



# Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2013

Consiglio di Amministrazione  
del 14 maggio 2013

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

# Sommario

Gruppo IREN in cifre .....	4
Cariche sociali .....	6
Missione e valori del Gruppo Iren .....	7
Il Gruppo IREN: l'assetto societario .....	8
Organico del gruppo IREN .....	14
Informazioni sul titolo Iren nei primi tre mesi del 2013 .....	15
Dati operativi .....	17
Scenario di mercato .....	20
Quadro normativo .....	25
Fatti di rilievo del periodo.....	30
Criteri di redazione .....	31
Variatione area di consolidamento rispetto al 31 dicembre 2012 .....	31
Risk Management .....	32
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo IREN .....	37
Situazione economica .....	37
Analisi per settori di attività .....	40
Situazione patrimoniale .....	48
Situazione Finanziaria .....	49
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo ed evoluzione prevedibile della gestione .....	51
Prospetti contabili consolidati al 31 marzo 2013 .....	52
Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata.....	52
Conto economico consolidato .....	54
Altre componenti di conto economico complessivo.....	55
Prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto consolidato .....	56
Rendiconto finanziario consolidato .....	58
Dichiarazione del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis comma 2 del d. lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza) .....	59

## GRUPPO IREN IN CIFRE

	Primi 3 mesi 2013	Primi 3 mesi 2012	Variaz. %
<b>Dati Economici (milioni di euro)</b>			
Ricavi	1.121	1.317	(14,9)
Margine operativo lordo	244	190	27,9
Risultato operativo	173	125	38,9
Risultato prima delle imposte	148	105	41,4
Risultato netto di Gruppo e di Terzi	84	56	48,7
<b>Dati Patrimoniali (milioni di euro)</b>			
	<i>Al 31/03/2013</i>	<i>Al 31/12/2012</i>	
Capitale investito netto	4.551	4.506	0,9
Patrimonio netto	2.047	1.954	4,7
Posizione finanziaria netta	(2.504)	(2.555)	(2,0)
<b>Indicatori economico-finanziari</b>			
	<i>Primi 3 mesi 2013</i>	<i>Primi 3 mesi 2012</i>	
MOL/Ricavi	21,75%	14,46%	
	<i>Al 31/03/2013</i>	<i>Al 31/12/2012</i>	
Debt/Equity	1,22	1,31	
<b>Dati tecnici e commerciali</b>			
	<i>Primi 3 mesi 2013</i>	<i>Primi 3 mesi 2012</i>	
Energia elettrica venduta (GWh)	3.648	4.604	(20,8)
Energia termica prodotta (GWh <sub>t</sub> )	1.526	1.388	9,9
Volumetria teleriscaldata (mln m <sup>3</sup> )	77	73	5,5
Gas venduto (mln m <sup>3</sup> )	1.208	1.438	(16)
Acqua distribuita (mln m <sup>3</sup> )	44	44	0,2
Rifiuti trattati (ton)	226.817	219.769	3,2

IREN, multiutility quotata alla Borsa Italiana, è nata il 1° luglio 2010 dall'unione tra IRIDE ed ENÌA. 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 interrate 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 GWht di calore per teleriscaldamento.

## CARICHE SOCIALI

### Consiglio di Amministrazione

Presidente	Roberto Bazzano <sup>(1)</sup>
Vice Presidente	Lorenzo Bagnacani <sup>(2)</sup>
Amministratore Delegato	Roberto Garbati <sup>(3)</sup>
Direttore Generale	Andrea Viero <sup>(4)</sup>
Consiglieri	Franco Amato <sup>(5)</sup>
	Paolo Cantarella <sup>(6)</sup>
	Gianfranco Carbonato <sup>(7)</sup>
	Alberto Clò <sup>(8)</sup>
	Marco Elefanti <sup>(9)</sup>
	Ernesto Lavatelli <sup>(10)</sup>
	Ettore Rocchi
	Alcide Rosina <sup>(11)</sup>
	Carla Patrizia Ferrari <sup>(12)</sup>

### Collegio Sindacale

Presidente	Paolo Peveraro <sup>(13)</sup>
Sindaci effettivi	Aldo Milanese <sup>(13)</sup>
	Anna Maria Fellegara <sup>(13)</sup>
Sindaci supplenti	Alessandro Cotto <sup>(13)</sup>
	Emilio Gatto <sup>(13)</sup>

### Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili e societari

Massimo Levrino

### Società di Revisione

PricewaterhouseCoopers S.p.A. <sup>(14)</sup>

<sup>(1)</sup> <sup>(2)</sup> <sup>(3)</sup> <sup>(4)</sup> Componenti del Comitato Esecutivo

<sup>(5)</sup> Componente del Comitato per le Remunerazioni e Presidente del Comitato per Controllo e Rischi

<sup>(6)</sup> Presidente del Comitato per le Remunerazioni

<sup>(7)</sup> Componente dell'Organismo di Vigilanza

<sup>(8)</sup> <sup>(11)</sup> Componente del Comitato per Controllo e Rischi

<sup>(9)</sup> Presidente dell'Organismo di Vigilanza

<sup>(10)</sup> Componente del Comitato per le Remunerazioni e componente dell'Organismo di Vigilanza

<sup>(12)</sup> Cooptata in data 18/6/2012 a seguito delle dimissioni rassegnate dal consigliere Enrico Salza

<sup>(13)</sup> Nominati dall'assemblea dei soci in data 14 maggio 2012 per il triennio 2012-2014

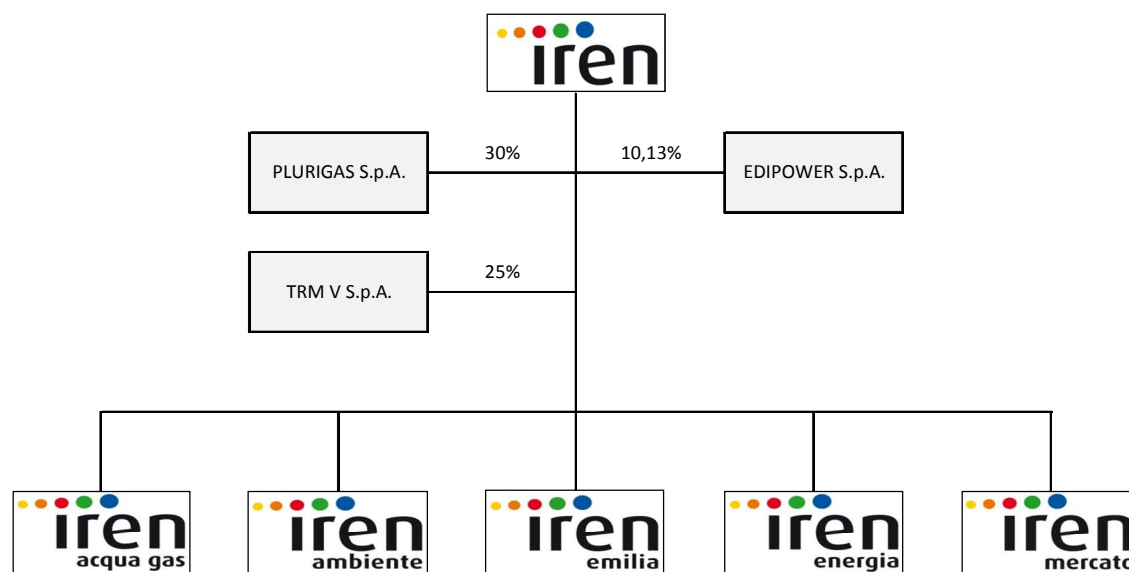
<sup>(14)</sup> Incarico conferito dall'assemblea dei soci in data 14 maggio 2012 per il novennio 2012-2020

## **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.

## IL GRUPPO IREN: L'ASSETTO SOCIETARIO



Edipower è partecipata anche da Iren Energia al 10,82%  
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 trimestre 2013 è stata pari a circa 1.526 GWh<sub>t</sub>, 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 trimestre 2013 l'energia elettrica complessiva distribuita è stata pari a 1.067 GWh, di cui 830 GWh nella Città di Torino e 237 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 31 marzo 2013. Nel 2012 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 degli 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 sono gestite 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 intermediarie per i clienti associati ad alcune categorie di settore e per grandi clienti legati ad alcune Associazioni Industriali.

Le principali fonti del Gruppo disponibili per le attività di Iren Mercato sono rappresentate dalle centrali termoelettriche e idroelettriche di Iren Energia S.p.A.; 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 che 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 trimestre 2013 sono stati pari a 1.208 Mmc di cui circa 673 Mmc commercializzati a clienti finali esterni al Gruppo, 47 Mmc impiegati nella produzione di energia elettrica tramite i contratti di tolling con Edipower, 488 Mmc impiegati all'interno del Gruppo IREN sia per la produzione di energia elettrica e termica che per la fornitura di servizi calore.

