quattro tra gli edifici più "energivori" di proprietà della Città di Torino mirato ad individuare le azioni necessarie per migliorare le performance energetiche della struttura.

Gli interventi attuabili prendono in considerazione l'insieme edificio-impianti e per quanto riguarda questi ultimi - di specifica competenza di Iride Servizi - si possono realizzare interventi mirati sia sugli impianti elettrici, sia sugli impianti termici.

Lo studio è stato presentato alla Città di Torino.

Efficienza energetica

Nel corso del kickoff meeting del 30 gennaio 2012 sono stati proposti e condivisi il metodo e il piano di azione relativo all'attività dell'Energy Manager distinto tra azioni immediate (con orizzonte temporale il 2012) e azioni di medio - lungo periodo. Il piano di azione per il 2013 si propone di completare le attività del 2012 e di avviare una serie di iniziative che erano comprese nel piano di medio - lungo periodo presentato nel 2012. In particolare:

- Analisi dei dati del Bilancio di Sostenibilità: verifica incrociata e sistematica tra i dati relativi al consumo energetico e all'efficienza energetica che compaiono nel Bilancio di Sostenibilità e quelli raccolti in modo indipendente
- Analisi dei dati di consumo relativi a Iride Energia, Iride Servizi e AEM Torino Distribuzione
- Confronto e allineamento fra gli Energy Manager del Gruppo: condivisione di azioni comuni e trasversali al Gruppo; definizione e condivisione del modello di "cruscotto"
- Ricerca di esperienze di Energy Manager di altre società (simili)
- Avvio delle attività per la certificazione UNI EN 50001 (da completare entro il primo quadrimestre 2014)
- Pubblicazione periodica del "cruscotto" per il monitoraggio dell'efficienza energetica all'interno del Gruppo

- Definizione e proposte di implementazione di azioni di risparmio energetico (energia elettrica, calore, gas, acqua) (= riduzione degli sprechi)
- Definizione e proposte di implementazione di azioni di efficienza energetica (energia elettrica, calore, gas, acqua)
- Valutazione circa la possibilità di monitorare alcuni indicatori specifici correlati al risparmio energetico sui luoghi di lavoro
- Sostituzione della caldaia a gasolio con una a metano per la palazzina mensa di Rosone e sostituzione del gruppo frigo e dell'unità trattamento aria (UTA) del Martinetto – palazzina A (lato c.so Svizzera), sulla base dei risultati del “Gruppo di lavoro sull’ottimizzazione energetica degli edifici”
- Realizzazione di interventi pilota per il risparmio energetico (illuminazione) nella palazzina A del Martinetto
- Verifica di fattibilità per l’avviamento in forma sperimentale della raccolta di pile esauste e lampadine presso il Martinetto, strada Pianezza e altre sedi lavorative per quanti non avessero possibilità di smaltire tali oggetti in modo differenziato.

Il piano di azione sul medio periodo prevede essenzialmente l’implementazione e presentazione all’AEEG /GSE di progetti correlati al rilascio di TEE.

GESTIONE RETI E INFRASTRUTTURE DI SERVIZIO E TELECOMUNICAZIONE

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.

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 pianificata un’attività di sperimentazione operativa su alcune cabine di rete che verranno appositamente rinnovate.

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.

Il sistema di telegestione sviluppato non è vincolato solo all'ambito del teleriscaldamento, ma può essere utilizzato per scopi più ampi. E' quindi in corso lo studio su alcuni siti prototipo, del collegamento di sonde wireless, contatori di energia elettrica nell'ottica di sviluppare alcuni strumenti per l'analisi energetica. In particolare sono stati integrati sistemi di trasmissione in standard enOcean, e Z-wave particolarmente diffusi nell'ambito della domotica. Grazie all'elevata capacità di elaborazione dei dati disponibile sulla piattaforma di telecontrollo, (oltre 4.000.000 tag/ora) si sta valutando l'impiego in alcuni Progetti Europei (Smart City / Smart Grid etc).

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;
- posa delle basi per l'unificazione dei sistemi anche per la gestione delle attività operative (segnalazione guasti, Moby, etc.).

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.

Fin dai primi mesi del 2013 sono state avviate le attività di controllo e affinamento del sistema al fine di renderlo maggiormente efficace e affidabile.

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 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. AEMD 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, AEMD curerà, d'intesa con la Città, il posizionamento di 10 colonnine.

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

Area Genova

Durante il primo semestre dell'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, nell'anno 2013, ha programmato 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 nel 2013 hanno riguardato:

Modelli di stima dell'elasticità della domanda di acqua in presenza di database incompleti: La stima 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, ancora in essere, 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.

Materiali a contatto con acqua potabile. Prospettive normative e regolamentari a livello Europeo: quali riflessi sull'industria Italiana: Il progetto 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. Iren Acqua Gas, attraverso la propria Fondazione ha agito nel contesto specifico da catalizzatore tra i diversi portatori interesse per individuare e difendere l'industria nazionale, i laboratori accreditati, i gestori di acquedotto ed i consumatori finali.

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 primo semestre 2013 sono stati presi accordi con le principali realtà italiane al fine di procedere con l'attività di monitoraggio, che è prevista nell'autunno.

Nel primo semestre 2103 sono state presentate due richieste di finanziamento: la prima "EDacqua" (LIFE13 ENV/IT/001374) nella linea di finanziamento LIFE Europa e la seconda, sempre sul tema della sensoristica applicata alla ricerca in acque destinate al consumo umano, alla 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 del primo semestre 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 primo semestre 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 finalizzate a finanziare assegni di ricerca relative a temi relativi alla qualità delle acque.

Progetto POR: Il progetto, finanziato da Regione Liguria nell'ambito del Programma Operativo Regionale prevede la realizzazione di una piattaforma integrata di monitoraggio ambientale ove rendere disponibili alcuni dati e misure acquisite in tempo reale nonché i risultati delle simulazioni relative alle reti tecnologiche anche rappresentate da carte tematiche realizzate con procedure automatizzate dal Laboratorio Cartografico di IAG.

Durante il primo semestre 2013 è inoltre proseguita la partecipazione di IREN Acqua Gas nell'ambito dei seguenti progetti comunitari.

Progetto PREPARED: finalizzato a definire strategie globali e condivise per far fronte all'impatto dei cambiamenti climatici sul ciclo idrico integrato. Le conoscenze, esperienze e tecnologie patrimonio del partenariato nei diversi paesi europei, saranno messe a fattor comune per lo sviluppo di soluzioni innovative applicate dalle aziende di gestione in siti campione. I risultati delle attività di ricerca sono stati presentati in occasione del progress meeting organizzato a Dublino dal 14 al 17 maggio.

Progetto ROUTES: inerente la definizione di linee guida per la realizzazione di un sistema di trattamento di acque reflue urbane e fanghi, partner del progetto, coordinato dall'Istituto di Ricerca sulle Acque del Consiglio Nazionale delle Ricerche, è Mediterranea delle Acque.

@qua: partecipazione alla rete tematica europea finalizzata a veicolare le migliori pratiche e i nuclei tecnologici più appropriati per una gestione efficiente e sostenibile dei servizi idrici. I risultati ottenuti sono stati presentati in occasione dello "Stakeholder evento" organizzato a Bruxelles lo scorso 15 maggio.

Progetto eLeonor: promosso nell'ambito del programma LEONARDO e avente ad oggetto la formazione continua nel comparto idrico.

Aquaknight: Programma comunitario inerente la gestione del trasferimento di conoscenza e innovazione per il risparmio idrico nei bacini del Mediterraneo. Lo scorso maggio a Reggio Emilia Iren Acqua Gas organizzato il progress meeting e l'exchange visit. I risultati di progetto sono stati presentati in occasione della Conferenza Internazionale WaterLossEurope2012 organizzata a Ferrara in occasione dell'evento Accadueo.

TRUST: Transition to the Urban Water Services of Tomorrow 7° Programma Quadro, finalizzato a definire strategie e buone pratiche di gestione dei servizi idrici urbani a basso impatto ambientale.

Nel primo semestre 2013 Iren Acqua Gas è stata impegnata nella definizione di alcune proposte di progetto in ambito MIUR, 7° Programma Quadro e Programma Life:

Progetto Smart Water TECH: Smart Community per lo Sviluppo e l'Applicazione di Tecnologie di Monitoraggio e Sistemi di Controllo Innovativi per il Servizio Idrico Integrato; Il progetto nasce dalla fusione tra le due idee progettuali WATERTech e SMART WATER presentate in ambito bando MIUR Smart Cities nell'ottica di offrire una più robusta analisi del sistema idrico integrato, puntando sia alla gestione di problematiche relative alle reti di distribuzione idrica, sia all'applicazione di modelli e tecnologie innovative per il trattamento delle acque reflue.

Progetto Aquaness: Efficient Water Resources Management through Consumer Awareness. Nell'ambito del progetto verranno analizzati i dati di consumo idrico ed energetico di diverse tipologie di utenze, residenziali e commerciali fornendo i profili di consumo ai clienti.

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.

Con il progetto IREN RE-BUILD, progetto coordinato da IREN RINNOVABILI per lo sviluppo di una 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, si è giunti 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.

E' proseguita l'attività con la CRUI (Conferenza dei Rettori delle Università Italiane) e Federutility su 4 linee di progetto:

Progetto 1: Smart metering & smart grids con l'obiettivo di sviluppare soluzioni tecnologiche in grado di promuovere e rafforzare il recupero, la produzione e la gestione integrata delle diverse fonti energetiche rinnovabili e dei relativi sistemi di distribuzione e di misurazione dell'energia prodotta.

Progetto 2: 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 interoperatività tra sistemi "cloud" differenti riducendo nel contempo i costi di adozione di tecnologie ICT e incrementando il ritorno degli investimenti.

Progetto 3: Lo smaltimento/trattamento dei fanghi di depurazione con l'obiettivo di garantire la gestione ottimale e il recupero delle risorse ambientali dei territori attraverso lo sviluppo di tecnologie e modelli operativi finalizzati anche alla rivalorizzazione delle predette risorse (ad esempio acqua potabile dal percolato) nonché alla tutela della biodiversità; con particolare focus sulla trattabilità anaerobica dei rifiuti liquidi e solidi (frazione organica) in codigestione con i fanghi di supero degli impianti di depurazione delle acque reflue urbane anche ai fini del recupero energetico (produzione di biogas ad contenuto di metano, attraverso un processo di digestione anaerobica).

Progetto 4: Smart logistics, cultura e turismo con l'obiettivo di sostenere l'innovazione attraverso lo sviluppo di tecnologie e soluzioni finalizzate a migliorare l'interoperabilità dei sistemi informativi logistici regionali e nazionali per una migliore fruizione dei beni prodotti e dei servizi a rete; ed inoltre, in via secondaria, attraverso il sostegno all'innovazione del sistema di fruizione dei patrimoni e delle attività culturali e del turismo nella regione di riferimento del Cluster (alla quale affidare, ad esempio, questa specifica fase del 4° progetto dal momento che il bando richiede espressamente il coinvolgimento della Regione del territorio di riferimento del Cluster che potrà intervenire con soluzioni complementari sostenendo anche i relativi costi).

PERSONALE

Al 30 giugno 2013 risultavano in forza al Gruppo Iren 4.563 dipendenti, in riduzione del 0,1% rispetto al 31 dicembre 2012, quando erano 4.567. Nella tabella seguente si riporta la consistenza degli addetti al 30 giugno 2013, suddivisa per Holding e Società di Primo Livello (con relative controllate).

Società	Organico al 30.06.2013	Organico al 31.12.2012
Iren S.p.A.	262	263
Iren Acqua Gas e controllate	981	977
Iren Ambiente e controllate	199	198
Iren Emilia e controllate	1.670	1.672
Iren Energia e controllate	1.004	1.008
Iren Mercato e controllate	447	449
Totale	4.563	4.567

Si evidenzia che dalla nascita del Gruppo Iren (01/07/2010) l'organico si è ridotto complessivamente di 310 unità (160 per saldo assunzioni/cessazioni; 150 per operazioni di variazione di perimetro).

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.

Il primo semestre del 2013 ha fatto registrare ancora valori in crescita rispetto a quelli dell'anno precedente, con una media pro-capite pari a 10,2 ore (+32,5% rispetto a quella del primo semestre 2012 che era pari a 7,7 ore) per un totale di circa 45.000 ore e il coinvolgimento del 77% dei dipendenti del Gruppo (era il 64,5% dei dipendenti del Gruppo).

Il dato è particolarmente significativo anche in relazione al consistente impegno dedicato alla implementazione del nuovo Portale della formazione, applicativo per la gestione del processo formativo esteso alle funzioni Formazione del Gruppo e reso disponibile in visione a tutti i dipendenti per la consultazione dei curricula formativi e del piano formativo.

Le iniziative che hanno interessato il primo semestre confermano la costante attenzione da parte del Gruppo al tema della salute e sicurezza sul lavoro (formazione preposti, formazione lavoratori, formazione/aggiornamento Rappresentanti dei Lavoratori per la Sicurezza, primo soccorso, antincendio, rischi specifici derivanti dai DVR aziendali, etc.); trattasi di iniziative realizzate principalmente *in house*, in parte attraverso il coinvolgimento di formatori esterni ed in parte di formatori interni.

QUALITÀ, AMBIENTE E SICUREZZA

Qualità

Tutte le società di Primo Livello del gruppo IREN hanno sistemi certificati secondo gli standard internazionali ISO 9001 (Qualità) e ISO 14001 (Ambiente), tranne Iren Mercato che non persegue la certificazione allo standard ISO 14001. Le società torinesi e genovesi sono, inoltre, in possesso della certificazione ai sensi dello Standard OHSAS 18001 (Sicurezza).

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.

In linea con lo schema di certificazione, definito per un modello organizzativo coerente con la politica del Gruppo, nell'ambito della società di primo livello torinese e delle sue controllate, IRIDE Servizi e AEM Distribuzione, sono state rispettivamente confermate la Certificazione Internazionale di Qualità (ISO 9001), la Certificazione Ambientale (ISO 14001) e la Certificazione del Sistema di Sicurezza (OHSAS 18001), ribadendo l'attenzione costante dell'organizzazione verso i temi della responsabilità sociale e ambientale dell'impresa in una prospettiva di sviluppo sostenibile.

Contestualmente alla verifica di sorveglianza periodica è stata condotta, con esito positivo, anche la verifica per l'estensione delle certificazioni QAS alle reti di distribuzione del calore nelle città di Reggio Emilia, Parma e Piacenza.

E' stata confermata la Registrazione EMAS (Il Regolamento Comunitario 1221/2009 o EMAS Eco-Management and Audit Scheme) relativamente agli impianti di produzione termoelettrica di Moncalieri per l'anno 2013 e convalidato l'aggiornamento della "Dichiarazione Ambientale" dell'anno 2012, che è stata pubblicata sul sito Internet di Iren Energia S.p.A.. Sono in corso le attività propedeutiche all'ottenimento della registrazione EMAS per gli Impianti di Torino Nord, la cui verifica è stata pianificata per il mese di ottobre 2013.

Per Iren Ambiente è stata ottenuta la registrazione EMAS relativamente al sito Discarica di Poiatica (iter concluso a marzo 2013) e sono state superate con esito positivo la sorveglianza e la convalida dell'aggiornamento della dichiarazione ambientale (maggio/giugno 2013). Il Certificato di accreditamento EMAS e il documento di "Dichiarazione Ambientale 2012-2014" aggiornati con i dati 2012 sono stati pubblicati sul sito internet di Iren Ambiente S.p.A.

Per Iren Emilia sono state ottenute l'estensione della certificazione ai sensi ISO 14001 al servizio di distribuzione gas e la nuova certificazione ai sensi BS OHSAS 18001 per il servizio di distribuzione gas (con l'impegno di procedere alla sua estensione completa nell'arco di 3 anni).

Inoltre le certificazioni ai sensi della ISO 14001 in capo ad Iren Ambiente S.p.A. ed Iren Emilia S.p.A. sono state ulteriormente estese, comprendendo ora le attività svolte presso il sito complesso Via Gonzaga a Reggio Emilia.

Per Iren Ambiente è stato avviato il progetto di certificazione qualità/ambiente/sicurezza relativamente al Polo Ambientale Integrato di Parma, con l'obiettivo di conseguirle nell'arco del 2014.

Per Iren Emilia ed Iren Ambiente è stata avviata la raccolta dei nuovi indicatori qualità, ambiente, sicurezza.

Sono in corso diversi progetti di ridefinizione complessiva di alcuni processi e delle procedure collegate in conseguenza a modifiche organizzative effettuate e/o in corso, ma anche per conseguire una maggiore efficienza ed una maggiore efficacia dei processi.

Iren Acqua Gas, Mediterranea delle Acque, Genova Reti Gas e Laboratori Iren Acqua Gas mantengono la certificazione di Eccellenza rilasciata dall'Ente di Certificazione (per Iren Acqua Gas e Mediterranea delle Acque già ottenuta nel 2000 rispettivamente come AMGA e Genova Acque). L'eccellenza aziendale è stata ottenuta attraverso il controllo di tutti gli aspetti relativi a Qualità, Ambiente e Sicurezza e la realizzazione di un Sistema di Gestione Integrato che permette un controllo ed un monitoraggio costante dei tre aspetti gestionali.

Nel corso del primo semestre 2013 inoltre Iren Acqua Gas ha provveduto ad ampliare le attività oggetto della certificazione qualità, ambiente e sicurezza, ottenendo tale certificazione anche per le attività, direttamente gestite, di coordinamento erogazione e controllo dei servizi di staff svolti per le Aziende facenti capo alle Società di Primo Livello Iren Acqua Gas e Iren Mercato.

Come da programma, si sono svolte le verifiche ispettive interne che hanno riguardato tutte le Società certificate del perimetro genovese senza che siano state rilevate particolari criticità.

Per quanto riguarda Laboratori Iren Acqua Gas si evidenzia che i Laboratori di Reggio Emilia e Imperia sono accreditati ai sensi della ISO 17025 e che sono in corso le attività per raggiungere l'accreditamento "multisito" per tutti i laboratori di tale Società.

Iren Mercato ha inoltre avviato le attività per ottenere la certificazione della fornitura di "energia verde" (prodotta da fonti rinnovabili) ai clienti finali ai sensi di uno specifico disciplinare tecnico. Si prevede che tale attività venga completata nel corso del 2013.

Per Iren Emilia è in fase di avvio il progetto implementazione per il servizio di spazzamento, raccolta dei rifiuti e gestione CDR del sistema di gestione sicurezza (BS OHSAS 18001) a Parma, Piacenza e Reggio Emilia e del sistema di gestione ambientale (UNI EN ISO 14001) a Parma e Reggio Emilia, giacché a Piacenza il servizio è già certificato.

E' in corso un progetto per l'ottenimento in capo alla società Iren Rinnovabili della certificazione ESCO, ai sensi della UNI CEI 11352 del aprile 2010.

Inoltre la società di primo livello torinese Iren Energia, insieme alle sue società controllate, ha avviato un percorso volto all'implementazione di un sistema di Gestione dell'Energia al fine di migliorare l'efficienza energetica, ai sensi dello standard internazionale ISO 50001. Tale sistema permette alle organizzazioni di maturare conoscenza rispetto ai consumi energetici al proprio interno e avere un approccio sistemico per un miglioramento continuo delle prestazioni energetiche, tenendo conto degli obblighi legali.

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 primo semestre del 2013 sono proseguite le attività di Sicurezza nel rispetto della normativa BS OHSAS 18001:2007, conseguendo, la relativa ricertificazione.

La Capo Gruppo IREN ha iniziato il percorso di Certificazione ai sensi della norma OHSAS 18001:2007 e si è posta come obiettivo il raggiungimento dello stesso entro la fine del corrente anno.

In tutte le Società del Gruppo è stata avviata la formazione generale sulla sicurezza e salute sul lavoro, come prevista dall'accordo Stato Regioni che prevede il coinvolgimento di tutto il personale.

Proseguono i costanti aggiornamenti della valutazione del rischio e delle conseguenti misure di prevenzione e protezione, controllo e di monitoraggio degli indicatori significativi ai fini della salute e sicurezza sul lavoro; in particolare per le Società facenti capo alle Società di Primo Livello Iren Acqua Gas e Iren Mercato si è concluso un importante e impegnativo aggiornamento della valutazione del rischio biologico. Per queste Società la gestione della salute e sicurezza sul lavoro è organizzata e attuata conformemente allo Standard OHSAS 18001 in modo integrato con i sistemi di gestione della Qualità.

In ambito Iren Energia, Iride Servizi ed AEM Torino Distribuzione procedono i comitati di Direzione periodici in cui vengono trattati e monitorati nel complesso gli aspetti di sicurezza.

Sono in esecuzione la valutazione del rischio per mansione e le valutazioni dei rischi specifici relative alla centrale di Torino Nord (Iren Energia – Produzione Termoelettrica).

Sono iniziati i censimenti per l'individuazione degli ambienti confinati o sospetti di inquinamento.

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

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.

E' stato integrato ed implementato il sistema di gestione per la sicurezza ai sensi della BS OHSAS 18001 applicabile a tutte le società emiliane.

Per Iren Emilia è stata conseguita la certificazione ai sensi della BS OHSAS 18001 per il servizio di

distribuzione gas ed è in avvio il progetto per la sua estensione al servizio di spazzamento e raccolta rifiuti e gestione CDR.

IREN Emilia e le sue controllate ed IREN Ambiente si sono impegnate e si impegnano inoltre:

- nell'effettuazione di verifiche della sicurezza effettuate dalla Funzione Qualità e Sicurezza sulle attività svolte dagli operatori interni e dai fornitori presso impianti e/o cantieri;
- nell'effettuazione di verifiche su impianti extra-audit programmate ed a campione effettuate dalla Funzione Qualità e Sicurezza per la verifica della corretta gestione degli aspetti connessi alla sicurezza ed alla salute dei lavoratori, nonché all'ambiente, presso tutti gli impianti gestiti dalle società emiliane;
- nell'effettuazione sistematica delle verifiche su impianti extra-audit suddette su tutti gli impianti a cura direttamente delle Funzioni Tecniche tramite personale di Funzione addestrato ed abilitato;
- alla definizione di ulteriori indicatori per il monitoraggio della gestione degli aspetti correlati alla salute e sicurezza dei lavoratori per i vari processi/attività aziendali.

Ambiente

Il Gruppo IREN svolge le attività inerenti le proprie linee di business e i propri settori operativi, con particolare attenzione alla salvaguardia dell'ambiente. Le metodologie di lavoro utilizzate seguono principi di qualità e tutela ambientale e prevedono l'uso razionale delle risorse naturali e il completo rispetto delle normative vigenti.

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

- nello sviluppo e nel consolidamento della produzione di energia da fonti rinnovabili (idroelettrico) e assimilabili alle rinnovabili (cogenerazione), - 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 e ai sensi del Regolamento EMAS (CE) n° 1221/2009;
- al monitoraggio delle prestazioni ambientali delle attività attraverso l'uso di opportuni indicatori per ogni aspetto ambientale significativo;
- all'effettuazione di audit specifici interni finalizzati alla verifica della corretta gestione delle problematiche ambientali nelle Funzioni aziendali e negli impianti coinvolti nei sistemi di gestione ambientale certificati;
- 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.

Dal punto di vista operativo è proseguito l'impegno dedicato:

- 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'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 Sistem), 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.

IREN Emilia e le sue controllate ed IREN Ambiente si sono impegnate e si impegnano inoltre:

- nell'effettuazione di verifiche su impianti extra-audit programmate ed a campione effettuate dalla Funzione Qualità e Sicurezza per la verifica della corretta gestione degli aspetti connessi alla sicurezza ed alla salute dei lavoratori, nonché all'ambiente, presso tutti gli impianti gestiti dalle società emiliane;
- nell'effettuazione sistematica delle verifiche su impianti extra-audit suddette su tutti gli impianti a cura direttamente delle Funzioni Tecniche tramite personale di Funzione addestrato ed abilitato;
- alla definizione di ulteriori indicatori ambientali per il monitoraggio degli aspetti ambientali per i vari processi/attività aziendali.

IREN E LA SOSTENIBILITÀ

Il forte legame con i territori e il dialogo con gli stakeholder sono elementi fondamentali per la sostenibilità economica, ambientale e sociale di Iren, attenta nel proprio agire quotidiano allo sviluppo in linea con la salvaguardia dell'ambiente. Le politiche del Gruppo sono coerenti con i principi fondamentali dalla sostenibilità ambientale, sociale ed economica: il rispetto e la tutela del territorio, l'attenzione e la 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.

L'utilizzo responsabile delle risorse naturali, la ricerca di una sempre migliore qualità dell'aria, dell'acqua e più in generale della qualità della vita tramite la minimizzazione delle diverse forme di inquinamento e l'elevata produzione di energia ecocompatibile, fanno del Gruppo uno degli operatori di spicco nel panorama nazionale per quanto riguarda la capacità di crescita sostenibile.

Gli orientamenti strategici di medio-lungo termine del Gruppo Iren rivelano una costante attenzione alle tematiche attinenti la sostenibilità: in particolare acqua, energia e ambiente influenzano le scelte strategiche di pianificazione degli investimenti pluriennali da realizzare. Il Gruppo Iren sostiene obiettivi di salvaguardia ambientale e di contenimento dei consumi energetici, anche promuovendo lo sviluppo economico e sociale dei territori di riferimento in cui opera. In particolare, l'intera produzione elettrica del Gruppo proviene da fonte rinnovabile (idroelettrica, fotovoltaica, biogas) o cogenerativa (teleriscaldamento e termovalorizzazione dei rifiuti).

Per comunicare ai propri stakeholder azioni, risultati e obiettivi, il Gruppo Iren pubblica annualmente il Bilancio di Sostenibilità che costituisce uno strumento per acquisire consapevolezza delle performance dell'anno anche in termini non direttamente economici, del rispetto degli impegni assunti, di quelli futuri e della capacità dell'Azienda di soddisfare le aspettative degli stakeholder.

Il Bilancio di Sostenibilità è in ogni caso un punto di arrivo di un percorso che prevede una serie di azioni varate all'insegna della Responsabilità Sociale d'Impresa.

L'edizione del Bilancio di Sostenibilità 2012 è stata presentata al Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. nella seduta del 14 maggio 2013; sono in corso le conseguenti attività di engagement degli stakeholder.

Il Bilancio di Sostenibilità, redatto con periodicità annuale, è predisposto secondo le "Sustainability Reporting Guidelines & Electric Utility Sector Supplement" definite dal Global Reporting Initiative (GRI), il cui livello di applicazione corrisponde ad A+.

Nel primo semestre 2013 Iren ha partecipato all'11^a Edizione del Sodalitas Social Award, ed è stata selezionata come finalista con il progetto "Controllo accessi alle cabine di trasformazione" di AEM Torino Distribuzione (candidato nella Categoria Valorizzazione della Persona e protezione del Lavoro). Sodalitas è la prima organizzazione ad aver introdotto in Italia la Sostenibilità d'Impresa e rivolge la propria attenzione ad aziende, associazioni imprenditoriali, distretti industriali ed organizzazioni che si sono concretamente impegnate in progetti di Sostenibilità d'Impresa.



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 semestrale
abbreviato consolidato
e Note Esplicative**
al 30 giugno 2013

PROSPETTO DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE - FINANZIARIA

		migliaia di euro			
	Note	30.06.2013	di cui parti correlate	31.12.2012	di cui parti correlate
ATTIVITA'					
Attività materiali	(1)	2.824.999		2.813.297	
Investimenti immobiliari	(2)	1.813		1.831	
Attività immateriali a vita definita	(3)	1.284.487		1.295.022	
Avviamento	(4)	132.956		132.861	
Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto	(5)	169.697		462.097	
Altre partecipazioni	(6)	29.831		29.808	
Attività finanziarie non correnti	(7)	36.033	33.111	116.168	113.188
Altre attività non correnti	(8)	48.594	2.759	38.195	2.759
Attività per imposte anticipate	(9)	211.006		215.750	
Totale attività non correnti		4.739.416		5.105.029	
Rimanenze	(10)	74.606		89.110	
Crediti commerciali	(11)	1.127.756	172.764	1.253.713	151.377
Crediti per imposte correnti	(12)	8.889		8.690	
Crediti vari e altre attività correnti	(13)	249.991	4.324	267.253	4.315
Attività finanziarie correnti	(14)	315.004	304.334	273.550	254.223
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(15)	101.451	6.564	28.041	2.668
Totale attività correnti		1.877.697		1.920.357	
Attività destinate ad essere cedute	(16)	299.948		7.739	
TOTALE ATTIVITA'		6.917.061		7.033.125	

	Note	30.06.2013	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		408.669		311.070	
Risultato netto del periodo		110.737		152.559	
Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo		1.795.632		1.739.855	
Patrimonio netto di pertinenza dei Terzi		211.043		214.402	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(17)	2.006.675		1.954.257	
PASSIVITA'					
Passività finanziarie non correnti	(18)	2.174.003	294.020	2.197.827	177.162
Benefici ai dipendenti	(19)	104.017		102.999	
Fondi per rischi ed oneri	(20)	259.630		272.744	
Passività per imposte differite	(21)	107.702		110.553	
Debiti vari e altre passività non correnti	(22)	155.372	178	154.453	177
Totale passività non correnti		2.800.724		2.838.576	
Passività finanziarie correnti	(23)	745.849	104.431	775.063	198.801
Debiti commerciali	(24)	906.965	64.727	1.135.236	70.138
Debiti vari e altre passività correnti	(25)	292.936	383	243.514	4.861
Debiti per imposte correnti	(26)	99.897		4.910	
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(27)	64.009		81.548	
Totale passività correnti		2.109.656		2.240.271	
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	(28)	6		21	
TOTALE PASSIVITA'		4.910.386		5.078.868	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		6.917.061		7.033.125	

PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO

				migliaia di euro	
	Note	Primo semestre 2013	di cui parti correlate	Primo semestre 2012	di cui parti correlate
Ricavi					
Ricavi per beni e servizi	(29)	1.723.808	111.770	2.104.237	127.523
Variazione dei lavori in corso	(30)	1.132	248	679	
Altri proventi	(31)	97.883	641	162.480	10.206
Totale ricavi		1.822.823		2.267.396	
Costi operativi					
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(32)	(790.676)	(74.850)	(1.183.333)	(179.655)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(33)	(496.982)	(51.442)	(579.184)	(61.794)
Oneri diversi di gestione	(34)	(34.911)	(3.570)	(43.380)	(997)
Costi per lavori interni capitalizzati	(35)	11.737		9.961	
Costo del personale	(36)	(135.953)	(6)	(134.844)	
Totale costi operativi		(1.446.785)		(1.930.780)	
MARGINE OPERATIVO LORDO		376.038		336.616	
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni					
Ammortamenti	(37)	(102.180)		(107.564)	
Accantonamenti e svalutazioni	(38)	(33.676)		(33.108)	
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni		(135.856)		(140.672)	
RISULTATO OPERATIVO		240.182		195.944	
Gestione finanziaria	(39)				
Proventi finanziari		18.550	6.152	16.135	8.080
Oneri finanziari		(56.542)	(6.065)	(63.123)	(10.509)
Totale gestione finanziaria		(37.992)		(46.988)	
Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	(40)	10.896		5.407	
Rettifica di valore di partecipazioni	(41)	-		(10.200)	
Risultato prima delle imposte		213.086		144.163	
Imposte sul reddito	(42)	(96.465)		(73.477)	
Risultato netto delle attività in continuità		116.621		70.686	
Risultato netto da attività operative cessate	(43)	-		9.160	
Risultato netto del periodo		116.621		79.846	
attribuibile a:					
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo		110.737		75.265	
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	(44)	5.884		4.581	
Utile per azione ordinarie e di risparmio	(45)				
- base (euro)		0,09		0,06	
- diluito (euro)		0,09		0,06	

PROSPETTO DELLE ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

		migliaia di euro	
	Note	Primo semestre 2013	Primo semestre 2012
Utile/(perdita) del periodo - Gruppo e Terzi (A)		116.621	79.846
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		16.620	(10.632)
- 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		589	1.611
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo		(5.502)	3.643
Totale altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B1)		11.707	(5.378)
Altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico			
- utili (perdite) attuariali piani per dipendenti a benefici definiti (IAS19)		-	-
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo		-	-
Totale altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B2)		-	-
Totale Utile/(perdita) complessiva (A)+(B1)+(B2)		128.328	74.468
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo		122.357	69.887
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi		5.971	4.581

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			
Aumento capitale società controllate			
Altri movimenti			
Utile complessivo rilevato nel periodo			
di cui:			
- Utile netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
30/06/2012	1.276.226	105.102	28.996
31/12/2012	1.276.226	105.102	28.996
Riserva legale			3.516
Dividendi agli azionisti			
Utili portati a nuovo			
Altri movimenti			
Utile complessivo rilevato nel periodo			
di cui:			
- Utile netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
30/06/2013	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	-		-
	(7)	(7)		(7)	27	20
	(518)	(518)		-	849	849
(5.378)		(5.378)	75.265	69.887	4.581	74.468
			75.265	75.265	8.555	83.820
(5.378)	-	(5.378)		(5.378)	(3.974)	(9.352)
(36.115)	234.628	332.611	75.265	1.684.102	213.042	1.897.144
(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)	-		-
	167	167		167	(7)	160
11.620		11.620	110.737	122.357	5.971	128.328
			110.737	110.737	5.884	116.621
11.620	-	11.620		11.620	87	11.707
(31.025)	302.080	408.669	110.737	1.795.632	211.043	2.006.675

RENDICONTO FINANZIARIO

migliaia di euro

	Primo semestre 2013	Primo semestre 2012
A. Disponibilità liquide iniziali	28.041	44.758
Flusso finanziario generato dall'attività operativa		
Risultato del periodo	116.621	79.846
Rettifiche per:		
Ammortamenti attività materiali e immateriali	102.180	107.564
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	1.740	1.126
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	1.607	472
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	(17.931)	(12.677)
Variazione imposte anticipate e differite	(3.609)	214
Variazione altre attività/passività non correnti	(9.480)	1.355
Dividendi contabilizzati al netto delle elisioni	(790)	(421)
Quota del risultato di collegate	(10.896)	(12.109)
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività immobilizzate	626	8.166
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	180.068	173.536
Variazione rimanenze	14.504	(22.927)
Variazione crediti commerciali	125.957	13.262
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	17.063	29.840
Variazione debiti commerciali	(228.271)	(153.165)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	144.409	107.218
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	73.662	(25.772)
D. Cash flow operativo (B+C)	253.730	147.764
Flusso finanziario da (per) attività di investimento		
Investimenti in attività materiali e immateriali	(119.044)	(145.964)
Investimenti in attività finanziarie	(23)	(613)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	4.222	20.699
Dividendi incassati	8.332	9.071
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(106.513)	(116.807)
F. Free cash flow (D+E)	147.217	30.957
Flusso finanziario da attività di finanziamento		
Erogazione di dividendi	(76.070)	(22.282)
Altre variazioni di Patrimonio netto	-	849
Nuovi mutui e finanziamenti a lungo termine	257.450	330.200
Rimborsi di mutui e finanziamenti a lungo termine	(136.584)	(193.806)
Variazione crediti finanziari	38.681	49.349
Variazione debiti finanziari	(157.284)	(203.265)
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	(73.807)	(38.955)
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	73.410	(7.998)
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	101.451	36.760

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 X, 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 per importi non significativi ai prospetti al 30 giugno 2012 per adeguarsi alla classificazione adottata per le voci corrispondenti al 30 giugno 2013. Le riclassifiche principali sono descritte nelle note al bilancio.

Il bilancio semestrale abbreviato consolidato della società al 30 giugno 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

La Relazione finanziaria semestrale del Gruppo Iren al 30 giugno 2013 è stata predisposta ai sensi dell'art. 154-ter, comma 2 del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998 n. 58 così come modificato dal Decreto Legislativo n. 195 del 6 novembre 2007.

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2013 è stato predisposto in accordo con lo IAS 34 - Bilanci intermedi. Tale bilancio semestrale abbreviato non comprende pertanto tutte le informazioni richieste dal bilancio annuale e deve essere letto unitamente al bilancio annuale predisposto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2012 e disponibile presso la sede sociale, la Borsa Italiana S.p.A. e sul sito Internet www.grupp iren.it.

Gli schemi di bilancio adottati dal Gruppo Iren sono gli stessi applicati nella predisposizione del bilancio annuale predisposto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2012.

Si specifica che i prospetti contabili delle società consolidate sono redatti alla data del semestre di riferimento. Il presente bilancio semestrale abbreviato consolidato è espresso in euro, moneta funzionale della società. Tutti gli importi espressi in euro sono stati arrotondati alle migliaia.

I principi contabili adottati per la redazione del presente bilancio semestrale abbreviato consolidato sono gli stessi rispetto a quelli adottati per la redazione del bilancio consolidato annuale per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2012, cui si rimanda per una loro più ampia trattazione, ad eccezione di quanto di seguito riportato:

- 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 presentati tra le altre componenti di conto complessivo a seconda che esse possano o meno essere riclassificate successivamente a conto economico. L'emendamento deve essere applicato dagli esercizi aventi inizio dopo o dal 1° luglio 2012. L'adozione di tale emendamento non ha prodotto alcun effetto dal punto di vista della valutazione delle poste di bilancio ed ha avuto limitati effetti sull'informativa fornita nel presente bilancio consolidato semestrale abbreviato.
- 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 prospettivamente 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;

- 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 alla percentuale di controllo 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.

Alla data del presente bilancio semestrale abbreviato 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, lo stesso principio è poi stato emendato. Il principio, applicabile dal 1° gennaio 2015 in modo retrospettivo, 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.
- 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;
- IFRS 10, IFRS 12 e IAS 27: gli emendamenti ai principi in oggetto, emessi nel mese di ottobre 2012, riguardano l'esenzione dal perimetro di consolidamento della maggior parte di società controllate da fondi o istituti simili, prevedendone la valutazione con il metodo del “fair value through profit or loss”. Le modifiche riguardano anche l'IFRS 12 in tema di disclosure delle società di investimento;
- 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 imposti dai governi 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.

Utilizzo di valori stimati

Nell'ambito della redazione del bilancio semestrale abbreviato 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. I risultati a posteriori che derivano dal verificarsi degli eventi potrebbero differire da tali stime. Le stime sono state utilizzate per rilevare la competenza di alcuni ricavi di vendita, 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.

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

Conformemente allo IAS 36, nel corso del primo semestre 2013 il Gruppo ha verificato l'inesistenza di *impairment trigger* specifici con particolare riferimento agli avviamenti; inoltre non sono emersi indicatori di *impairment* relativamente a specifici *assets* e partecipazioni.

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

Stagionalità

Si segnala inoltre che i risultati di periodo del Gruppo Iren riflettono la stagionalità caratteristica dei settori in cui opera, influenzati soprattutto dall'andamento climatico, conseguentemente non possono essere estrapolati per l'intero esercizio.

II. VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO RISPETTO AL 31 DICEMBRE 2012

L'area di consolidamento comprende le società nelle quali la Capogruppo esercita, direttamente o indirettamente, il controllo, anche congiuntamente ad altre entità.

Nel corso del primo semestre del 2013 non vi sono state operazioni che hanno modificato l'area di consolidamento del Gruppo Iren.

Si segnalano 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 della controllata al 100% AEMNET S.p.A. da 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.

III. 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.

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.

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. Al 30 giugno 2013 gli affidamenti bancari a breve termine utilizzati dalla Capogruppo sono pari a 1 milione di euro.

I flussi di cassa nominali previsti per l'estinzione delle passività finanziarie e le condizioni contrattuali dei finanziamenti in essere risultano sostanzialmente invariati rispetto a quanto riportato nel Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2012 al paragrafo "a) Rischio di liquidità" del capitolo "V. Risk Management".

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 primo semestre 2013 al Gruppo Iren sono stati erogati nuovi finanziamenti a medio-lungo termine per complessivi 257 milioni di euro, di cui 158 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 30.06.2013 il debito residuo per mutui risulta contrattualizzato per il 42% a tasso fisso e per il 58% 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 30 giugno 2013 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 30 giugno 2013 è negativo per 43.290 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 72% 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 annualmente al 31.12 viene condotta un'analisi di sensitività degli oneri finanziari netti e delle componenti valutative dei contratti finanziari derivati al variare dei tassi di interesse.

d) Rischio di credito

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

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

Per controllare il rischio di credito, la cui gestione operativa è demandata alle singole funzioni territoriali, sono state definite metodologie per il monitoraggio ed il controllo dei crediti oltre alla definizione di strategie atte a ridurre l'esposizione creditizia tra le quali l'analisi di solvibilità dei Clienti in fase di acquisizione attraverso un'accurata analisi del merito creditizio finalizzata a contenere il rischio di

insolvenza, l'affidamento di crediti di Clienti cessati e/o attivi a società di recupero crediti esterne e la gestione del contenzioso legale dei crediti 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. Il Gruppo sta inoltre completando il progetto "contatori elettronici" con lo scopo di migliorare la tempestività dei distacchi e comprimerne i costi.

Il rischio di credito è coperto, per alcune tipologie di Clienti business, con opportune forme di garanzie bancarie o assicurative a prima richiesta emesse da soggetti di primario standing creditizio.

Per 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 il controllo sui rischi di credito attraverso il rafforzamento delle procedure di monitoraggio e reportistica, al fine di trovare in modo tempestivo possibili contromisure a fronte delle cause individuate.

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.

Su base trimestrale vengono raccolti i principali dati sui crediti commerciali erogati dalle società del Gruppo, in termini di clientela, filiera di business e fascia di ageing. Si presta particolare attenzione alla clientela che presenta la maggior quota di scaduto, sia a livello di Società di primo livello sia per il Gruppo nel suo complesso.

Durante le Commissioni, i risultati sono presentati e condivisi con i Credit Manager delle Società di primo livello, che operativamente si occupano della gestione e della riscossione dei crediti.

In relazione alla concentrazione del credito si segnalano i rapporti tra la controllata Iride Servizi ed il Comune di Torino. Per maggiori dettagli si rimanda in particolare alla nota di commento 7_Attività finanziarie non correnti del bilancio consolidato.

e) 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 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.

Il Fair Value dei contratti in essere al 30 giugno 2013 è complessivamente negativo e pari a -2.928 migliaia di euro.

Nell'ambito del Gruppo viene svolta 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.

I contratti che originano tale attività sono classificati in un apposito Portafoglio di Trading il cui fair value totale al 30 giugno 2013 è pari a -32 migliaia di euro.

Nel corso delle Commissioni Energy Risk, si verifica il rispetto dei limiti imposti dalla policy per quanto riguarda le principali metriche e si analizzano la situazione di mercato, i volumi di vendita, l'esposizione ai rischi legati al tasso di cambio e ai prezzi delle materie prime energetiche e l'andamento delle coperture stipulate.

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 del bilancio.

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

	30.06.2013		31.12.2012	
	Valore contabile	Fair Value	Valore contabile	Fair Value
Attività per contratti derivati di copertura tasso	20	20	80	80
Attività per contratti derivati di copertura commodity	883	883	765	765
Mutui quota non corrente e bond (*)	(2.113.764)	(1.998.908)	(2.120.293)	(2.020.406)
Mutui quota corrente	(447.761)	(501.241)	(321.342)	(373.177)
Passività per contratti derivati di copertura tasso	(43.310)	(43.310)	(59.847)	(59.847)
Passività per contratti derivati di copertura commodity	(3.843)	(3.843)	(4.746)	(4.746)
Totale	(2.607.775)	(2.546.399)	(2.505.383)	(2.457.331)

(*) Il fair value del Put Bond al 30.06.2013 è pari a 190.702 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).

30.06.2013	migliaia di euro			
	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		903		903
Totale attività	-	903	-	903
Passività finanziarie derivate		(47.153)		(47.153)
Totale complessivo	-	(46.250)	-	(46.250)

	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		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*.

IV. INFORMATIVA SUI RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Il Consiglio di Amministrazione di Iren, in data 30 novembre 2010, ha adottato il “Regolamento Interno in materia di operazioni con parti correlate”, emanato in attuazione:

- a) delle disposizioni in materia di operazioni con parti correlate di cui all’art. 2391-bis del codice civile;
- b) delle disposizioni di cui all’art. 114 del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58 (il “TUF”);
- c) 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”).

Il “Regolamento interno in materia di operazioni con parti correlate”, che si applica a far data dal 1° gennaio 2011, è pubblicato sul sito Iren (www.gruppoiren.it) e, in sintesi, prevede:

- a) l’individuazione delle parti correlate;
- b) cosa si intende per operazione con parte correlata;
- c) operazioni di importo esiguo;
- d) operazioni di minore rilevanza e relativa procedura;
- e) operazioni di maggiore rilevanza e relativa procedura;
- f) casi di esclusione;
- g) costituzione del Comitato per le operazioni con parti correlate;
- h) operazioni di competenza assembleare;
- i) modifiche allo statuto da sottoporre all’assemblea straordinaria dei soci di Iren;
- j) forme di pubblicità.

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 Enìa, 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 a medio/lungo termine 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.

Dal 2010, 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.. Detto contratto viene periodicamente aggiornato per modifiche normative o riorganizzazioni societarie.

Il perimetro di consolidamento fiscale, nell'esercizio 2012, oltre alla consolidante Iren S.p.A., include quindi, senza soluzione di continuità, le seguenti società: AEM Torino Distribuzione, CELPI, Iride Servizi, AEMNET, Iren Acqua Gas, Iren Mercato, Iren Energia, CAE AMGA Energia, AGA, AES Torino, Mediterranea delle Acque, Zeus (oggi incorporata nella società Iren Emilia), Immobiliare delle Fabbriche, Nichelino Energia, ENIA Parma, ENIA Piacenza, ENIA Reggio Emilia, Eniadel, Tecnoborgo, Iren Ambiente e Iren Emilia, 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 infragrupo 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 sopra indicate, le parti hanno convenuto sulla necessità di aggiornare il Regolamento in vigore in conformità a quanto previsto dall'art. 22 dello stesso, 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 - Il gruppo Iren ha optato per la Liquidazione IVA di Gruppo provvedendo all'invio dell'opzione entro i termini di legge.