Al 31 marzo 2013 i clienti gas gestiti direttamente da Iren Mercato sono pari a circa 752.000 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 trimestre 2013, al netto delle perdite di distribuzione, sono risultati pari a 3.648 GWh.

I clienti di energia elettrica gestiti a fine marzo 2013 sono pari a circa 733.000 (di cui circa 362.000 sul mercato libero e 371.000 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 1.573 GWh, mentre i volumi impiegati sulla borsa al netto dell'energia compravenduta sono pari a 1.538 GWh. Nel primo trimestre 2013 le disponibilità interne al Gruppo Iren (Iren Energia), ammontano a 2.278 GWh. I volumi provenienti dal tolling di Edipower sono stati pari a 303 GWh. Il ricorso a fonti esterne è stato pari a 126 GWh per acquisti in borsa al netto dell'energia compravenduta (gli acquisti al lordo dell'energia compravenduta ammontano a 422 GWh) e a 542 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 trimestre 2013 sono pari a 370.573, mentre i volumi complessivamente venduti ammontano a 242 GWh.

#### **Vendita calore tramite rete di teleriscaldamento**

Iren Mercato gestisce la vendita del calore ai clienti teleriscaldati del Comune di Genova attraverso il CAE, di Torino, di Nichelino e nelle 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 3 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**

Il Gruppo, attraverso la società OLT Offshore LNG, è impegnato nel Progetto di realizzazione di un Terminale di Rigassificazione *off-shore* al largo delle coste di Livorno, mediante conversione della nave gasiera Golar Frost.

Si prevede che nel secondo trimestre 2013 il terminale lascerà il cantiere di Dubai e che raggiungerà Livorno dove seguirà l'installazione del terminale in sito. Successivamente avrà inizio l'attività di collaudo *off-shore*, il cui completamento è previsto nel terzo trimestre del 2013.

## **IREN ACQUA GAS**

#### **Servizi Idrici Integrati**

IREN Acqua Gas, direttamente e tramite le società operative controllate Mediterranea delle Acque e Idrotigullio e la partecipata Am.Ter, si occupa della gestione dei servizi idrici nelle

province di Genova, Parma, Reggio Emilia e Piacenza. In particolare ha assunto a partire dal luglio 2004 il ruolo di Gestore d'Ambito nell'ATO Genovese e dal 1° luglio 2010 si è aggiunta la gestione del ramo idrico relativamente agli ambiti di Reggio Emilia e Parma, conferito a Iren Acqua Gas nel processo di fusione Iride-Enìa.

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

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

Iren Acqua gas direttamente e tramite le sue controllate nel corso del primo trimestre 2013 ha venduto circa 44 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 trimestre 2013, per complessivi 204 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, sgombero della neve; compie la pulizia e 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 449 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 (Tecnoborgo, MonteQuerce, TRMV e TLRV a seguito scissione, efficace dal 9 gennaio 2013, e conferimento a Iren Ambiente Holding delle altre partecipate in precedenza detenute) svolge nelle province di Parma, Reggio Emilia e Piacenza le attività di trattamento, smaltimento, stoccaggio, recupero e riciclo dei rifiuti urbani e speciali, di recupero energetico (calore e energia elettrica) attraverso la termovalorizzazione e la gestione di impianti per la produzione di biogas. Iren Ambiente gestisce un importante portafoglio clienti a cui fornisce servizi per lo smaltimento di rifiuti speciali e svolge l'attività di trattamento, selezione, recupero e smaltimento finale dei rifiuti urbani raccolti da Iren Emilia S.p.A..

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

Iren Ambiente tratta circa 1.000.000 tonnellate annue di rifiuti con 12 impianti di trattamento, selezione e stoccaggio, 1un termovalorizzatore (Piacenza), 1 discarica (Poatica - Reggio Emilia), 2 impianti di compostaggio (Reggio Emilia). E' in fase di costruzione, con l'obiettivo di attivarlo entro il primo semestre 2013, il Polo Ambientale Integrato di Parma (PAI), che prevede la realizzazione di un impianto di selezione e termovalorizzazione da rifiuti. 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**

Il 21 dicembre 2012 è stato sottoscritto l'atto di scissione di Iren Ambiente SpA, efficace dal 9/1/2013, attribuendo a Iren Ambiente Holding S.p.A. il ramo delle partecipazioni detenute nelle società Bonifica Autocisterne, Iren Rinnovabili, Aciam, Iniziative Ambientali, Rio Riazzone, Consorzio Leap e Reggio Emilia Innovazione. Iren Ambiente Holding è pertanto attiva dal 2013, attraverso le società partecipate Iren Rinnovabili e la sua controllata Enia solaris, 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.

Particolare attenzione è stata riservata inoltre allo sviluppo di impianti a biomassa e biometano. In data 29 novembre 2012 è stata depositata una proposta di progetto per la realizzazione di un impianto a biomassa in provincia di Reggio Emilia.

Il 29 novembre 2012 è anche diventata operativa la joint venture IREN Rinnovabili con il gruppo CCPL a seguito della sottoscrizione di un primo aumento di capitale a seguito della sottoscrizione di un primo aumento di capitale in applicazione dell'accordo complessivo che prevede, mediante il conferimento di società operanti nel settore degli impianti fotovoltaici, il suo ingresso fino a una partecipazione massima del 30% in Iren Rinnovabili. Al 31 Marzo 2013 la partecipazione del gruppo CCPL si attesta al 9,815% a valle del conferimento del 49% del capitale sociale della società PFM s.p.a. titolare di un impianto fotovoltaico in leasing.

L'obiettivo dei due soci sarà finalizzato allo sviluppo e valorizzazione congiunta dei rispettivi assets fotovoltaici anche mediante l'ingresso di partners finanziari.

### **Gestione impianti di teleriscaldamento**

Iren Ambiente ha operato fino al 30 Settembre 2012 (data di cessione del relativo ramo a Iren Emilia S.p.A.) nel settore del teleriscaldamento, sulla base di specifici contratti con Iren Energia S.p.A.,

## ORGANICO DEL GRUPPO IREN

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

<b>Società</b>	<b>Organico al 31.03.2013</b>	<b>Organico al 31.12.2012</b>
Iren S.p.A.	262	263
Iren Acqua Gas e controllate	980	977
Iren Ambiente e controllate	199	198
Iren Emilia e controllate	1.670	1.672
Iren Energia e controllate	1.006	1.008
Iren Mercato e controllate	446	449
<b>Totale</b>	<b>4.563</b>	<b>4.567</b>

La riduzione, pari a 4 unità, avvenuta nel 2013 è correlata al proseguimento della politica in materia di gestione degli organici, con contenimento delle assunzioni.

Si evidenzia che dalla nascita del Gruppo Iren (01/07/2010) l'organico si è ridotto complessivamente di 311 unità (-162 per saldo assunzioni/cessazioni; -149 per operazioni di variazione di perimetro).

## INFORMAZIONI SUL TITOLO IREN NEI PRIMI TRE MESI DEL 2013

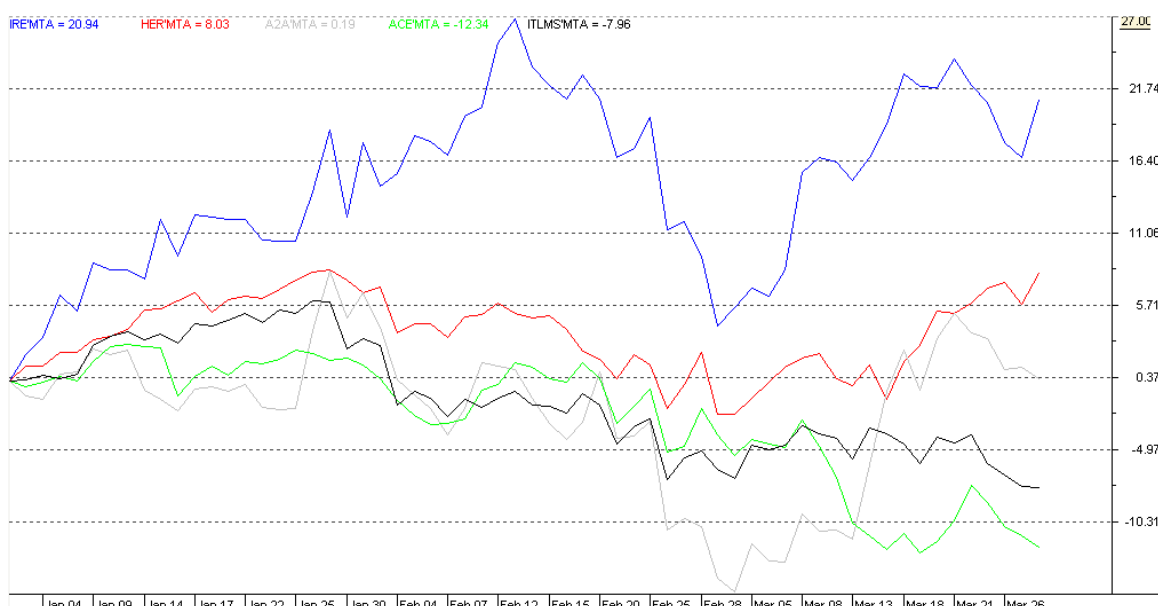
### Andamento del titolo IREN in Borsa

Nel corso del primo trimestre del 2013 il mercato borsistico italiano ha mantenuto un trend negativo anche per effetto dell'incertezza del quadro politico, nè tanto meno si sono intravisti segnali di ripresa dell'economia reale.