Da un punto di vista procedurale, 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., Iride Servizi S.p.A., Iren Acqua Gas S.p.A., Iren Mercato S.p.A., AEM Torino Distribuzione S.p.A., AEMNET S.p.A., CAE AMGA Energia S.p.A., AES Torino S.p.A., CELPI, Genova Reti Gas, Nichelino Energia, Idrotigullio, ENIA Reggio Emilia S.p.A., ENIA Parma S.p.A., ENIA Piacenza S.p.A., Iren Ambiente S.p.A., Iren Emilia S.p.A., ENIA Solaris S.p.A..

Altre operazioni significative con società collegate

Si segnala inoltre che nel corso del primo semestre 2013 si è ridotta in maniera significativa l'operatività di Iren Mercato con la società collegata Plurigas, in quanto quest'ultima è stata posta in liquidazione, mentre è proseguita l'operatività tramite il contratto di fornitura gas con la società collegata Sinergie Italiane che

ha consentito di servire, oltre al bacino genovese ed emiliano, anche alcune aziende commerciali facenti capo al Gruppo Iren.

Il Gruppo, tramite Iren Mercato, dispone inoltre, tramite contratti di Tolling, di una quota parte dell'energia derivante dalle centrali della collegata 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 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 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 IRIDE Servizi e la Città di Torino.

Inoltre si segnala la partecipazione di alcune società del Gruppo Iren alla gara pubblica bandita dall'Amministrazione Comunale per la cessione di quote di partecipazione al capitale sociale di TRM e di AMIAT. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto riportato nel paragrafo "Fatti di rilievo del periodo" della Relazione sulla gestione.

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 nel corso del 2012 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.

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.

V. FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL PERIODO

Non ci sono fatti di rilievo da segnalare.

VI. ALTRE INFORMAZIONI

COMUNICAZIONE CONSOB N. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Eventi e operazioni significative non ricorrenti

Nel corso del primo semestre 2013 il Gruppo non ha posto in essere eventi e/o operazioni significative non ricorrenti, così come definite dalla Comunicazione stessa, vale a dire eventi od operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente oppure operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività.

A dicembre 2012 alcune società controllate da Iren S.p.A. hanno conferito 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.

L'operazione si riassume attraverso i seguenti passaggi:

- conferimento del Patrimonio Immobiliare e del relativo debito (preventivamente acquisito) al Fondo;
- a partire dal 1° gennaio 2013 riassunzione in locazione, a condizioni di mercato, da parte del Gruppo Iren della totalità del patrimonio immobiliare attraverso la stipula di contratti di locazione, di durata pari a 18 anni;
- collocamento delle quote del Fondo a terzi investitori;
- mantenimento da parte del Gruppo Iren di una quota pari al 5% del Fondo stesso (obiettivo da raggiungere nel corso del 2013).

Per maggiori dettagli si rimanda a quanto esposto nel bilancio 2012.

Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Si precisa che nel corso del primo semestre 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

La Relazione Semestrale è stata autorizzata alla pubblicazione dal Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A. nella riunione del 28 agosto 2013.

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 della voce attività materiali, distinta tra costo storico, fondo ammortamento e valore netto, viene riportata nella tabella seguente:

	migliaia di euro					
	Costo al 30/06/2013	F.do amm.to al 30/06/2013	Valore netto al 30/06/2013	Costo al 31/12/2012	F.do amm.to al 31/12/2012	Valore netto al 31/12/2012
Terreni	68.563	(14)	68.549	68.563	(14)	68.549
Fabbricati	239.592	(81.767)	157.825	239.489	(77.755)	161.734
Fabbricati in leasing	6.735	(2.132)	4.603	6.735	(2.030)	4.705
Terreni e Fabbricati	314.890	(83.913)	230.977	314.787	(79.799)	234.988
Impianti e macchinari	3.110.674	(1.258.751)	1.851.923	3.092.574	(1.207.380)	1.885.194
Impianti e macchinari in leasing	637	(593)	44	643	(562)	81
Impianti e macchinari	3.111.311	(1.259.344)	1.851.967	3.093.217	(1.207.942)	1.885.275
Attrezzature ind.li e comm.li	86.281	(58.317)	27.964	84.843	(55.421)	29.422
Attrezzature ind.li e comm.li in leasing	-	-	-	-	-	-
Attrezzature industriali e commerciali	86.281	(58.317)	27.964	84.843	(55.421)	29.422
Altri beni	117.091	(99.079)	18.012	116.823	(96.100)	20.723
Altri beni in leasing	15.397	(1.199)	14.198	15.397	(978)	14.419
Altri beni	132.488	(100.278)	32.210	132.220	(97.078)	35.142
Attività materiali in corso ed acconti	681.881	-	681.881	628.470	-	628.470
Totale	4.326.851	(1.501.852)	2.824.999	4.253.537	(1.440.240)	2.813.297

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

	migliaia di euro				
	Saldo iniziale	Incrementi	Decrementi	Riclassifiche	Saldo Finale
Terreni	68.563	-	-	-	68.563
Fabbricati	239.489	102	(1)	2	239.592
Fabbricati in leasing	6.735	-	-	-	6.735
Terreni e fabbricati	314.787	102	(1)	2	314.890
Impianti e macchinari	3.092.574	12.606	(406)	5.900	3.110.674
Impianti e macchinari in leasing	643	-	(6)	-	637
Impianti e macchinari	3.093.217	12.606	(412)	5.900	3.111.311
Attrezzature industriali e commerciali	84.843	1.365	(489)	562	86.281
Attrezzature in leasing	-	-	-	-	-
Attrezzature ind.li e commerciali	84.843	1.365	(489)	562	86.281
Altri beni	116.823	585	(669)	352	117.091
Altri beni in leasing	15.397	-	-	-	15.397
Altri beni	132.220	585	(669)	352	132.488
Attività materiali in corso ed acconti	628.470	59.850	-	(6.439)	681.881
Totale	4.253.537	74.508	(1.571)	377	4.326.851

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

	migliaia di euro			
	Saldo iniziale	Amm.to del periodo	Decrementi	Saldo Finale
F.do amm.to terreni	(14)	-	-	(14)
F.do amm.to fabbricati	(77.755)	(4.012)	-	(81.767)
F.do amm.to fabbricati in leasing	(2.030)	(102)	-	(2.132)
F.do amm.to fabbricati	(79.799)	(4.114)	-	(83.913)
F.do amm.to impianti e macchinari	(1.207.380)	(51.725)	354	(1.258.751)
F.do amm.to impianti e macchinari in leasing	(562)	(31)	-	(593)
F.do amm.to impianti e macchinari	(1.207.942)	(51.756)	354	(1.259.344)
F.do amm.to attrezzature industriali e commerciali	(55.421)	(3.365)	469	(58.317)
F.do amm.to attrezzature industriali e commerciali in leasing	-	-	-	-
F.do amm.to attrezzature industriali e commerciali	(55.421)	(3.365)	469	(58.317)
F.do amm.to altri beni	(96.100)	(3.634)	655	(99.079)
F.do amm.to altri beni in leasing	(978)	(221)	-	(1.199)
F.do amm.to altri beni	(97.078)	(3.855)	655	(100.278)
Totale	(1.440.240)	(63.090)	1.478	(1.501.852)

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

Terreni e fabbricati

Tale voce include principalmente i fabbricati industriali collegati 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 di calore, alle reti di distribuzione dell'energia elettrica, alle reti di distribuzione del gas, alle reti di distribuzione di 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 12.606 migliaia di euro, si riferiscono principalmente alla posa di contatori elettronici per clienti finali biorari e nuovi allacci alla rete di distribuzione di energia elettrica (8.587 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 ai progetti Centrale di cogenerazione Torino Nord (120.336 migliaia di euro), OLT (324.093 migliaia di euro) e Polo Ambientale Integrato di Parma (173.504 migliaia di euro).

Gli investimenti del periodo, pari a 59.850 migliaia di euro, si riferiscono principalmente a:

- costruzione della centrale di cogenerazione di Torino Nord per 6.440 migliaia di euro;
- avanzamento del progetto del Polo Ambientale Integrato dell'Emilia per 24.695 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 17.897 migliaia di euro.

Gli ammortamenti ordinari del primo semestre 2013, del valore di 63.090 migliaia di euro, sono stati calcolati sulla base delle aliquote indicate nel bilancio annuale 2012 e ritenute rappresentative della residua possibilità di utilizzo delle immobilizzazioni.

Si segnala che, 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 della Legge 7 Agosto 2012, N. 134), è stato sospeso il relativo ammortamento. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto riportato alla nota 1 delle Note illustrative del bilancio 2012.

Si segnala che il gruppo detiene beni acquisiti con contratti di leasing finanziario per un valore di 18.845 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 30/06/2013	F.do amm.to al 30/06/2013	Valore netto al 30/06/2013	Costo al 31/12/2012	F.do amm.to al 31/12/2012	Valore netto al 31/12/2012
Terreni	243	-	243	243	-	243
Fabbricati	2.775	(1.205)	1.570	2.775	(1.187)	1.588
Totale	3.018	(1.205)	1.813	3.018	(1.187)	1.831

Gli importi indicati sono relativi, oltre ad investimenti immobiliari delle controllate Mediterranea delle Acque (287 migliaia di euro) e Immobiliare delle Fabbriche (632 migliaia di euro), al pro quota degli investimenti immobiliari della Società Acque Potabili, consolidata proporzionalmente (pari a 894 migliaia di euro) ed attengono principalmente a fabbricati detenuti al fine di ottenere canoni di locazione. 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 e fondo ammortamento, viene riportata nella tabella seguente:

	migliaia di euro					
	Costo al 30/06/2013	F.do amm.to al 30/06/2013	Valore netto al 30/06/2013	Costo al 31/12/2012	F.do amm.to al 31/12/2012	Valore netto al 31/12/2012
Costi di sviluppo	524	(504)	20	524	(494)	30
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	51.862	(39.195)	12.667	50.744	(36.008)	14.736
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.762.015	(605.198)	1.156.817	1.736.076	(574.330)	1.161.746
Altre immobilizzazioni immateriali	94.493	(71.120)	23.373	104.822	(66.593)	38.229
Immobilizzazioni in corso e acconti	91.610	-	91.610	80.281	-	80.281
Totale	2.000.504	(716.017)	1.284.487	1.972.447	(677.425)	1.295.022

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

	Saldo iniziale	Incrementi	Decrementi	Riclassifiche	Svalutazione del periodo	Saldo Finale
Costi di sviluppo	524	-	-	-	-	524
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	50.744	856	-	262	-	51.862
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.736.076	11.481	(200)	14.658	-	1.762.015
Altre immobilizzazioni immateriali	104.822	5.296	(15.276)	277	(626)	94.493
Immobilizzazioni in corso e acconti	80.281	26.903	-	(15.574)	-	91.610
Totale	1.972.447	44.536	(15.476)	(377)	(626)	2.000.504

migliaia di euro

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

	Saldo iniziale	Amm.to del periodo	Decrementi	Saldo Finale
F.amm.to costi di sviluppo	(494)	(10)	-	(504)
F.amm.to diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	(36.008)	(3.187)	-	(39.195)
F.amm.to concessioni, licenze, marchi e diritti simili	(574.330)	(30.929)	61	(605.198)
F. amm.to altre immobilizzazioni immateriali	(66.593)	(4.946)	419	(71.120)
Totale	(677.425)	(39.072)	480	(716.017)

migliaia di euro

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

I decrementi del periodo si riferiscono principalmente alla riconsegna delle quote di emissione necessarie ad assolvere l'obbligo dell'esercizio precedente.

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 e dai relativi costi sostenuti per le implementazioni.

NOTA 4_AVVIAMENTO

La voce, pari a 132.956 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), 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 servizio idrico integrato);
- 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).

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.

Come anticipato al paragrafo I della presente relazione, nel corso del primo semestre 2013, conformemente allo IAS 36, il Gruppo ha verificato l'inesistenza di *impairment trigger* specifici con particolare riferimento agli avviamenti; inoltre non sono emersi indicatori di *impairment* relativamente a specifici *assets* e partecipazioni.

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 30 giugno 2013, è riportato in allegato.

Le variazioni intervenute nel primo semestre 2013 sono presentate nella tabella esposta nel seguito:

	migliaia di euro					
	31/12/2012	Riclassifiche	Risultato del periodo	Dividendi	Valutazioni con effetto diretto a PN	30/06/2013
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	-	(136)	-	-	1.244
Aguas de San Pedro	5.419	-	(171)	(119)	-	5.129
Aiga	335	-	2	-	-	337
Amat	3.002	-	49	-	-	3.051
AMIAT	28.800	-	-	-	-	28.800
Amter	660	-	(3)	(49)	-	608
Asa	11.815	-	9.070	-	589	21.474
Astea	19.225	-	655	(213)	(13)	19.654
Atena	9.106	-	539	(893)	(112)	8.640
Delmi	143.685	(143.685)	-	-	-	-
Domus Acqua	28	-	-	-	-	28
Edipower	152.462	(152.462)	-	-	-	-
Fingas	9.921	-	(22)	-	-	9.899
Fondo Core Multiutilities	123	-	-	-	-	123
Gas Energia	798	-	2	-	-	800
Gica	-	-	-	-	-	-
Global Service	6	-	-	-	-	6
Il tempio	64	-	39	-	-	103
Iniziativa Ambientali	493	-	14	-	-	507
Mestni Plinovodi	9.432	-	3	-	-	9.435
Mondo Acqua	142	-	-	-	-	142
Plurigas	18.613	-	180	(5.474)	-	13.319
Project Financing Management	2.167	-	17	-	-	2.184
Rio Riazzone	224	-	(3)	-	-	221
S.M.A.G.	13	-	35	-	-	48
Salerno Energia Vendite	1.502	-	397	(520)	-	1.379
Sea Power & Fuel	4	-	-	-	-	4
Sinergie Italiane	-	-	-	-	-	-
Sosel	685	-	25	(17)	-	693
Tirana Acque	47	-	-	-	-	47
TRM V	31.593	-	-	-	-	31.593
Valle Dora Energia	498	-	-	-	-	498
Veia Energia e Ambiente	433	-	171	-	-	604
TOTALE	462.097	(296.147)	10.896	(7.542)	393	169.697

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.

A seguito della decisione del Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. di dar corso all'esercizio dell'opzione put per l'uscita da Edipower, la partecipazione è stata riclassificata nella voce "Attività destinate ad essere cedute".

In data 28 giugno 2013 Iren ed Edipower hanno approvato il progetto di scissione non proporzionale di Edipower. L'operazione prevede l'assegnazione ad Iren Energia di un compendio costituito dall'impianto termoelettrico di Turbigio (800 MW) e dal nucleo idroelettrico di Tusciano (circa 250 GWh di produzione annua), il personale operante in tali impianti, gli ulteriori elementi patrimoniali attivi e passivi attribuibili agli impianti stessi, pari a circa 75 milioni di euro al 31 dicembre 2012, e un debito finanziario che ammonta a 44,8 milioni di euro. L'operazione di scissione comporterà la completa uscita del Gruppo Iren dall'azionariato di Edipower e avrà efficacia, non appena decorsi i termini di legge e perfezionati gli adempimenti necessari per addivenire alla firma dell'atto di scissione, nella prima parte del quarto trimestre 2013, e prevede un meccanismo di conguaglio in relazione alla situazione patrimoniale alla data di efficacia della scissione.