In questo contesto, è di particolare rilevanza la performance del titolo Iren che, nello stesso periodo ha realizzato una crescita di circa il 21% contro una flessione dell'indice di quasi l'8%.

Ad influenzare positivamente l'andamento del titolo sono stati diversi fattori:

- l'efficacia delle azioni straordinarie mirate alla riduzione del debito;
- la positiva valutazione dell'aggiornamento del piano industriale comunicato il 6 febbraio 2013;
- le attese di buoni risultati del FY 2012.

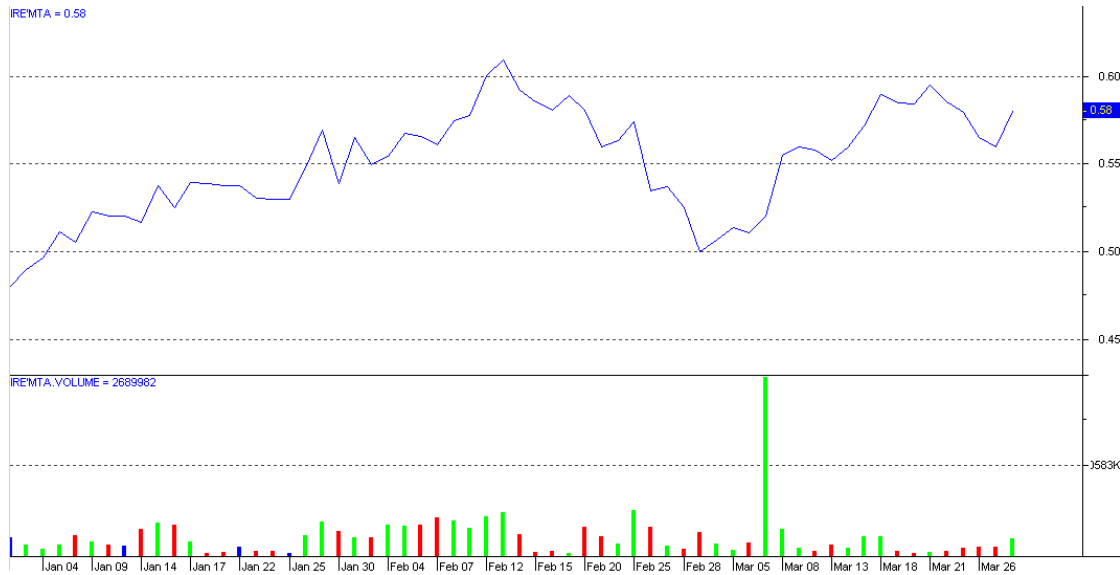


Il titolo Iren a fine marzo 2013 si è attestato a 0,58 euro per azione con volumi medi da inizio anno che si sono attestati intorno a 2,9 milioni di pezzi giornalieri.

Nello stesso periodo il prezzo medio è stato di 0,55 euro per azione avendo toccato il massimo di 0,61 euro per azione il 12 febbraio.

DATI DI BORSA, euro/azione nell'esercizio 2013	
Prezzo medio	0,55
Prezzo massimo	0,61
Prezzo minimo	0,48
N. azioni ('000)	1.276.226

## Andamento prezzo e volumi del titolo IREN



### Il coverage del titolo

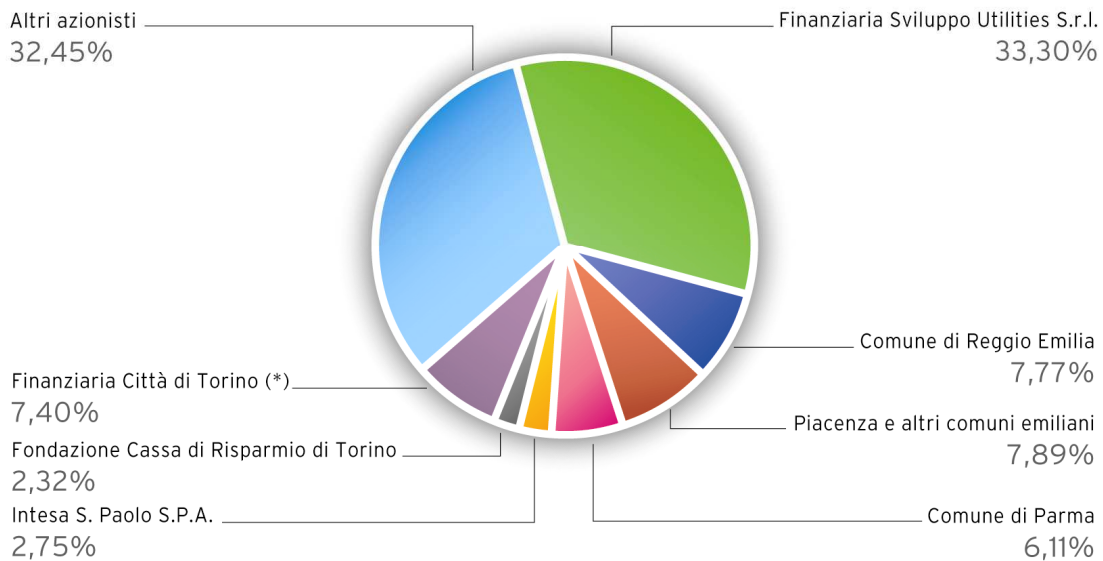
Nel corso dell'ultimo semestre si sono verificati numerosi cambi di strategia tra i broker focalizzati sul settore delle multiutility italiane: si sono verificate delle operazioni di fusione tra banche mentre altre hanno deciso di abbandonare la copertura del mercato italiano. Attualmente, il Gruppo IREN è attualmente seguito da quattro broker: KeplerCheuvreux, Equita, Intermonte, Banca Akros.

### Azionariato

Al 31 marzo 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

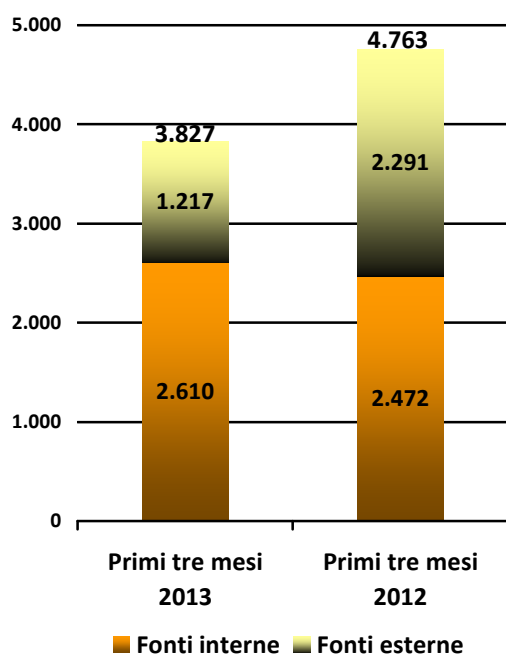


## DATI OPERATIVI

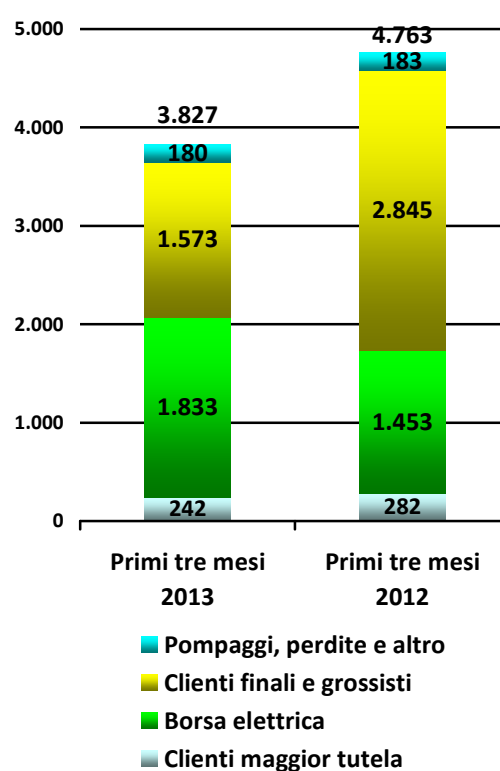
### Bilancio dell'energia elettrica

GWh	Primi 3 mesi 2013	Primi 3 mesi 2012	Variaz. %
<b>FONTI</b>			
Produzione lorda	2.610	2.472	5,6
<i>a) Termoelettrica</i>	2.122	2.043	3,9
<i>b) Idroelettrica</i>	156	172	(9,3)
<i>c) Produzione da WTE e Fonti Rinnovabili</i>	29	28	3,6
<i>d) Produzione da impianti Edipower</i>	303	229	32,3
<i>e) Produzione da impianti Tirreno Power</i>	-	-	-
Acquisto da Acquirente Unico	254	296	(14,2)
Acquisto energia in Borsa Elettrica	422	1.002	(58,7)
Acquisto energia da grossisti	542	994	(45,5)
<b>Totale Fonti</b>	<b>3.827</b>	<b>4.763</b>	<b>(19,7)</b>
<b>IMPIEGHI</b>			
Vendite a clienti di maggior tutela	242	282	(14,2)
Vendite in Borsa Elettrica	1.833	1.453	26,2
Vendite a clienti finali e grossisti	1.573	2.845	(44,7)
Pompaggi, perdite di distribuzione e altro	180	183	(1,6)
<b>Totale Impieghi</b>	<b>3.827</b>	<b>4.763</b>	<b>(19,7)</b>

#### Composizione Fonti



#### Composizione Impieghi



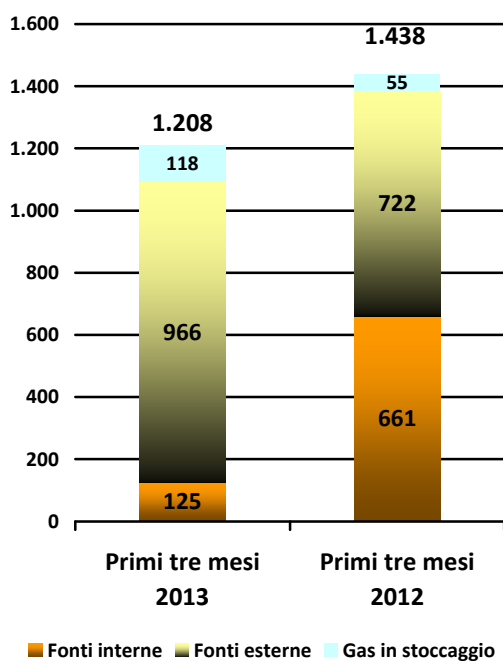
## Bilancio del gas

Milioni di metri cubi	Primi 3 mesi 2013	Primi 3 mesi 2012	Variaz. %
<b>FONTI</b>			
Fonti interne	125	661	(81,1)
Fonti esterne	966	722	34,9
Gas in stoccaggio	118	55	(*)
<b>Totale Fonti</b>	<b>1.208</b>	<b>1.438</b>	<b>(15,4)</b>
<b>IMPIEGHI</b>			
Gas commercializzato dal Gruppo	673	913	(25,1)
Gas destinato ad usi interni (1)	535	525	1,5
<b>Totale Impieghi</b>	<b>1.208</b>	<b>1.438</b>	<b>(15,4)</b>

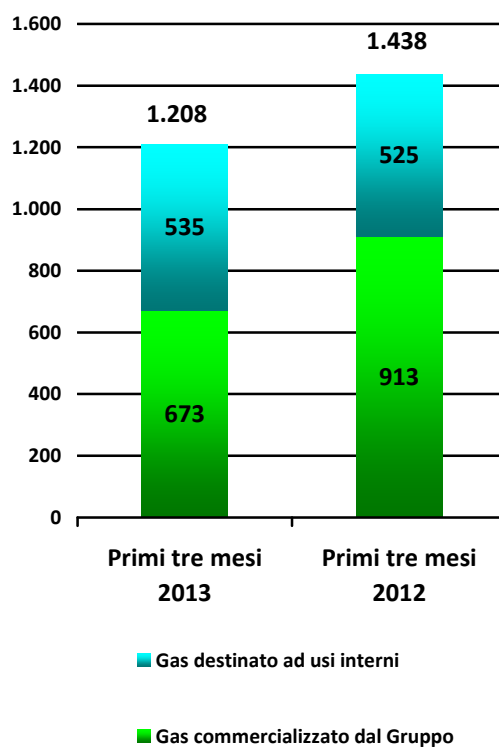
(\*) Variazione superiore al 100%

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

### Composizione Fonti



### Composizione Impieghi



## Servizi a rete

	Primi 3 mesi 2013	Primi 3 mesi 2012	Variaz. %
<b>DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA</b>			
Energia elettrica distribuita (GWh)	1.067	1.100	(3,0)
N. contatori elettronici	689.783	680.542	1,4
<b>DISTRIBUZIONE GAS</b>			
<i>Gas distribuito da Aes Torino (mln mc) (*)</i>	286	273	4,8
<i>Gas distribuito da Iren Acqua Gas (mln mc)</i>	204	197	3,6
<i>Gas distribuito da Iren Emilia (mln mc)</i>	468	446	4,9
Totale Gas distribuito	958	916	4,6
<b>TELERISCALDAMENTO</b>			
Volumetria teleriscaldata (mln mc)	77	73	5,5
Rete Teleriscaldamento (Km)	825	779	5,9
<b>SERVIZIO IDRICO INTEGRATO</b>			
Volumi Acqua (mln mc)	44	44	0,2

(\*) Aes Torino al 51%

## SCENARIO DI MERCATO

### Scenario energetico nazionale

Nel periodo Gennaio - Marzo 2013 la produzione netta di energia elettrica in Italia è stata pari a 68.850 GWh in riduzione (-5,3%) rispetto allo stesso periodo del 2012. La richiesta di energia elettrica, pari a 80.421 GWh (-4,0%) è stata soddisfatta per l'86,2% dalla produzione nazionale (-1,4%) e per il restante 13,8% dal saldo con l'estero. A livello nazionale, la produzione termoelettrica tradizionale è stata pari a 49.444 GWh, con una riduzione del 13,9% rispetto al 2012 ed ha rappresentato il 71,8% dell'offerta produttiva; la produzione di fonte idroelettrica è stata pari a 9.714 GWh (+41,5% rispetto al 2012) rappresentandone il 14,1% mentre la produzione da fonte geotermica, eolica e fotovoltaica è stata pari a 9.692 GWh (+52,3%) coprendo il 14,1% dell'offerta.

### Domanda e offerta di energia elettrica cumulata

	(GWh e variazioni tendenziali)		
	fino al 31 marzo 2013	fino al 31 marzo 2012	Var. %
<b>Domanda</b>	<b>80.421</b>	<b>83.731</b>	<b>(4,0)</b>
- Nord	37.415	38.998	(4,1)
- Centro	23.791	24.169	(1,6)
- Sud	11.739	12.204	(3,8)
- Isole	7.476	8.360	(10,6)
<b>Produzione netta</b>	<b>68.850</b>	<b>72.724</b>	<b>(5,3)</b>
- Idroelettrico	9.714	6.863	41,5
- Termoelettrico	49.444	57.406	(13,9)
- Geotermoelettrico	1.273	1.305	(2,5)
- Eolico e fotovoltaico	8.419	7.150	17,7
<b>Saldo estero</b>	<b>12.082</b>	<b>11.688</b>	<b>3,4</b>

Fonte: elaborazione RIE su dati TERNA

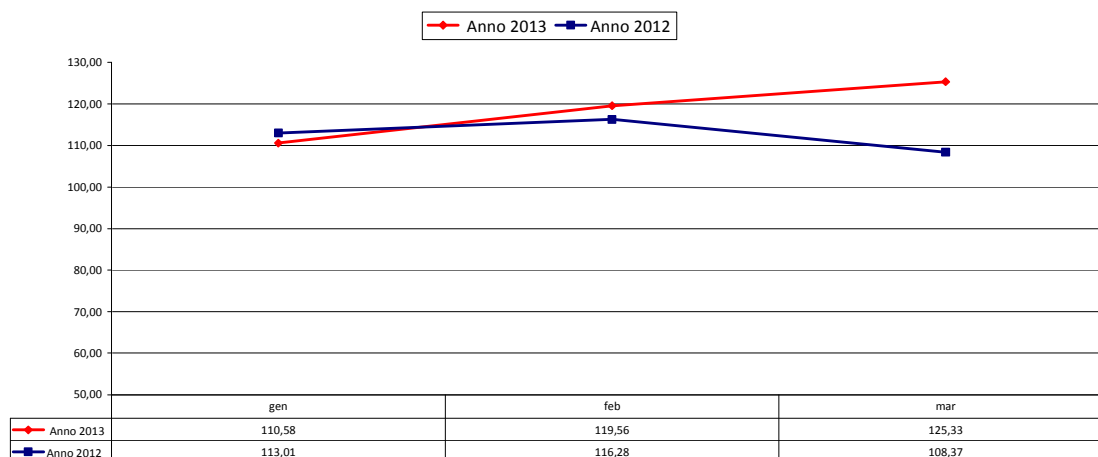
I primi tre mesi del 2013 hanno visto complessivamente una riduzione della domanda elettrica rispetto al pari periodo dell'anno precedente (-4,0%) corrispondente a circa -3,3 TWh. I decrementi percentuali si verificano in tutte le zone del Paese, i maggiori si registrano nelle isole (-10,6%), a seguire nelle zona Nord (-4,1%).