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 al 31 dicembre 2012.

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.

Il valore delle partecipazioni in AMIAT e TRM V, acquisite alla fine dello scorso esercizio, non è stato modificato rispetto a quello del bilancio al 31 dicembre 2012, in quanto, per la corretta allocazione delle differenze tra il fair value del corrispettivo pagato e il fair value delle attività nette acquisite, gli amministratori ritengono corretto attendere l'entrata in funzione a regime dell'inceneritore gestito da TRM e l'approvazione del piano industriale di AMIAT. Tale impostazione trova riscontro nelle disposizioni dell'IFRS 3 paragrafo 45.

Il risultato di periodo della collegata Asa è influenzato in maniera significativa dalla plusvalenza realizzata per la cessione della controllata Asa Trade.

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 30 giugno 2013 è riportato in allegato.

Le variazioni intervenute nel primo semestre 2013 sono presentate nella tabella esposta nel seguito:

	31/12/2012	Incrementi	30/06/2013
Acque Potabili Siciliane	20	-	20
Astea Energia	7	-	7
Atena Patrimonio	12.030	-	12.030
ATO2 Acque società consortile	10	-	10
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
Valfontanabuona Sport	-	23	23
TOTALE	29.808	23	29.831

NOTA 7 _ATTIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI

La voce pari a 36.033 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 (invariati 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	
	30/06/2013	31/12/2012
Crediti finanziari non correnti vs joint venture	2.895	2.895
Crediti finanziari non correnti vs Collegate	811	809
Crediti finanziari non correnti vs soci parti correlate	29.405	109.484
Crediti finanziari non correnti vs altri	2.862	2.860
Fair value contratti derivati quota non corrente	20	80
Totale	35.993	116.128

I Crediti finanziari non correnti vs joint venture riguardano finanziamenti concessi alle joint venture Iren Rinnovabili ed Enia Solaris 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 28.840 migliaia di euro, crediti verso il Comune di Genova per 68 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 Iride Servizi S.p.A. ed il Comune di Torino.

Tali crediti fanno parte di una posizione complessiva di 157.880 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	
	30/06/2013	31/12/2012
Crediti commerciali per servizi per fatture emesse	14.620	22.732
Crediti commerciali per servizi per fatture da emettere	11.284	3.957
Crediti commerciali per forniture di energia elettrica e altro	16.326	12.207
Fondo svalutazione crediti	(5.448)	(6.750)
Totale crediti commerciali	36.782	32.146
Crediti finanziari in conto corrente quota non corrente	28.840	108.918
Totale crediti finanziari non correnti	28.840	108.918
Crediti finanziari in conto corrente quota corrente	82.000	62.500
Crediti finanziari per interessi fatturati	7.539	3.933
Crediti finanziari per interessi da fatturare	2.719	3.606
Totale crediti finanziari correnti	92.258	70.039
Totale	157.880	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. Sulla base di tale accordo nel primo semestre 2013 sono stati incassati crediti per circa 86 milioni di euro.

Da una prudentiale 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 82 milioni di euro.

Il saldo dei crediti commerciali verso il Comune di Torino è aumentato di circa 4.636 migliaia di euro (al netto del fondo svalutazione crediti) e il saldo dei crediti finanziari correnti e non correnti è diminuito di 57.859 migliaia di euro. L'esposizione complessiva del Gruppo Iren nei confronti del Comune di Torino è pertanto diminuita rispetto al 31 dicembre 2012 di 53.223 migliaia di euro.

Si segnala che nel mese di luglio il Comune di Torino ha liquidato pagamenti per un importo complessivo di circa 38 milioni di euro. Inoltre, ai sensi dell'art. 6, comma 9, del D.L. 35 del 08/04/2013 convertito in L. 06/06/2013 n.64, la Città di Torino ha comunicato che entro il mese di marzo 2014 liquiderà ulteriori pagamenti di fatture per un totale di 44,8 milioni 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.

Il fair value degli strumenti derivati ammonta a 20 migliaia di euro (80 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) e per il commento relativo si rimanda al paragrafo "Gestione del rischio finanziario del Gruppo".

NOTA 8_ALTRE ATTIVITA' NON CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2013	31/12/2012
Depositi cauzionali	3.114	2.864
Crediti di natura tributaria oltre 12 mesi	11.306	11.287
Altre attività non correnti	22.370	10.524
Ratei e risconti attivi non correnti	11.804	13.520
Totale	48.594	38.195

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.

L'incremento delle altre attività non correnti è dovuto ai crediti relativi alla componente VRG del vincolo dei ricavi del Servizio Idrico Integrato.

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 211.006 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.

ATTIVITÀ CORRENTI

NOTA 10_RIMANENZE

Le rimanenze sono costituite principalmente da gas metano e da materiali di consumo destinati alla manutenzione e costruzione del patrimonio impiantistico del Gruppo. Il criterio di valorizzazione utilizzato è costituito dal costo medio ponderato.

La tabella che segue sintetizza le variazioni intervenute nel periodo di riferimento:

	migliaia di euro	
	30/06/2013	31/12/2012
Materie prime	73.239	88.875
Fondo svalutazione magazzino	(3.217)	(3.217)
Valore netto	70.022	85.658
Lavori in corso su ordinazione	4.584	3.452
Totale	74.606	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.

Al 30 giugno 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	
	30/06/2013	31/12/2012
Crediti verso clienti	1.074.244	1.200.002
Fondo svalutazione crediti	(120.832)	(103.990)
Crediti verso clienti netti	953.412	1.096.012
Crediti commerciali verso joint ventures	13.166	13.433
Crediti commerciali verso collegate	47.135	60.574
Crediti commerciali verso altre imprese del gruppo	12.041	12.653
Crediti commerciali verso soci parti correlate	111.505	81.846
Fondo svalutazione crediti verso soci parti correlate	(9.503)	(10.805)
Totale	1.127.756	1.253.713

Si segnala che al 30 giugno 2013 sono state effettuate operazioni di factoring con *derecognition* del credito per complessive 21.455 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 120.832 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 9.503 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 30/06/2013
Fondo svalutazione crediti	103.990	(11.495)	28.337	-	120.832
Fondo svalutazione crediti vs soci parti correlate	10.805	(1.085)	-	(217)	9.503
Totale	114.795	(12.580)	28.337	(217)	130.335

Il fondo è stato utilizzato per fare fronte a perdite su crediti. L'accantonamento del semestre tiene in considerazione, oltre alle consuete ed approfondite analisi, l'attuale congiuntura economica.

NOTA 12_CREDITI PER IMPOSTE CORRENTI

Ammontano a 8.889 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	
	30/06/2013	31/12/2012
Crediti per imposta governativa erariale/UTIF	15.071	945
Credito verso Erario per IVA	8.196	7.614
Altri crediti di natura tributaria	5.181	4.838
Crediti tributari entro 12 mesi	28.448	13.397
Crediti verso CCSE	72.665	105.717
Crediti per certificati verdi	91.381	72.471
Crediti per anticipi a fornitori	5.909	33.612
Crediti per adesione consolidato fiscale e IVA di gruppo	4.323	4.314
Altre attività correnti	13.063	13.654
Altre attività correnti	187.341	229.768
Ratei e risconti	34.202	24.088
Totale	249.991	267.253

Si segnala che al 30 giugno 2013 sono state effettuate operazioni di factoring con *derecognition* del credito per certificati verdi e titoli di efficienza energetica per complessive 22.967 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 dovuto alle dinamiche dei versamenti in acconto e in saldo che sono influenzate dai volumi di fatturazione del semestre di competenza e dell'esercizio precedente.

La riduzione dei crediti verso la Cassa Conguaglio Settore Elettrico (CCSE) è dovuto principalmente all'incasso dei crediti per la perequazione sul trasporto dell'energia elettrica dell'anno 2011.

L'incremento della voce ratei e risconti è dovuto alle dinamiche dei versamenti avvenuti nel semestre dei canoni di concessione e dei canoni di manutenzione di competenza dell'intero esercizio.

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	
	30/06/2013	31/12/2012
Crediti finanziari verso joint venture	204.474	175.892
Crediti finanziari verso collegate	7.030	7.552
Crediti finanziari verso Comuni soci parti correlate	92.258	70.039
Crediti finanziari verso altri	10.359	19.303
Altre attività finanziarie	883	764
Totale	315.004	273.550

Crediti finanziari verso joint venture

Riguardano per 187.118 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 17.297 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 degli interessi relativi al rapporto di gestione accentrata della tesoreria e dei dividendi non ancora incassati, per 19 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 e per 40 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.

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 92.258 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 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" (28.840 migliaia di euro).

Crediti finanziari verso altri

Comprendono crediti per dividendi da incassare, ratei e risconti attivi aventi natura finanziaria e crediti finanziari diversi.

Al 31 dicembre 2012, inoltre, si riferivano per 12.060 migliaia di euro alla quota ancora da incassare da E.S.TR.A. S.p.A. per la cessione della partecipazione in GEA. Tale importo è stato incassato nel corso del primo semestre del 2013.

Altre attività finanziarie

La voce ammonta a 883 migliaia di euro (764 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) e si riferisce 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	
	30/06/2013	31/12/2012
Depositi bancari e postali	100.962	27.953
Denaro e valori in cassa	484	83
Altre disponibilità liquide	5	5
Totale	101.451	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.

L'incremento dei depositi bancari rispetto al 31 dicembre 2012 è dovuto ai significativi incassi relativi ai crediti verso il Comune di Torino e alla dinamica degli incassi e dei pagamenti avvenuti a ridosso del 30 giugno.

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 299.948 migliaia di euro (7.739 migliaia di euro al 31 dicembre 2012).

Per 296.147 migliaia di euro si riferiscono alla partecipazione in Edipower che al 31 dicembre 2012 era classificata tra le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto. La partecipazione è stata classificata tra le attività destinate ad essere cedute in quanto 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. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto riportato alla nota 5 Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto

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 2013 presumibilmente si perfezionerà la cessione delle quote detenute nella società.

Per 340 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2012) si riferiscono al patrimonio immobiliare delle controllate Mediterranea delle Acque S.p.A. e Immobiliare delle Fabbriche S.p.A., per le quali proseguono le trattative per la cessione degli immobili destinati alla vendita con potenziali acquirenti con i quali sono in corso trattative finalizzate alla definizione delle condizioni di cessione e al conseguente perfezionamento delle stesse.

Per quanto riguarda l'iscrizione a bilancio dei suddetti immobili, si è tenuto conto dell'impegno del Gruppo per la vendita. Pertanto la classificazione presentata si fonda sul presupposto che il valore di carico sarà recuperato mediante un'operazione di cessione anziché attraverso l'utilizzo nell'attività operativa dell'impresa. Il valore iscritto è stato determinato sulla base del minore tra il valore di carico ed il valore di mercato al netto dei costi di vendita.

Per 2.931 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 da siglarsi nel corso dell'esercizio.

Per 3 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.

Per 158 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2012) si riferiscono alla società collegata Piana Ambiente.

Per 59 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2012) si riferiscono alla società collegata AMIU.

Inoltre, tra le attività destinate ad essere cedute è presente la partecipazione in Fata Morgana che, al 30 giugno 2013, risulta essere completamente svalutata.

Inoltre, al 31 dicembre 2012 era presente per 3.684 migliaia di euro la partecipazione in Asmt Servizi Industriali che è stata ceduta nel corso del primo semestre del 2013.

PASSIVO

NOTA 17_PATRIMONIO NETTO

Il patrimonio netto risulta essere così composto:

	migliaia di euro	
	30/06/2013	31/12/2012
Capitale sociale	1.276.226	1.276.226
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo	408.669	311.070
Risultato netto del periodo	110.737	152.559
Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo	1.795.632	1.739.855
Capitale e riserve di pertinenza di Terzi	205.158	204.790
Utile (perdita) di pertinenza di Terzi	5.885	9.612
Totale patrimonio netto consolidato	2.006.675	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	
	30/06/2013	31/12/2012
Riserva sovrapprezzo azioni	105.102	105.102
Riserva legale	32.512	28.996
Riserva copertura flussi finanziari	(31.025)	(42.645)
Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	302.080	219.617
Totale riserve	408.669	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 Eni 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 del primo semestre 2013 si sono incrementate principalmente per gli utili dell'esercizio 2012 non distribuiti e portati a nuovo. 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 2.174.003 migliaia di euro (2.197.827 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) e sono composte da:

Obbligazioni

Ammontano a 157.318 migliaia di euro (157.643 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) e sono posizioni relative alla Capogruppo per 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 prima asta è già stata completata a settembre 2011, con la definizione del credit spread per i successivi 2 anni. Relativamente al secondo processo di asta, previsto a settembre 2013, con le banche che detengono i due puttable bond, sono in fase avanzata di negoziazione accordi per la definizione del credit spread che sarà applicato per il prossimo biennio 2013-2015.

L'importo 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 1.956.446 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%	0,433% - 4,343%	
periodo di scadenza	2014-2027	2014-2028	
2014	65.357	634.117	699.474
2015	81.555	121.745	203.300
2016	123.166	84.026	207.192
2017	60.988	50.987	111.976
successivi	519.638	214.867	734.505
Totale debiti 30/06/2013	850.705	1.105.742	1.956.446
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 del primo semestre 2013, sono qui di seguito riepilogate:

					migliaia di euro
	31/12/2012				30/06/2013
	Totale debiti	Incrementi	Riduzioni	Rettifica costo ammortizzato	Totale debiti
- a tasso fisso	818.665	58.000	(26.058)	98	850.705
- a tasso variabile	1.143.986	199.450	(236.806)	(888)	1.105.742
TOTALE	1.962.651	257.450	(262.865)	(790)	1.956.446

Il totale dei debiti a medio lungo termine al 30 giugno 2013 risulta in aumento rispetto al 31 dicembre 2012, per effetto delle seguenti variazioni:

- aumento di 257.450 migliaia di euro, per l'erogazione di nuovi finanziamenti a medio-lungo termine. In particolare, sulla Capogruppo sono state erogate nuove linee per 158 milioni: da Cassa Depositi e Prestiti per 100 milioni e da BEI per 58 milioni sul progetto Energy per lo sviluppo e mantenimento delle reti gas ed elettriche. 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;
- riduzione per complessivi 262.865 migliaia di euro, relativi alla riclassificazione a breve termine delle quote dei finanziamenti in scadenza entro i prossimi 12 mesi;
- 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 13.798 migliaia di euro (14.002 migliaia di euro al 31 dicembre 2012).

Altre passività finanziarie

Ammontano a 46.441 migliaia di euro (63.532 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) e si riferiscono per 43.310 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 del rischio finanziario del Gruppo") e per 3.131 migliaia di euro (3.685 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) a debiti finanziari diversi.