Nei primi 3 mesi del 2013 il prezzo medio del greggio è stato pari a 112,6 \$/bbl, in riduzione rispetto allo stesso periodo del 2012 (-5,1%). Il cambio \$/€ medio è stato 1,320 in sostanziale tenuta rispetto alla media dello stesso periodo del 2012. Per effetto delle precedenti dinamiche, la quotazione media del greggio in euro è stata 85,2 €/bbl nel 2013 in aumento rispetto al valore medio del 2012 (-5,8%).

Nel primo trimestre 2013, le quotazioni in dollari del Brent Dated hanno visto una dinamica rialzista rispetto al quarto trimestre, superando la soglia dei 116 \$/bbl a febbraio rispetto al minimo di 95 \$/bbl visto nel giugno 2012 (+22,1 \$/bbl), non raggiungendo però il picco giornaliero di marzo (prossimo a 126).

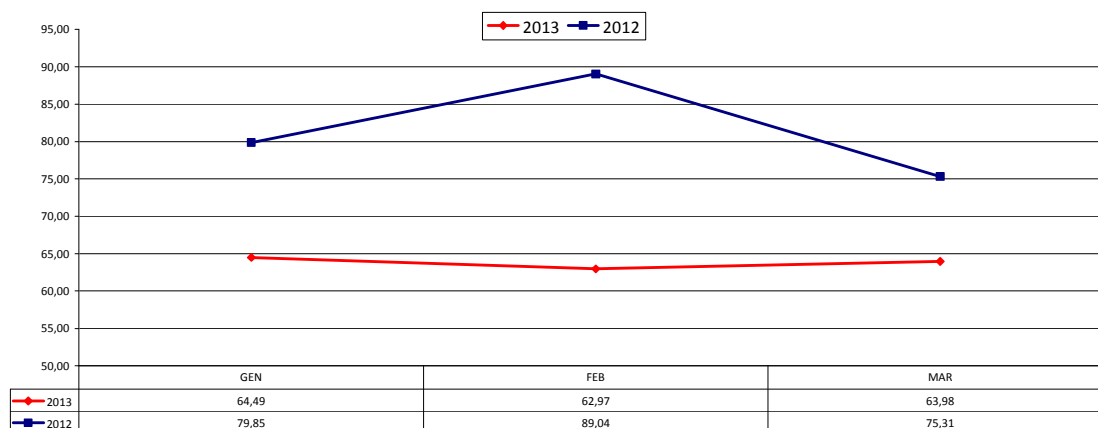
A spingere i prezzi al rialzo un allentamento delle preoccupazioni sul fronte dell'economia mondiale (tra cui riduzione del fiscal cliff in USA, miglioramenti dell'economia in Cina, la riduzione dell'offerta saudita).

### Andamento del Brent (€/bbl)



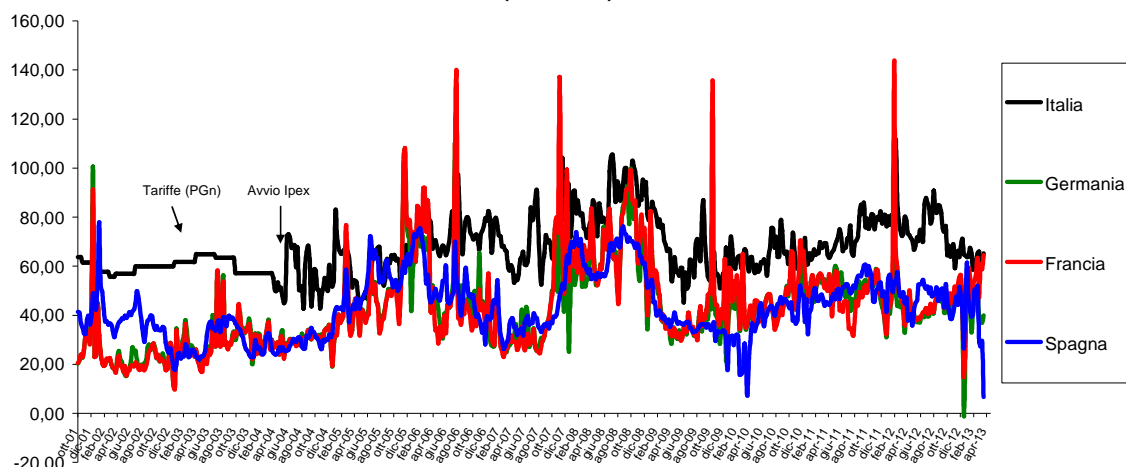
Il 2013, sulla borsa elettrica, si apre con un prezzo medio nel primo trimestre in netta riduzione rispetto al 2012 e, se pur in maniera decisamente più contenuta, in termini congiunturali. La discesa del PUN in punti percentuali risulta del -21,6. In valore assoluto la riduzione è pari a -17,6 €/MWh. La richiesta del trimestre cala del -4,0% (-3,3 TWh) ritornando così al livello del primo trimestre del 2009, annus horribilis di questo inizio secolo per il settore elettrico nazionale. La riduzione dei prezzi si conferma anche rispetto al trimestre precedente risultando del -3,4% nonostante un contenuto aumento della domanda (+0,9%).

### Prezzo medio di acquisto in Borsa (MGP) - PUN (€/MWh)



Per quanto riguarda i prezzi zionali si rileva come la zona a più basso prezzo si confermi nei primi tre mesi, al pari del 2012, il Sud con 56,11 €/MWh (-7,7 €/MWh rispetto al PUN) e quella a prezzo più elevato la Sicilia con 87,4 €/MWh (+36,9% rispetto al PUN). In entrambi i casi gli scostamenti rispetto al prezzo medio sono in aumento. Per quanto riguarda la zona Sicilia risultavano infatti del +17,3% nei primi tre mesi del 2012, relativamente alla zona Sud risultavano pari a -6,8%).

Prezzi Settimanali sulle Borse dell'Elettricità  
(Euro/MWh)



La liquidità del mercato borsistico nei primi tre mesi del 2013 risulta in aumento rispetto a quella dell'anno precedente (75,7% vs 51,9%) attestandosi a 56,6 TWh. Trend consolidato anche per la Piattaforma dei Conti Energia che vede un peso del 24,3% (pari a circa 18,2 TWh) rispetto al 46,9% del 2012.

Nella tabella seguente l'indicazione ed il confronto tra i prezzi futures medi mensili nei tre mesi da Gennaio a Marzo si registrano variazioni in netta riduzione per le quotazioni dei trimestrali da giugno 2013 a marzo 2014. Il future annuale (Dicembre 2014) che quotava 67,0 €/MWh a Gennaio ad inizio anno si è portato a 64,2 €/MWh in Marzo (-2,8 €/MWh).