NOTA 19_BENEFICI AI DIPENDENTI

Nel corso del primo semestre 2013 hanno avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2012	102.999
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	795
Oneri finanziari	1.722
Erogazioni dell'esercizio	(1.263)
Anticipi	(478)
Altre variazioni	242
Valore al 30/06/2013	104.017

Le passività per benefici a dipendenti sono costituite da:

Trattamento di fine rapporto (TFR)

Nel corso del primo semestre 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	597
Oneri finanziari	1.287
Erogazioni dell'esercizio	(612)
Anticipi	(478)
Altre variazioni	242
Valore al 30/06/2013	76.866

Altri benefici

Nel seguito viene presentata la composizione e la movimentazione del primo semestre 2013 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	69
Oneri finanziari	56
Erogazioni dell'esercizio	(25)
Valore al 30/06/2013	3.572

Premio fedeltà

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2012	2.089
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	42
Oneri finanziari	34
Erogazioni dell'esercizio	(95)
Valore al 30/06/2013	2.070

Agevolazioni tariffarie

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2012	20.837
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	87
Oneri finanziari	333
Erogazioni dell'esercizio	(520)
Valore al 30/06/2013	20.737

Fondo Premungas

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2012	771
Oneri finanziari	12
Erogazioni dell'esercizio	(11)
Valore al 30/06/2013	772

Ipotesi attuariali

La valutazione delle passività esposte in precedenza è effettuata da attuari indipendenti in occasione della predisposizione del bilancio consolidato di fine anno.

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.

Le ipotesi di natura economico-finanziaria adottate sono le seguenti:

Tasso annuo di attualizzazione	3,20%
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%

NOTA 20_FONDI PER RISCHI ED ONERI

Il dettaglio è esposto nella seguente tabella e si riferisce sia alla quota corrente sia alla quota non corrente:

	migliaia di euro					
	Saldo iniziale	Incrementi	Decrementi	(Proventi)/ Oneri da attualiz- zazione	Saldo Finale	Quota corrente
Fondo ripristino beni di terzi	103.385	5.475	(432)	(6.208)	102.220	3.278
Fondi post mortem	27.395	-	(3.133)	1.116	25.378	3.126
Fondo smantellamento e bonifica area	8.121	-	(1.128)	30	7.023	3.814
Fondo CIG/CIGS	52.020	4.088	(1.104)	392	55.396	-
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	29.692	(60.029)	855	121.669	43.140
Totale	354.292	39.255	(66.093)	(3.815)	323.639	64.009

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 dall'indennizzo versato al Gruppo da parte di un nuovo gestore entrante per gli investimenti nel frattempo effettuati. 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 Eni) 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 30 giugno 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 dell'impianto di Reggio Emilia il cui incremento registrato nel periodo è esclusivamente relativo all'attualizzazione della passività in oggetto.

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.

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 del semestre si riferiscono principalmente ad accantonamenti per:

- la miglior stima dell'onere del secondo semestre 2013 sul contratto di tolling per Edipower che gli amministratori hanno ritenuto prudenziale accantonare in virtù degli accordi di uscita già siglati (16.000 migliaia di euro);
- i maggiori oneri inerenti la realizzazione di impianti attualmente già completati o ancora da ultimare (5.050 migliaia di euro);

- la stima degli oneri relativi alla restituzione delle quote di emissione (1.948 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 (1.051 migliaia di euro).

I decrementi del semestre 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 (17.280 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 (3.641 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 107.702 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.

NOTA 22_DEBITI VARI E ALTRE PASSIVITA' NON CORRENTI

Sono composti come riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2013	31/12/2012
Debiti oltre 12 mesi	18.815	19.522
Risconti passivi per contributi c/impianto - non correnti	136.199	134.389
Ratei e risconti passivi non correnti	358	542
Totale	155.372	154.453

Gli altri debiti si riferiscono principalmente 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 e ad anticipi versati da utenti a garanzia sulla fornitura di acqua.

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	
	30/06/2013	31/12/2012
Debiti verso istituti di credito	470.360	601.254
Debiti finanziari verso joint venture	23.364	71
Debiti finanziari verso società collegate	45	30
Debiti finanziari verso soci parti correlate	14.767	-
Debiti finanziari verso altri	233.470	168.962
Passività per strumenti derivati correnti	3.843	4.746
Totale	745.849	775.063

Debiti finanziari verso istituti di credito

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

	migliaia di euro	
	30/06/2013	31/12/2012
Mutui – quota a breve	447.761	321.342
Altri debiti verso banche a breve	11.949	277.087
Ratei e risconti passivi finanziari	10.650	2.825
Totale	470.360	601.254

Debiti finanziari verso joint venture

Si riferiscono a debiti verso le joint venture AES Torino ed Enia Solaris relativi alla quota non elisa, derivante dal consolidamento proporzionale. L'incremento rispetto al 31 dicembre 2012 è dovuto alla variazione del saldo di tesoreria accentrata della società AES Torino.

Debiti finanziari verso collegate

Si riferiscono a debiti verso la società Valle Dora Energia.

Debiti finanziari verso soci parti correlate

Si riferiscono agli importi relativi alla Tares incassati dagli utenti non ancora versati ai Comuni di Parma, Piacenza e Reggio Emilia.

Debiti finanziari verso altri

I debiti finanziari verso altri riguardano principalmente:

- il pro-quota dei debiti di OLT Offshore verso i soci E.On. e Golar (134.627 migliaia di euro);
- i dividendi deliberati dalla capogruppo Iren in data 27 giugno 2013 e pagati in data 4 luglio 2013 (66.747 migliaia di euro);
- i dividendi verso soci terzi (26.455 migliaia di euro);
- l'esposizione verso i comuni minori del territorio emiliano per le quote relative alla Tares incassate dai clienti e da versare ai Comuni stessi (3.985 migliaia di euro).

I debiti per locazioni finanziarie, per la quota corrente, ammontano a 805 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	
	30/06/2013	31/12/2012
Debiti verso fornitori	804.094	1.025.265
Debiti commerciali verso joint venture	21.359	15.779
Debiti commerciali verso collegate	22.880	31.837
Debiti commerciali verso soci parti correlate	18.621	16.546
Debiti commerciali verso imprese minori del gruppo	19.057	24.800
Acconti esigibili entro 12 mesi	5.337	5.263
Depositi cauzionali entro 12 mesi	14.229	14.355
Vincoli da rimborsare entro 12 mesi	1.388	1.391
Totale	906.965	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	
	30/06/2013	31/12/2012
Debito per IVA	45.850	49.061
Debito per imposta governativa erariale/UTIF	35.806	933
Debiti per IRPEF	9.957	10.509
Altri debiti tributari	19.181	13.861
Debiti tributari entro 12 mesi	110.794	74.364
Debiti verso dipendenti	29.824	29.502
Debiti verso CCSE	63.024	53.969
Altre passività correnti	59.244	54.857
Debiti verso istituti previdenziali entro 12 mesi	11.925	13.152
Altri debiti entro 12 mesi	164.017	151.480
Ratei e Risconti passivi	18.125	17.670
Totale	292.936	243.514

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

NOTA 26_DEBITI PER IMPOSTE CORRENTI

La posta "Debiti per imposte correnti", che risulta pari a 99.897 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 del primo semestre 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 64.009 migliaia di euro (81.548 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) e si riferisce alla quota del fondo rischi per 43.140 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 3.278 migliaia di euro e del fondo smantellamento e bonifica aree e dei fondi post mortem per 6.940 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 (21 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) 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	
	30/06/2013	31/12/2012
Attività finanziarie a medio e lungo termine	(36.033)	(116.168)
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	2.174.003	2.197.827
Indebitamento finanziario netto a medio e lungo termine	2.137.970	2.081.659
Attività finanziarie a breve termine	(416.455)	(301.591)
Indebitamento finanziario a breve termine	745.849	775.063
Indebitamento finanziario netto a breve termine	329.394	473.472
Indebitamento finanziario netto	2.467.364	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 134.627 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	
	30/06/2013	31/12/2012
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	2.174.003	2.197.827
Indebitamento finanziario a breve termine	745.849	775.063
(meno) Indebitamento OLT vs E.On e Golar	(134.627)	(126.070)
Indebitamento finanziario lordo	2.785.225	2.846.820

Dettaglio Posizione Finanziaria Netta verso parti correlate

Le attività finanziarie a lungo termine sono relative per 28.840 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 Iride Servizi e il Comune di Torino, per 68 migliaia di euro a crediti verso il Comune di Genova, per 811 migliaia di euro a crediti verso società collegate, per 1.963 migliaia di euro a crediti verso la joint venture Enia Solaris, consolidata proporzionalmente, per 932 migliaia di euro a crediti verso la joint venture Iren Rinnovabili, 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 294.020 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 92.258 migliaia di euro (70.039 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) al saldo a breve termine del conto corrente tra la controllata Iride Servizi e il Comune di Torino, per 187.118 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 17.297 migliaia di euro (90 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) a crediti verso la joint venture AES Torino relativi alla quota non elisa degli interessi relativi al rapporto di gestione accentrata della tesoreria e dei dividendi non ancora incassati, per 19 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 40 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 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 6.564 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 988 migliaia di euro (1.679 migliaia di euro al 31 dicembre 2012), 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.

Le passività finanziarie a breve termine sono relative per 66.256 migliaia di euro (198.698 migliaia di euro al 31 dicembre 2012) a finanziamenti a breve termine concessi dal Gruppo Intesa San Paolo, per 13.035 migliaia di euro a debiti verso il Comune di Parma, per 814 migliaia di euro a debiti verso il Comune di Piacenza, per 917 migliaia di euro a debiti verso il Comune di Reggio Emilia e per 23.302 migliaia di euro a debiti verso la joint venture AES Torino. La parte restante, pari a 107 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	
	30/06/2013	31/12/2012
A. Cassa	(101.451)	(28.041)
B. Altre disponibilità liquide (dettagli)	-	-
C. Titoli detenuti per la negoziazione	-	-
D. Liquidità (A) + (B) + (C)	(101.451)	(28.041)
E. Crediti finanziari correnti	(315.004)	(273.550)
F. Debiti bancari correnti	22.599	279.912
G. Parte corrente dell'indebitamento non corrente	447.761	321.342
H. Altri debiti finanziari correnti	275.489	173.809
I. Indebitamento finanziario corrente (F)+(G)+(H)	745.849	775.063
J. Indebitamento finanziario corrente netto (I) – (E) – (D)	329.394	473.472
K. Debiti bancari non correnti	1.956.446	1.962.651
L. Obbligazioni emesse	157.318	157.643
M. Altri debiti non correnti	60.239	77.533
N. Indebitamento finanziario non corrente (K) + (L) + (M)	2.174.003	2.197.827
O. Indebitamento finanziario netto (J) + (N)	2.503.397	2.671.299

VIII. INFORMAZIONI SUL CONTO ECONOMICO

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

Per i commenti sull'andamento del primo semestre 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 del primo semestre 2012 del Gruppo.

RICAVI

NOTA 29_RICAVI PER BENI E SERVIZI

La voce in questione risulta pari a 1.723.808 migliaia di euro (2.104.237 migliaia di euro nel primo semestre 2012).

NOTA 30_VARIAZIONE DEI LAVORI IN CORSO

Sono positive per 1.132 migliaia di euro (positive per 679 migliaia di euro nel primo semestre 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	
	I semestre 2013	I semestre 2012
Contributi c/impianto	2.607	3.057
Altri contributi	1.106	460
Totale	3.713	3.517

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	
	I semestre 2013	I semestre 2012
Ricavi Emission Trading	75	14.370
Ricavi Certificati Verdi	49.337	62.923
Ricavi Certificati Bianchi	10.770	14.710
Totale	60.182	92.003

La riduzione dei ricavi per emission trading è dovuta al fatto che, nel corso del primo semestre 2013, non sono stati assegnati diritti di emissione al Gruppo.

La riduzione dei ricavi per certificati verdi è dovuta alla minore attività di trading realizzata nel semestre, rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente.

La riduzione dei ricavi per certificati bianchi è dovuta al minor obbligo di risparmio energetico a carico delle società distributrici di energia elettrica e gas del Gruppo.

Proventi diversi

	migliaia di euro	
	I semestre 2013	I semestre 2012
Ricavi da contratti di servizio	3.062	8.269
Ricavi da affitti attivi e noleggi	312	394
Ricavi da affitto fibra ottica	-	2.367
Plusvalenze da alienazione di beni	87	295
Ricavi esercizi precedenti/Sopravvenienze attive	10.819	26.836
Recuperi assicurativi	292	184
Rimborsi diversi	3.459	3.484
Proventi per Fair Value derivati sulle commodity	119	17.570
Altri ricavi e proventi	15.838	7.561
Totale	33.988	66.960

I Ricavi esercizi precedenti derivano principalmente dalla consuntivazione definitiva di partite pregresse in riferimento a stime effettuate nei precedenti esercizi. La riduzione è dovuta al fatto che nel primo semestre 2012 era presente per 16.338 migliaia di euro il rimborso dalla CCSE dei costi non recuperabili sostenuti per l'impianto di Telesio a seguito della liberalizzazione del mercato elettrico (come da Decr. Interm. MISE-MEF 23/05/2012).

Gli altri ricavi e proventi si incrementano principalmente per la vendita di olio combustibile presente presso la centrale di Moncalieri.

COSTI

NOTA 32_COSTI MATERIE PRIME, SUSSIDIARIE, DI CONSUMO E MERCI

La voce in oggetto si compone delle seguenti voci:

	migliaia di euro	
	I semestre 2013	I semestre 2012
Acquisto energia elettrica	153.138	384.021
Acquisto gas	570.969	745.371
Acquisto calore	56	227
Acquisto altri combustibili	1.870	4.976
Acquisto Acqua	1.455	1.560
Altre materie prime	8.219	9.009
Materiali vari di magazzino (inclusi carburanti e lubrificanti)	17.941	18.509
Emission trading	6.107	11.487
Certificati verdi	5.351	17.775
Certificati bianchi	9.661	12.676
Variazione delle rimanenze	15.909	(22.278)
Totale	790.676	1.183.333

La riduzione dei costi relativi agli Emission trading è dovuta alla contrazione dei prezzi registrata sul mercato rispetto al primo semestre del 2012.

La riduzione dei costi per certificati verdi è dovuta alla minore attività di trading realizzata nel semestre, rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente.

La riduzione dei costi per certificati bianchi è dovuta al minor obbligo di risparmio energetico a carico delle società distributrici di energia elettrica e gas del Gruppo.

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".

NOTA 33 _PRESTAZIONI DI SERVIZI E GODIMENTO BENI DI TERZI

I costi per prestazioni di servizi sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2013	I semestre 2012
Trasporto energia elettrica	156.716	217.229
Oneri di sistema elettrico	51.588	81.478
Tolling fee	38.955	29.429
Vettoriamiento gas	26.441	16.834
Vettoriamiento calore	23.281	20.848
Lavori di terzi per reti e impianti	62.163	76.486
Raccolta e smaltimento, spazzamento neve, verde pubblico	49.450	45.584
Spese per manutenzioni	4.460	5.010
Costi relativi al personale (mensa, formazione, trasferte)	2.514	2.925
Prestazioni industriali (studi, progettazioni, analisi)	4.320	4.652
Consulenze tecniche e amministrative	5.236	8.494
Spese commerciali e pubblicitarie	2.394	3.927
Spese legali e notarili	2.392	2.977
Assicurazioni	5.258	4.384
Spese bancarie	5.688	3.975
Spese telefoniche	2.229	2.659
Costi da contratti di servizio	1.231	5.766
Servizi di lettura e bollettazione	5.201	5.195
Compensi Collegio Sindacale	752	779
Altri costi per servizi	23.743	19.480
Totale costi per servizi	474.012	558.111

I costi per trasporto energia elettrica e gli oneri di sistema elettrico si riducono rispetto al primo semestre 2012 a causa dei minori volumi di energia elettrica commercializzati nel semestre 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 vettoriamiento 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 22.970 migliaia di euro (21.073 migliaia di euro nel primo semestre 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	
	I semestre 2013	I semestre 2012
Spese generali	3.751	3.755
Canoni e sovraccanoni di derivazione	5.154	4.363
Spese logistiche	74	414
Imposte e tasse	9.934	9.555
Sopravvenienze passive	12.483	9.671
Minusvalenze da alienazione di beni	68	501
Oneri da Fair Value derivati commodities	74	13.078
Altri oneri diversi di gestione	3.373	2.043
Totale	34.911	43.380

Le sopravvenienze passive riguardano principalmente differenze su stime accertate in esercizi precedenti.