Gennaio 2013 futures		Febbraio 2013 futures		Marzo 2013 futures	
<b>mensili</b>	<b>€/MWh</b>	<b>mensili</b>	<b>€/MWh</b>	<b>mensili</b>	<b>€/MWh</b>
feb-13	67,3	mar-13	60,1	apr-13	61,4
mar-13	65,0	apr-13	60,3	mag-13	60,9
apr-13	63,9	mag-13	60,4	giu-13	63,8
<b>trimestrali</b>	<b>€/MWh</b>	<b>trimestrali</b>	<b>€/MWh</b>	<b>trimestrali</b>	<b>€/MWh</b>
giu-13	64,9	giu-13	61,5	giu-13	61,7
set-13	70,5	set-13	67,7	set-13	67,3
dic-13	68,7	dic-13	66,7	dic-13	65,7
mar-14	68,0	mar-14	66,3	mar-14	65,0
<b>annuali</b>	<b>€/MWh</b>	<b>annuali</b>	<b>€/MWh</b>	<b>annuali</b>	<b>€/MWh</b>
dic-14	67,0	dic-14	65,5	dic-14	64,2

Fonte: elaborazioni RIE su dati IDEX

### Il Mercato del Gas Naturale

Nonostante un marzo particolarmente freddo in cui le reti di distribuzione hanno registrato maggiori prelievi per 1,5 md mc (+49,4%) rispetto allo stesso mese del 2012, il consumo di gas nel primo trimestre 2013 risulta inferiore del 5% (-1,4 md mc) in confronto allo stesso periodo dell'anno scorso e del 7,3% vs il 2011 (-2,1 md mc). Domanda di elettricità debole e concorrenza delle rinnovabili incidono sui prelievi delle centrali termoelettriche che registrano -17,8% vs il 2012 e -25,5% in confronto al 2011, per una perdita di volumi di 1,9 md mc. I consumi dei siti industriali allacciati alla rete di trasporto rilevano -4,9% rispetto al 2012, -4,3% in confronto al

2011 e -16,4% vs il 2008, quando la crisi economica non aveva ancora impattato sui consumi gas.

Lato offerta si osserva una diminuzione delle importazioni (-17,8%) ed una riduzione delle immissioni in rete da produzione nazionale (-14,2%), mentre il saldo delle immissioni dai siti di stoccaggio rileva circa 2,5 md mc in più vs il 2012 (+51,6%). Le importazioni sono state effettuate per il 90% tramite gasdotti e per il 10% attraverso i due terminali GNL di Panigaglia e Rovigo.

*Impieghi/fonti di gas naturale nel periodo gennaio- marzo 2013 e confronto con gli anni precedenti*

gennaio - marzo	2013	2012	2011	2010	2009	Var. % '13/'12	Var. % '13/'11	Var. % '13/'10	Var. % '13/'09
<b>GAS PRELEVATO (Mld mc)</b>									
Impianti di distribuzione	16,1	15,9	15,8	16,6	15,7	1,2	1,6	(3,0)	2,2
Usi industriali	3,5	3,7	3,7	3,6	3,1	(4,9)	(4,3)	(0,2)	12,9
Usi termoelettrici	5,7	6,9	7,6	7,7	6,9	(17,8)	(25,5)	(26,1)	(17,8)
Rete Terzi e consumi di sistema (*)	0,7	0,9	0,9	1	0,9	(17,5)	(19,4)	(30,6)	(23,0)
<b>Totale prelevato</b>	<b>26</b>	<b>27,4</b>	<b>28,1</b>	<b>28,8</b>	<b>26,7</b>	<b>(5,0)</b>	<b>(7,3)</b>	<b>(9,8)</b>	<b>(2,6)</b>
<b>GAS IMMESSO (Mld mc)</b>									
Produzione nazionale	1,7	2	1,9	2	2,1	(14,2)	(8,7)	(14,2)	(16,1)
Importazioni	16,8	20,4	21,6	21,9	18,2	(17,8)	(22,5)	(23,5)	(7,8)
Stoccaggi	7,5	5	4,51	4,9	6,4	51,6	66,3	53,9	16,4
<b>Totale immesso</b>	<b>26</b>	<b>27,4</b>	<b>28,1</b>	<b>28,8</b>	<b>26,7</b>	<b>(5,0)</b>	<b>(7,3)</b>	<b>(9,8)</b>	<b>(2,6)</b>

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

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

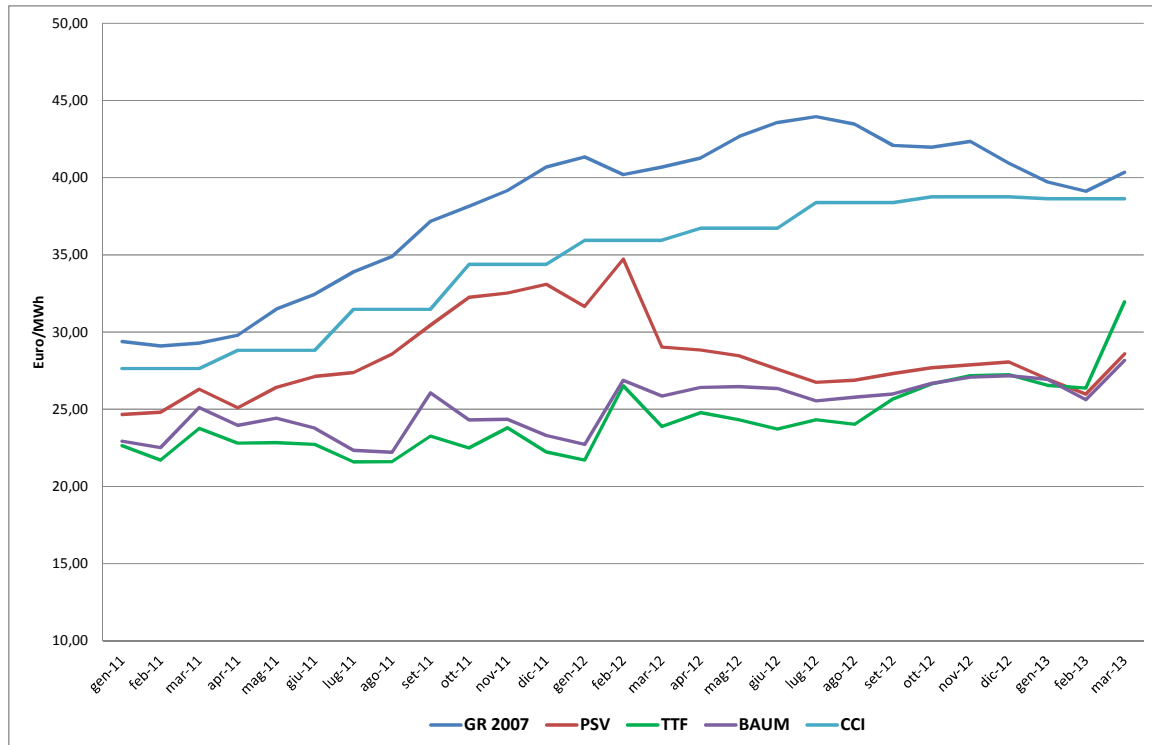
In un contesto di persistente domanda debole nei settori termoelettrico ed industriale, i prezzi a breve sui mercati europei del gas, dopo aver registrato un lieve calo nei primi due mesi dell'anno rispetto a fine 2012, hanno avuto in marzo un'impennata a causa di temperature ben al di sotto delle medie stagionali. In particolare l'ondata di freddo che ha colpito il Centro e Nord Europa ha avuto i caratteri dell'eccezionalità. Ciò ha determinato un aumento dei consumi per usi civili che combinato con problemi congiunturali sul lato offerta ha innescato al National Balancing Point (NBP) inglese e di riflesso anche presso gli altri hubs nord-europei un aumento percentuale a due cifre delle quotazioni: +25% circa al NBP, +17% all'olandese TTF. Aumenti meno marcati all'hub austriaco (+8,4%) e al PSV italiano (+10%). Nonostante i rialzi di marzo, nel primo trimestre i prezzi spot si sono mantenuti ancora mediamente al di sotto dei prezzi dei contratti di importazione a lungo termine - prevalentemente indicizzati al costo dei prodotti petroliferi - in misura stimabile indicativamente in -10% (circa 3 €/MWh in meno).

Il PSV, dopo il sostanziale allineamento con gli altri hub del Centro Nord Europa raggiunto tra fine 2012 e inizio 2013, ha espresso in marzo aumenti meno rilevanti rispetto a quelli registrati sui mercati nord europei (temperature meno rigide in Italia in un contesto di oversupply) così che a fine trimestre le quotazioni dell'hub italiano sono risultate addirittura inferiori del 10,6% alla media dei prezzi Over the Counter del TTF. Nel trimestre i prezzi al PSV hanno fatto rilevare un valore medio di 27,2 €/MWh inferiore del 3,9% (-1,1 €/MWh) rispetto al TTF e leggermente superiore ai valori dell'hub austriaco di Baumgarten in misura dell'1%(+0,3 €/MWh).

Il mercato del bilanciamento italiano (PB-Gas) ha registrato un prezzo medio di 26,7 €/MWh, non distante da quello del PSV, per quantità contrattate di circa 1,1 md mc. La M-Gas (Borsa Gas) resta un mercato ancora poco utilizzato con scambi residuali.