NOTA 35_COSTI PER LAVORI INTERNI CAPITALIZZATI

Riguardano gli incrementi dell'attivo patrimoniale realizzati con risorse interne.

	migliaia di euro	
	I semestre 2013	I semestre 2012
Manodopera capitalizzata	8.544	8.044
Materiali di magazzino capitalizzati	3.193	1.917
Totale	11.737	9.961

NOTA 36_COSTO DEL PERSONALE

I costi per il personale sono così dettagliati:

	migliaia di euro	
	I semestre 2013	I semestre 2012
Retribuzioni lorde	96.208	94.242
Oneri sociali	30.536	30.441
TFR	597	770
Altri benefici a lungo termine dipendenti	198	148
Altri costi per il personale	7.173	7.999
Compensi amministratori	1.241	1.244
Totale	135.953	134.844

Si segnala che, come riportato in nota 35, sono stati capitalizzati costi relativi al personale dipendente per 8.544 migliaia di euro.

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.

	30/06/2013	31/12/2012	Media del periodo
Dirigenti	72	72	72
Quadri	217	196	206
Impiegati	2.650	2.668	2.658
Operai	1.624	1.631	1.627
Totale	4.563	4.567	4.563

NOTA 37_AMMORTAMENTI

	migliaia di euro	
	I semestre 2013	I semestre 2012
Attività materiali e investimenti immobiliari	63.108	69.183
Attività immateriali	39.072	38.381
Totale	102.180	107.564

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	
	I semestre 2013	I semestre 2012
Fondo svalutazione crediti	29.933	14.717
Fondi rischi e ripristino beni di terzi	21.307	18.094
Rilascio fondi	(18.276)	(127)
Svalutazioni	712	424
Totale	33.676	33.108

Il dettaglio della consistenza e della movimentazione dei fondi è riportato nel commento della voce "Fondi per rischi e oneri" dello Stato Patrimoniale. Il rilascio di fondi si riferisce principalmente ad accantonamenti di esercizi precedenti per maggiori oneri inerenti la realizzazione di impianti e per la stima dell'IMU/ICI da versare sul valore degli impianti delle centrali e ad accantonamenti relativi ai fondi post mortem.

Le svalutazioni si riferiscono principalmente alla riduzione di valore di attività immateriali legate alla continua e prudentiale valutazione degli oneri per l'incremento della base clienti, nonché alla riduzione di valore delle quote di emissione iscritte tra le attività immateriali.

NOTA 39_GESTIONE FINANZIARIA

Proventi finanziari

Il dettaglio dei proventi finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2013	I semestre 2012
Dividendi	790	421
Interessi attivi verso banche	221	99
Interessi attivi su crediti/finanziamenti	6.230	7.902
Interessi attivi da clienti	3.901	5.370
Proventi fair value contratti derivati	557	136
Proventi su contratti derivati realizzati	16	342
Plusvalenza da cessione di attività finanziarie	-	330
Utili su cambi	23	24
Altri proventi finanziari	6.812	1.511
Totale	18.550	16.135

Gli interessi attivi su crediti/finanziamenti comprendono interessi su crediti maturati sul rapporto di conto corrente tra Iride Servizi e il Comune di Torino per 2.719 migliaia di euro. La restante parte si riferisce principalmente a interessi attivi verso la società consolidata con il metodo proporzionale OLT Offshore (3.346 migliaia di euro). Nel primo semestre 2012 erano inoltre presenti interessi attivi verso la società collegata Edipower (2.521 migliaia di euro).

Gli altri proventi finanziari sono costituiti principalmente da proventi derivanti da una revisione della stima dei fondi ripristino beni di terzi.

Si segnala che le plusvalenze sulle cessioni di partecipazioni in collegate ritenute non significative, secondo quanto enunciato dall'IFRS 5, sono esposte tra i proventi finanziari a differenza del primo semestre 2012 in cui erano inserite nella voce risultato netto da attività operative cessate. A tal proposito si è provveduto a riclassificare i dati comparativi per 330 migliaia di euro.

Nel primo semestre 2012 era presente la variazione di *fair value* della partecipata Delmi (2.458 migliaia di euro) che nel presente bilancio consolidato semestrale abbreviato è stata riclassificata nella voce

“Risultato netto da attività operative cessate” in quanto la partecipazione in Edipower, in cui è stata fusa la società Delmi, è stata classificata tra le “Attività destinate ad essere cedute”.

Oneri finanziari

Il dettaglio degli oneri finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2013	I semestre 2012
Interessi passivi su mutui	35.323	38.419
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	4.785	4.808
Interessi passivi su c/c bancari	3.392	11.797
Interessi passivi verso altri	5.786	5.734
Oneri finanziari capitalizzati	(7.916)	(11.115)
Oneri da fair value contratti derivati	-	270
Oneri su contratti derivati realizzati	9.478	7.591
Minusvalenza da cessione di attività finanziarie	139	-
Interest cost - Benefici ai dipendenti	1.722	2.023
Perdite su cambi	43	56
Altri oneri finanziari	3.790	3.540
Totale	56.542	63.123

Gli interessi passivi su prestiti obbligazionari comprendono 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.

Per maggiori informazioni sulla gestione finanziaria si rimanda a quanto evidenziato in precedenza nella relazione sulla gestione.

NOTA 40_RISULTATO DI COLLEGATE CONTABILIZZATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Il risultato è positivo per 10.896 migliaia di euro (positivo per 5.407 migliaia di euro nel primo semestre 2012) e si compone di rivalutazioni per 11.717 migliaia di euro e di svalutazioni per 821 migliaia di euro.

Nel primo semestre 2012 erano presenti i risultati delle partecipate Delmi (278 migliaia di euro) ed Edipower (6.424 migliaia di euro) che nel presente bilancio consolidato semestrale abbreviato sono stati riclassificati nella voce “Risultato netto da attività operative cessate” in quanto la partecipazione in Edipower, in cui è stata fusa la società Delmi, è stata classificata tra le “Attività destinate ad essere cedute”.

NOTA 41_ RETTIFICA DI VALORE DI PARTECIPAZIONI

Nel primo semestre 2013 non sono presenti rettifiche di valore di partecipazioni. Nel primo semestre 2012 ammontavano a 10.200 migliaia di euro e si riferivano principalmente all'accantonamento per rischi relativi a future perdite della collegata Sinergie Italiane.

NOTA 42_IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito del primo semestre 2013 sono stimate pari a 96.465 migliaia di euro (73.477 migliaia di euro nel primo semestre 2012) e sono il risultato della migliore stima dell'aliquota media attesa per l'intero esercizio. Il Tax rate nominale è del 45%.

Recupero degli aiuti di stato

La Commissione Europea, con Decisione 5 giugno 2002, C 27/99, aveva chiuso la procedura aperta sulle misure fiscali previste dall'art. 3, commi 69 e 70 della L. 28 dicembre 1995, n. 549 (cosiddetta "moratoria fiscale"), secondo cui le società per azioni a prevalente capitale pubblico costituite ai sensi della L. 8 giugno 1990, n. 142 potevano beneficiare di un'esenzione triennale dalle imposte sui redditi.

Con riferimento alla questione del recupero degli aiuti di stato, ampiamente illustrata nelle note del bilancio al 31 dicembre 2012 ed esercizi precedenti, non vi sono aggiornamenti nel primo semestre 2013.

NOTA 43_RISULTATO NETTO DA ATTIVITA' OPERATIVE CESSATE

Non presente nel primo semestre 2013 (9.160 migliaia di euro nel primo semestre 2012 a seguito della riclassifica dei risultati e delle valutazioni di Edipower e Delmi). Nel primo semestre 2012 erano inoltre presenti 855 migliaia di euro ora riclassificate tra gli altri ricavi e tra i proventi finanziari.

NOTA 44_UTILE (PERDITA) DI PERTINENZA DI TERZI

L'utile di terzi, pari a 5.884 migliaia di euro (4.581 migliaia di euro nel primo semestre 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 del primo semestre 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.

	I semestre 2013	I semestre 2012
Utile (perdita) netto (migliaia di euro)	110.737	75.265
Numero medio ponderato di azioni in circolazione durante l'esercizio (migliaia)	1.276.226	1.276.226
Utile (perdita) per azione base (euro)	0,09	0,06

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.

	I semestre 2013	I semestre 2012
Utile (perdita) netto (migliaia di euro)	110.737	75.265
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)	0,09	0,06

NOTA 46_ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

La quota efficace delle variazioni di *fair value* della copertura di flussi finanziari, positiva per 16.620 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).

La quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto, positiva per 589 migliaia di euro, si riferisce alle variazioni di *fair value* della copertura di flussi finanziari e commodities di società collegate.

L'effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo è negativo per 5.502 migliaia di euro.

IX. GARANZIE E PASSIVITA' POTENZIALI

Le garanzie prestate riguardano:

- a) Fideiussioni per impegni propri per 493.070 migliaia di euro (509.427 migliaia di euro al 31 dicembre 2012); le voci più significative si riferiscono a fideiussioni emesse a favore:
 - della Provincia di Reggio Emilia per 88.459 migliaia di euro a fronte conferimento rifiuti e gestione operative e post-mortem di impianti soggetti ad A.I.A.;
 - di ENEL Distribuzione per 54.808 migliaia di euro a garanzia del contratto di servizio per il trasporto di energia elettrica;
 - della SNAM Rete Gas per 74.580 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 45.300 migliaia di euro a garanzia del contratto di adesione al mercato;
 - del Comune Città di Torino per 45.476 migliaia di euro, di cui 18.000 migliaia di euro quale cauzione provvisoria per partecipazione alla procedura AMIAT/TRM e 27.476 migliaia di euro come garanzie definitive;
 - 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;
 - dell'Agenzia delle Entrate per 21.814 migliaia di euro per procedure compensazione IVA di Gruppo;
 - dell'Agenzia delle Dogane per euro 17.525 migliaia di euro a garanzia del regolare versamento dell'imposte erariali e addizionali comunali e provinciali sui consumi di energia elettrica ed accise gas;
 - del Ministero dell'Ambiente per 12.200 migliaia di euro;
 - della 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 G.S.E. SpA per 11.036 migliaia di euro per procedura asta ottenimento incentivi sull'impianto PAI di Parma;
 - della 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.;
 - del Comune di Moncalieri per 2.949 migliaia di euro a garanzia dell'esecuzione delle opere di urbanizzazione indotta;
 - di REAM Sgr SpA per 2.352 migliaia di euro a garanzia dei futuri canoni di locazione degli immobili conferiti al fondo immobiliare denominato Fondo Core Multiutilities;
 - del Comune di Genova per 2.009 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;
 - di Reale Immobili S.p.A. per 1.200 migliaia di euro relativamente alla compravendita immobile sede Iren TO di Via Bertola.
- b) Garanzie prestate per conto di società controllate e collegate per 253.431 migliaia di euro, principalmente a garanzia affidamenti bancari.
- c) Azioni di Edipower S.p.A. date in pegno per 302 milioni di euro.

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 70.002 migliaia di euro alla data del 30 giugno 2013 contro i 115.402 migliaia di euro al 31 dicembre 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 dal fornitore russo Gazprom e dalla vendita dello stesso ai soci o loro controllate, tra le 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.

Si segnala inoltre la fideiussioni emesse a favore di Banca Intesa per 6.135 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).

Inoltre Iren S.p.A. in data 16 febbraio 2010 ha deliberato di sostenere integralmente il progetto OLT secondo i piani finanziari a budget definiti e approvati al fine di rendere disponibili le risorse necessarie a richiesta della società e fino all'attivazione del project financing. Al riguardo si precisa che, in merito all'impegno nei confronti di Saipem, il cui importo in origine ammontava a 387.603 migliaia di euro, al quale si sono in seguito aggiunti ulteriori 43.000 migliaia di euro per effetto dell'addendum contrattuale siglato, al 30 giugno 2013 risultano già versati acconti per 376.471 migliaia di euro, pertanto l'impegno residuo è pari a 54.132 migliaia di euro.

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 primo semestre 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 nanti la Commissione Tributaria Regionale in data 8 luglio 2011.

L'Ufficio ha anch'esso presentato appelli 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; sono ancora aperti termini per presentare appello nanti la Commissione Tributaria Regionale di Genova.

In data 08 marzo 2013 è pervenuto da parte dell'Agenzia delle Entrate – Direzione Regionale della Liguria - Avviso di accertamento n.TLA030100007/2013 per l'anno 2007 riguardante l'Imposta sul reddito delle società e l'Imposta regionale sulle attività produttive finalizzato a riscontrare il trattamento fiscale delle quote di ammortamento sul maggior valore attribuito ai cespiti in sede di conferimento del ramo aziendale effettuato da Amga, nel corso dell'esercizio 1999 (Operazione qualificata come elusiva ai sensi dell'art.37 bis del DPR n.600 del 1973). Tale Accertamento è stato tempestivamente impugnato presso la Commissione Tributaria Provinciale di Genova.

In data 11 luglio 2013 è pervenuta la cartella di pagamento n. 048 2013 00256217 11 di euro 1.126.455 (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 luglio 2013 è pervenuta la cartella di pagamento n. 048 2013 00256218 12 di euro 145.083 (Ente Creditore Agenzia delle Entrate) afferente IRAP esercizio 2006. Tale importo, comprensivo di interessi e spese di notifica, è dovuto a seguito della decisione Commissione Tributaria Provinciale (Ruolo n.2013/000472).

Gli importi relativi saranno tempestivamente versati entro la data di scadenza (inizio settembre 2013), mentre gli importi già versati al 30 giugno 2013 sono stati contabilizzati alla voce altri crediti non correnti.

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 ai sensi dello IAS 37. Trattandosi di un onere possibile, ma non probabile, 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 di legge.

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 giustificano la proposizione dell'appello, la società ritiene che si addiverà 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 0,6 milioni di euro per maggiori imposte di competenza del primo semestre 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

L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas in data 26 giugno 2012 ha comunicato le risultanze istruttorie relative al procedimento avviato nel 2010 con deliberazione VIS 165/10: l'Autorità ha accertato la violazione di alcune disposizioni, in conseguenza delle quali Iren Mercato potrà incorrere in sanzioni.

Sebbene il rischio sia da considerarsi possibile, non è stato effettuato alcun stanziamento in bilancio, dal momento che non ci sono elementi per procedere alla quantificazione della potenziale sanzione, tenuto anche conto del fatto che, come sostengono i consulenti legali della società, il procedimento è ancora in una fase istruttoria e non decisionale.

X. 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 al 31 dicembre 2012 del capitale investito netto e al 30 giugno 2012 per quanto concerne il conto economico.

Inoltre in un'ottica di riorganizzazione e sviluppo del business del teleriscaldamento si è deciso di ricomprendere anche le attività relative alla gestione della rete di distribuzione dell'energia termica nell'ambito del settore della Generazione che pertanto, dall'esercizio 2012, ha assunto la denominazione di Generazione e Teleriscaldamento; al fine di consentire un confronto omogeneo sono stati riclassificati anche i valori comparativi del primo semestre 2012.

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 30 giugno 2013

milioni di euro

	Generazione e TLR	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.579	52	1.298	959	317	34	205	4.444
Capitale circolante netto	99	55	(60)	103	(30)	(13)	7	161
Altre attività e passività non correnti	(47)	4	(54)	(258)	(44)	(13)	281	(131)
Capitale investito netto (CIN)	1.631	111	1.184	804	243	8	493	4.474
Patrimonio netto								2.007
Posizione Finanziaria netta								2.467
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								4.474

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 30 giugno 2013

milioni di euro

	Generazione e TLR	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	521	1.681	183	216	106	44	(929)	1.823
Totale costi operativi	(385)	(1.613)	(93)	(153)	(89)	(42)	929	(1.447)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	136	68	90	62	17	2	-	376
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(30)	(24)	(26)	(41)	(11)	(3)	-	(136)
Risultato operativo (EBIT)	105	44	64	21	6	(1)	-	240

Conto Economico per settori di attività al 30 giugno 2012

milioni di euro

	Generazione e TLR	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	550	2.195	183	213	106	58	(1.038)	2.267
Totale costi operativi	(420)	(2.156)	(101)	(154)	(85)	(53)	1.038	(1.931)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	130	39	83	59	21	5	-	337
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(50)	(13)	(24)	(37)	(14)	(3)	-	(141)
Risultato operativo (EBIT)	80	26	58	22	7	2	-	196

XI. 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

RICONCILIAZIONE PROSPETTI DI BILANCIO IAS/IFRS CON I PROSPETTI DI BILANCIO
RICLASSIFICATI (Comunicazione Consob n. 6064293 del 26 luglio 2006)

DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

ELENCO DELLE IMPRESE CONSOLIDATE INTEGRALMENTE

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Iren Acqua Gas S.p.A.	Genova	Euro	386.963.511	92,94 7,06	Iren Iren Emilia
Iren Ambiente S.p.A.	Piacenza	Euro	63.622.002	100,00	Iren
Iren Ambiente Holding S.p.A.	Piacenza	Euro	1.000.000	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
Aemnet S.p.A.	Torino	Euro	6.973.850	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
Eniatel 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
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	19.203.420	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

(*) società in liquidazione classificata tra le attività destinate ad essere cedute

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
Enia Solaris s.r.l.	Parma	Euro	100.000	100,00	IREN Rinnovabili S.p.A.
IREN Rinnovabili S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	221.764	90,19	Iren Ambiente Holding
Olt Offshore Toscana LNG S.p.A.	Milano	Euro	145.750.700	41,71	Iren Mercato
Società Acque Potabili S.p.A.	Torino	Euro	3.600.295	30,86	Iren Acqua Gas

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.
AMIU S.p.A. (*)	Alessandria	Euro	120.000	49,00	Iren Emilia
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
ASTEVA	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
Edipower S.p.A. (*)	Milano	Euro	1.441.300.000	20,95	Iren Energia
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	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	800.000	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
Project Financing Management	Settimo Milanese (MI)	Euro	3.000.000	49,00	IREN Rinnovabili
Rio Riazzone S.p.A.	Roma	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 Holding
				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
Agenzia Parma Energia S.r.l.	Parma	Euro	35.000	8,57	Iren Emilia
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	80.000	12,50	Iren Acqua Gas
Autostrade Centro Padane	Cremona	Euro	15.500.000	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	1.055.000	0,95	Iren Ambiente Holding
Consorzio Topix	Torino	Euro	1.690.000	0,30	Aemnet
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	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 0,001 0,001	Iren Energia Iren Iren Ambiente Iren Emilia
Valfontanabuona Sport S.r.l. (*) (*) società non ancora operativa	Genova	Euro	45.250	51,000	O.C.Clim S.r.l.

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	2.824.999			
Investimenti immobiliari	1.813			
Attività immateriali	1.284.487			
Avviamento	132.956			
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	169.697			
Altre partecipazioni	29.831			
Totale (A)	4.443.783	Attivo Immobilizzato (A)		4.443.783
Altre attività non correnti	48.594			
Debiti vari e altre passività non correnti	(155.372)			
Totale (B)	(106.778)	Altre attività (Passività) non correnti (B)		(106.778)
Rimanenze	74.606			
Crediti commerciali	1.127.756			
Crediti per imposte correnti	8.889			
Crediti vari e altre attività correnti	249.991			
Debiti commerciali	(906.965)			
Debiti vari e altre passività correnti	(292.936)			
Debiti per imposte correnti	(99.897)			
Totale (C)	161.444	Capitale circolante netto (C)		161.444
Attività per imposte anticipate	211.006			
Passività per imposte differite	(107.702)			
Totale (D)	103.304	Attività (Passività) per imposte differite (D)		103.304
Benefici ai dipendenti	(104.017)			
Fondi per rischi ed oneri	(259.630)			
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(64.009)			
Totale (E)	(427.656)	Fondi e Benefici ai dipendenti (E)		(427.656)
Attività destinate ad essere cedute	299.948			
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	(6)			
Totale (F)	299.942	Attività (Passività) destinate a essere cedute (F)		299.942
		Capitale investito netto (G=A+B+C+D+E+F)		4.474.039
Patrimonio Netto (H)	2.006.675	Patrimonio Netto (H)		2.006.675
Attività finanziarie non correnti	(36.033)			
Passività finanziarie non correnti	2.174.003			
Totale (I)	2.137.970	Indeb. finanziario a medio e lungo termine (I)		2.137.970
Attività finanziarie correnti	(315.004)			
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(101.451)			
Passività finanziarie correnti	745.849			
Totale (L)	329.394	Indeb. finanziario a breve termine (L)		329.394
		Indebitamento finanziario netto (M=I+L)		2.467.364
		Mezzi propri e indeb. finanziario netto (H+M)		4.474.039

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	21.874	68	-	3.650	-
Comune Parma	27.467	-	-	344	13.035
Comune Piacenza	7.422	-	-	7.070	814
Comune Reggio Emilia	8.425	-	-	2.596	917
Comune Torino	36.783	121.097	1	4.951	-
Finanziaria Sviluppo Utilities	31	-	2.759	-	-
Gruppo Intesa Sanpaolo	-	7.061	-	-	360.276
JOINT VENTURES					
AES Torino	1.571	17.298	4.323	20.408	23.302
OLT Offshore LNG	245	187.118	-	-	-
Società Acque Potabili	11.301	-	-	931	-
Acquedotto Savona	9	-	-	4	-
Acquedotto Monferrato	9	-	-	-	-
ENiA Solaris	-	2.003	-	-	62
Iren Rinnovabili S.p.A.	32	951	-	15	-
SOCIETA' COLLEGATE					
ABM Next	5	106	-	-	-
Aciam S.p.A.	408	-	-	-	-
Acos Energia S.p.A.	933	-	-	(6)	-
Acos S.p.A.	33	-	-	-	-
Acquaenna S.c.p.a.	3.361	276	-	384	-
Aguas de San Pedro S.A.	765	-	-	-	-
Aiga S.p.A.	184	466	-	-	-
Amat S.p.A.	69	-	-	4	-
AMIAT S.p.A.	40	-	-	-	-
AMIU Alessandria	-	-	-	31	-
Amter S.p.A.	1.543	49	-	-	-
ASA S.p.A.	9.744	6.614	-	1.732	-
ASTEA	1.767	-	-	-	-
Atena S.p.A.	127	-	-	12	-
Domus Acqua S.r.l.	33	15	-	-	-
Edipower S.p.A.	2.576	-	-	5.585	-
Fata Morgana	1	-	-	-	-
Gas Energia S.p.A.	1	-	-	93	-
GICA s.a.	-	572	-	-	-
Global Service Parma	6.855	-	-	3.741	-
Il Tempio S.r.l.	1	315	-	-	-
Iniziative Ambientali S.r.l.	1	-	-	-	-
Mondo Acqua	314	-	-	-	-
Piana Ambiente S.p.A.	294	-	-	-	-
Plurigas S.p.A.	16	-	-	(968)	-
Rio Riazzone S.p.A.	64	-	-	-	-
S.M.A.G. srl	36	-	-	1.036	-
Salerno Energia Vendite	716	-	-	185	-
Sinergie Italiane S.r.l.	16.540	-	-	9.089	-
So. Sel. S.p.A.	11	-	-	1.920	-
TRM V.	-	-	-	-	-
Valle Dora Energia Srl	3	-	-	52	45
VEA Energia e Ambiente	-	-	-	-	-
ALTRE PARTI CORRELATE					
Agac Infrastrutture	3	-	-	1.175	-
Parma Infrastrutture	11.151	-	-	2	-
Piacenza Infrastrutture	-	-	-	691	-
TOTALE	172.764	344.009	7.083	64.727	398.451

DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

	migliaia di euro				
	Debiti di altra natura	Ricavi e proventi	Costi e altri oneri	Proventi finanziari	Oneri finanziari
SOCI PARTI CORRELATE					
Comune Genova	-	10.269	1.219	-	-
Comune Parma	-	14.492	94	-	-
Comune Piacenza	-	9.012	1.261	-	-
Comune Reggio Emilia	-	14.219	338	-	-
Comune Torino	304	27.409	4.052	2.719	-
Finanziaria Sviluppo Utilities	-	14	-	-	-
Gruppo Intesa Sanpaolo	-	-	282	-	6.057
JOINT VENTURES					
AES Torino	233	781	23.320	6	8
OLT Offshore LNG	-	-	-	3.346	-
Società Acque Potabili	-	560	27	-	-
Acquedotto Savona	-	32	2	-	-
Acquedotto Monferrato	-	2	-	-	-
ENiA Solaris	-	1	-	40	-
Iren Rinnovabili S.p.A.	-	36	14	27	-
SOCIETA' COLLEGATE					
ABM Next	-	-	-	-	-
Aciam S.p.A.	-	97	-	6	-
Acos Energia S.p.A.	-	10.013	-	-	-
Acos S.p.A.	-	29	-	-	-
Acquaenna S.c.p.a.	-	44	-	-	-
Aguas de San Pedro S.A.	-	-	-	-	-
Aiga S.p.A.	-	18	-	6	-
Amat S.p.A.	-	81	-	-	-
AMIAT S.p.A.	-	40	2	-	-
AMIU Alessandria	-	-	-	-	-
Amter S.p.A.	-	750	-	-	-
ASA S.p.A.	24	190	74	-	-
ASTEA	-	11.580	-	-	-
Atena S.p.A.	-	107	-	-	-
Domus Acqua S.r.l.	-	-	-	-	-
Edipower S.p.A.	-	5.554	15.541	-	-
Fata Morgana	-	-	-	-	-
Gas Energia S.p.A.	-	-	-	-	-
GICA s.a.	-	-	-	-	-
Global Service Parma	-	2.259	1.434	-	-
Il Tempio S.r.l.	-	-	-	2	-
Iniziativa Ambientali S.r.l.	-	-	-	-	-
Mondo Acqua	-	223	-	-	-
Piana Ambiente S.p.A.	-	-	-	-	-
Plurigas S.p.A.	-	-	1.438	-	-
Rio Riazzone S.p.A.	-	-	-	-	-
S.M.A.G. srl	-	-	1.128	-	-
Salerno Energia Vendite	-	269	228	-	-
Sinergie Italiane S.r.l.	-	-	72.343	-	-
So. Sel. S.p.A.	-	4	1.886	-	-
TRM V.	-	388	-	-	-
Valle Dora Energia Srl	-	3	52	-	-
VEA Energia e Ambiente	-	43	-	-	-
ALTRE PARTI CORRELATE					
Agac Infrastrutture	-	5	3.450	-	-
Parma Infrastrutture	-	4.135	1.112	-	-
Piacenza Infrastrutture	-	-	571	-	-
TOTALE	561	112.659	129.868	6.152	6.065

ATTESTAZIONE DEL BILANCIO SEMESTRALE ABBREVIATO AI SENSI DELL'ART. 154-BIS DEL D.LGS. 58/1998

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 semestrale abbreviato, nel corso del primo semestre 2013.

2. Si attesta, inoltre, che:

2.1 il bilancio semestrale abbreviato:

a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;

b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;

c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.

2.2 la relazione intermedia sulla gestione comprende un'analisi attendibile dei riferimenti agli eventi importanti che si sono verificati nei primi sei mesi dell'esercizio e alla loro incidenza sul bilancio consolidato semestrale abbreviato, unitamente ad una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio. La relazione intermedia sulla gestione comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

28 agosto 2013

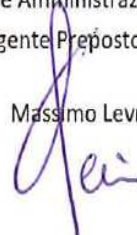
L'Amministratore Delegato

Nicola De Sanctis



Il Direttore Amministrazione e Finanza
e Dirigente Preposto L. 262/05

Massimo Levrino



**RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE SULLA REVISIONE CONTABILE
LIMITATA DEL BILANCIO SEMESTRALE ABBREVIATO CONSOLIDATO**

Agli Azionisti della
Iren SpA

- 1 Abbiamo effettuato la revisione contabile limitata del bilancio semestrale abbreviato consolidato costituito dai prospetti della situazione patrimoniale-finanziaria, del conto economico, delle altre componenti di conto economico complessivo, delle variazioni delle voci di patrimonio netto, del rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative della Iren SpA e controllate (il "Gruppo Iren") al 30 giugno 2013. La responsabilità della redazione del bilancio semestrale abbreviato consolidato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea, compete agli Amministratori della Iren SpA. E' nostra la responsabilità della redazione della presente relazione in base alla revisione contabile limitata svolta.
- 2 Il nostro esame è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n. 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata è consistita principalmente nella raccolta d'informazioni sulle poste del bilancio semestrale abbreviato consolidato e sull'omogeneità dei criteri di valutazione, tramite colloqui con la direzione della società, e nello svolgimento di analisi di bilancio sui dati contenuti nel predetto bilancio consolidato. La revisione contabile limitata ha escluso procedure di revisione quali sondaggi di conformità e verifiche o procedure di validità delle attività e delle passività ed ha comportato un'estensione di lavoro significativamente inferiore a quella di una revisione contabile completa svolta secondo gli statuiti principi di revisione. Di conseguenza, diversamente da quanto previsto per il bilancio consolidato di fine esercizio, non esprimiamo un giudizio professionale di revisione sul bilancio semestrale abbreviato consolidato.

Per quanto riguarda i dati relativi al bilancio consolidato dell'esercizio precedente ed al bilancio semestrale abbreviato consolidato dell'anno precedente presentati ai fini comparativi, si fa riferimento alle nostre relazioni emesse rispettivamente in data 29 aprile 2013 ed in data 29 agosto 2012.

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** Zola Predosa 40069 Via Tevere 18 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



- 3 Sulla base di quanto svolto, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio semestrale abbreviato consolidato del Gruppo Iren al 30 giugno 2013 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

Torino, 29 agosto 2013

PricewaterhouseCoopers SpA

A handwritten signature in blue ink, reading "Piero De Lorenzi", is written over the printed name. The signature is fluid and cursive, with a large initial "P" and "L".

Piero De Lorenzi
(Revisore legale)



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