Riguardo i valori italiani del gas legati prevalentemente o interamente ai prodotti petroliferi, la CCI definita da AEEG per il servizio di tutela è stata nel trimestre pari a 38,64 €/MWh in lieve diminuzione rispetto a fine 2012 (-0,3%) e la "Gas Release 2007" ha espresso un valore medio di 39,7 €/MWh vs 41,8 €/MWh dell'ultimo trimestre 2012 (-5,0%).

### Dinamica dei prezzi del gas



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



## QUADRO NORMATIVO

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

### **Energia Elettrica**

#### **Delibera 28 dicembre 2012 - 576/2012/R/ EEL "Aggiornamento, per l'anno 2013, dei corrispettivi di dispacciamento e modifiche al TIT e al TIS" pubblicata il 28 dicembre 2012**

L'AEEG in attesa della chiusura del procedimento dalla stessa avviato con deliberazione 520/2012/R/EEL - recante *Avvio di un procedimento per l'acquisizione di informazioni funzionali alla determinazione della componente a copertura degli oneri non recuperabili della salvaguardia, differenziata per tipologia di cliente finale non disalimentabile* – ha ridefinito il corrispettivo unitario di reintegrazione oneri di salvaguardia di cui all'articolo 25 bis del TIS (deliberazione 107/09 e ss.mm.ii.) prevedendo che lo stesso sia differenziato per i clienti aventi diritto al servizio di salvaguardia e per i clienti serviti in salvaguardia. Segnatamente ha previsto il mantenimento dell'attuale livello per i clienti aventi diritto al servizio di salvaguardia e l'adeguamento del livello per i clienti serviti in salvaguardia.

#### **Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 28 dicembre 2012 "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"**

Il D.M. introduce inoltre, ulteriori novità, tra le quali: il passaggio dall'AEEG al GSE dell'attività di gestione del meccanismo di certificazione dei progetti di risparmio energetico; l'approvazione di 18 nuove schede tecniche predisposte dall'ENEA (in allegato allo stesso D.M.); una disciplina a se stante per la gestione dei grandi progetti, ovvero per quegli interventi che prevedono risparmi di energia primaria superiori a 35.000 tep ed esprimono una vita tecnica superiore ai 20 anni; nuovi criteri per la determinazione del contributo tariffario per i costi sostenuti dai distributori obbligati.

Da ultimo il D.M. individua alcune modalità volte a migliorare in linea generale il meccanismo dei TEE andando a ridurre i tempi e gli adempimenti necessari per l'ottenimento dei certificati bianchi ed introducendo diverse misure atte a potenziare l'efficacia complessiva del meccanismo.

In tal senso, si segnala la conferma della previsione secondo la quale, in caso di disponibilità eccedente di TEE sul mercato, a valle della verifica annuale, per una percentuale superiore al 5% rispetto agli obblighi dell'anno precedente, automaticamente è previsto l'incremento dell'obiettivo dell'anno successivo per un valore pari alla suddetta "quantità eccedente" (Art. 4, comma 9). Il D.M. chiarisce inoltre che "i risparmi di energia realizzati attraverso interventi per rendere più efficienti le reti elettriche e del gas naturale concorrono al raggiungimento degli obblighi in capo alle imprese di distribuzione", sebbene tali interventi non diano diritto al rilascio di TEE (Art. 4, comma 10).

Sempre allo scopo di dare stabilità al meccanismo ed ai relativi investimenti nel settore, il D.M. dispone, tra l'altro, che qualora non vengano definiti obiettivi quantitativi nazionali per gli anni successivi al 2016, il GSE è comunque chiamato a ritirare i TEE generati dai progetti precedentemente realizzati, e/o da quelli in corso, andando ad assegnare ai soggetti titolari dei titoli un contributo di ritiro pari alla media delle transazioni registrate sul mercato dei TEE nel quadriennio 2013-2016 decurtata del 5%.

Degno di nota è anche il disposto secondo cui nei prossimi due anni la franchigia prevista per evitare sanzioni da parte dei distributori obbligati passa dal 60% al 50% della quota d'obbligo del

singolo distributore e in tale ambito viene garantito un biennio di tempo per compensare gli eventuali deficit accumulati in fase di verifica.

Si evidenzia in conclusione il venir meno - a partire dall'entrata in vigore del DM in oggetto - della cumulabilità degli incentivi costituiti dai TEE con ulteriori incentivi statali, eccezion fatta per i contributi in conto interesse, i fondi di garanzia e la tassazione incidente sul reddito di impresa per l'acquisto di macchinari e attrezzature (Art. 10).

**Delibera 24 gennaio 2013 17/2013/R/EFR “Determinazione del valore medio del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno 2012, ai fini della quantificazione del prezzo di collocamento sul mercato dei certificati verdi, per l'anno 2013” pubblicata il 28 gennaio 2013**

L'AEEG ha quantificato e pubblicato per il 2013, ai fini della definizione del prezzo di collocamento sul mercato dei certificati verdi emessi dal GSE, il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica definito in attuazione dell'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03.

Con riferimento al quadro regolatorio vigente in materia, si segnala che, l'art. 2, comma 148, della legge n. 244/07 (Legge Finanziaria 2008), ha previsto che, a partire dal 2008, i certificati verdi emessi dal GSE - ai sensi dell'articolo 11, comma 3, del decreto legislativo n. 79/99 - siano collocati, da parte dello stesso sul mercato dei CV, ad un prezzo fisso pari alla differenza tra:

- il valore convenzionale di 180 €/MWh;
- il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nell'anno precedente, come definito e pubblicato dal Regolatore entro il 31 gennaio di ogni anno in attuazione dell'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03.

Riguardo al secondo dei valori indicati, con deliberazione ARG/elt 24/08 del 26 febbraio 2008, l'Autorità ha definito i criteri e le modalità per la determinazione del valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03, prevedendo che ai fini del calcolo del prezzo di collocamento sul mercato, tale valore risulti pari alla media aritmetica, su base nazionale, dei prezzi zonalari orari, di cui all'articolo 6 dell'Allegato A alla deliberazione n. 280/07 recante “Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04”.

Per l'anno 2012, ai fini del calcolo della media aritmetica dei prezzi zonalari orari, l'AEEG inoltre ha indicato che - in esito all'aggiornamento da parte di TERNA dell'Allegato A24 del Codice di rete - sono stati utilizzati i soli prezzi zonalari orari relativi alle zone geografiche e alle zone virtuali nazionali in cui è suddivisa la rete rilevante (al netto quindi dei zone virtuali estere).

In considerazione di quanto sopra rappresentato, con il provvedimento citato, l'AEEG ha deliberato che, ai fini della definizione del prezzo di collocamento sul mercato dei certificati verdi GSE per il 2013, il valore medio annuo del prezzo di cessione 2012 dell'energia elettrica - calcolato in base ai criteri stabili dalla citata delibera ARG/elt 24/08 e, come indicato, da sottrarre al valore convenzionale di 180 €/MWh - sia pari a 77,00 €/MWh; conseguentemente il prezzo dei certificati verdi emessi e collocati sul relativo mercato da parte del GSE, risulterà, nell'anno in corso, pari a 103,00 €/MWh.

**Delibera 14 febbraio 2013 53/2013/R/efr**

**Prime misure urgenti di aggiornamento dei regolamenti del mercato e delle transazioni bilaterali dei titoli di efficienza energetica (certificati bianchi) in coerenza con il disposto del decreto ministeriale 28 dicembre 2012. Istituzione di un sistema di monitoraggio dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sul mercato dei titoli pubblicata il 15 febbraio 2013**

L'AEEG ha approvato le versioni aggiornate delle “Regole di funzionamento del mercato dei titoli di efficienza energetica” (nel seguito: Regole) e del “Regolamento per la registrazione delle transazioni bilaterali di TEE” (nel seguito: Regolamento), adeguati dal GME in adempimento delle previsioni introdotte nell'ambito della regolazione di riferimento del meccanismo dei titoli di efficienza energetica (certificati bianchi) e, segnatamente, in attuazione delle disposizioni

introdotte dal decreto ministeriale 5 settembre 2011 e dal recente decreto ministeriale 28 dicembre 2012.

**Delibera 07 febbraio 2013 46/2013/R/eel “Verifica di conformità di proposte di modifica del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete” pubblicata il 12 febbraio 2013**

Con la Delibera in oggetto l’AEEG ha approvato la proposta di modifica del Codice di Rete predisposta da TERNA nell’ambito della procedura ordinaria di aggiornamento del Codice di Rete prevista ai sensi del Paragrafo 14.2.4 del medesimo Codice.

Segnatamente, le proposte di modifica al Codice di Rete presentate da TERNA all’AEEG prevedono l’introduzione di alcune innovazioni che, in sintesi, possono essere raggruppate in quattro macro aree di riferimento:

- innovazioni sull’articolazione delle offerte presentate dagli operatori nell’ambito dei servizi dai medesimi offerti sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD);
- innovazioni sulla metodologia di calcolo dei corrispettivi di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento;
- innovazioni sulla metodologia di calcolo dei fabbisogni dei servizi di riserva;
- innovazioni sulle tempistiche di programmazione delle indisponibilità di rete e degli impianti.

L’Autorità nel verificare positivamente gli elementi di modifica al Codice di rete proposti da TERNA ha stabilito che il Gestore di Rete garantisca l’effettiva attuazione delle modifiche proposte entro e non oltre il 31 dicembre 2013.

**Gas**

**Il Decreto ministeriale 6 marzo 2013 (“Approvazione della Disciplina del gas naturale ai sensi dell’art. 30, comma 1, della legge n. 99/09”)** ha approvato il disciplinare del mercato a termine del gas naturale che sarà gestito dal GME - come previsto dalla legge n. 99/09 (art 30.1 e 30.2) e dall’art. 32.2 del Decreto Legislativo n. 93/11 - all’interno del mercato gas che già gestisce (M-Gas). Tutte le transazioni vengono trattate al PSV. Sul mercato a termine sarà possibile scambiare prodotti standard con periodi di consegna annuali, semestrali, trimestrali, mensili e prodotti “balance of month”. Il mercato a termine è il completamento del quadro di riforme del mercato all’ingrosso iniziato con la creazione del mercato a pronti fino al mercato del mercato del bilanciamento (PB-Gas). La data di avvio del mercato a termine sarà determinata con successivo decreto MSE.

Secondo le recenti proposte di riforma dell’AEEG riguardo le condizioni economiche del servizio di tutela, i valori che si produrranno sul mercato a termine, una volta verificatane la significatività e rappresentatività, costituiranno il riferimento per il calcolo della componente materia prima.

**Con delibera 124/2013/R/Gas del 28 marzo 2013 (“Riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela. Modalità di determinazione della CCI per il semestre 1° aprile-30 settembre 2013”)**, AEEG, relativamente alla prima fase della programmata riforma della materia prima gas, ha confermato quanto anticipato nel documento di consultazione n. 58/2013/R/Gas (“Riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela-Orientamenti finali”) del 14 febbraio: nel periodo di transizione della riforma, corrispondente al semestre aprile-settembre 2013, viene mantenuta invariata l’attuale modalità di determinazione della QE e della CCI, ma nella formula della QE subisce una modifica il peso dei prezzi forward del mercato a breve (riferimento all’hub olandese TTF) che sale dal 5% al 20% (indice  $P_{MKT}$ ); corrispondentemente scende dal 95% all’80% il riferimento ai prezzi dei contratti di lungo periodo (indice  $P_{TOP}$ ). Per il secondo trimestre 2013 la nuova formula ha determinato un calo della QE del 7,2% (sarebbe stato del 3,4% con i precedenti pesi).

Una delibera con le modalità per la seconda e più profonda fase della riforma, dal 1° ottobre 2013, sarà emanata entro il 30 aprile (art.2 delibera 124/2013/R/Gas). In base a quanto proposto nel citato documento di consultazione di febbraio, obiettivo AEEG è di costruire il valore della nuova materia prima sui prezzi che si formeranno in esito alle negoziazioni del mercato a termine italiano, con previsto avvio dal prossimo autunno. Nel caso, molto probabile, in cui tale riferimento non fosse ancora presente (o non fosse ancora significativo) il benchmark temporaneo sarà ancora costituito dai forward all'hub olandese TTF. Verrebbe quindi abbandonato il riferimento diretto, fino ad oggi storicamente utilizzato, ai prezzi dei contratti di importazione a lungo termine indicizzati ai prodotti petroliferi (attualmente, come detto, hanno un peso dell'80%).

Secondo AEEG, le nuove modalità di calcolo comporteranno anche modifiche o soppressioni di altre quote del prezzo finale e l'introduzione di nuove componenti dirette a valorizzare i cambiamenti nelle condizioni di approvvigionamento riconosciute ai venditori nonché a gestire la fase di transizione verso il nuovo sistema.

Per puntualizzare i risultati complessivi della riforma occorrerà attendere le deliberazioni finali, ma se attuata secondo quanto proposto, le nuove regole comporterebbero una riduzione dei margini dei venditori finali per il segmento di tutela solo in piccola parte compensate dalla prevista revisione della c.d. "Quota di Vendita al dettaglio"(QVD)

A questo proposito il **documento di consultazione 106/2013/R/Gas del 15 marzo ("Revisione della componente QVD a copertura dei costi di commercializzazione al dettaglio")** prevede che la QVD venga rivista al rialzo per adeguarla ai nuovi costi di gestione dei venditori finali. In particolare gli orientamenti AEEG prevedono: mantenimento di un valore indifferenziato a livello nazionale e di valori indifferenziati per venditore; conferma dell'articolazione della componente in quota fissa (€/cliente/anno) e quota variabile (c€/mc); adeguamento del valore della quota fissa in funzione delle tipologie di clienti (54-56 €/cliente/anno per i clienti domestici e 80,25-82,75 €/cliente/anno per gli altri clienti del servizio di tutela) con un incremento rispettivamente del 34-39% e del 45-49% rispetto all'attuale valore; conferma dell'attuale livello della quota variabile (0,48 c€/mc).

In tema di **stoccaggi, un primo decreto ministeriale del 15 febbraio u.s ("Determinazione delle capacità di stoccaggio di modulazione e delle modalità di ripartizione e allocazione delle capacità di stoccaggio")** - sulla base di quanto previsto dall'art.14 del DL n.1/12 come modificato dall'art. 38 del DL 83/12 (convertito in legge n. 134/12) - ha dato prima attuazione alla riforma delle modalità di assegnazione della capacità di stoccaggio, determinando nella misura di 4,2 md mc la quota di capacità da assegnarsi attraverso aste competitive, di cui 2,5 md mc per modulazione stagionale o di punta per clienti "di piccola dimensione" (consumi civili e non civili sotto i 50 mila mc/anno) e 1,7 md mc con utilizzo costante della capacità erogativa destinati ai clienti industriali e termoelettrici. Altri 4,2 md mc di capacità vengono assegnati con le procedure tradizionali e diretti ai clienti di "piccola dimensione".

**Un secondo decreto ministeriale sempre del 15 febbraio ("Stoccaggio associato al servizio di rigassificazione e approvvigionamento di gas naturale liquefatto per le imprese")**, prevede che i 500 ml mc di capacità di stoccaggio derivanti dalla rideterminazione in 4,6 md mc dello stoccaggio strategico (DM 29 marzo 2012) siano assegnati per 450 ml mc alle imprese industriali e per 50 ml mc alle imprese di rigassificazione per garantirne la regolarità del servizio.

Con relativi **delibera 75/2013/R/Gas e documento di consultazione 76/2013/R/Gas**, AEEG ha rispettivamente disciplinato le regole per il conferimento della capacità di stoccaggio secondo le modalità tradizionali per l'anno termico 2013-2014 e proposto gli orientamenti sulle modalità di effettuazione per l'assegnazione delle capacità attraverso le procedure d'asta previste dal citato decreto.

## Strategia Energetica Nazionale

L'8 marzo 2013, attraverso decreto interministeriale, il Ministero dello Sviluppo Economico e il Ministero dell'Ambiente hanno approvato la versione finale del documento "Strategia Energetica Nazionale"(SEN), inteso come strumento di programmazione ed indirizzo per il settore energetico. I titolari dei due dicasteri hanno dichiarato di considerare il documento come "linee guida" e "modello di lavoro integrato tra energia, ambiente e sviluppo" che viene lasciato al Parlamento e al nuovo Governo.

In un contesto macroeconomico "difficile ed incerto", la SEN esplicita gli "obiettivi principali da perseguire nei prossimi anni", traccia le "scelte di fondo" e definisce le priorità d'azione di breve e di lungo periodo pur nella consapevolezza "di agire in un contesto di libero mercato e con logiche complesse e in continuo sviluppo".

Obiettivo primario è la ripresa di una crescita sostenibile attraverso il miglioramento della competitività del sistema economico, superando, relativamente all'energia, tre principali sfide: a) i più alti prezzi dell'energia rispetto agli altri Paesi Europei; b) la sicurezza di approvvigionamento non ottimale nei momenti di punta (per il gas) e l'elevata dipendenza dalle importazioni; c) le difficoltà economico-finanziarie in cui versano operatori del settore.

Quattro sono gli obiettivi principali indicati, sia per il 2020 che per il 2050.

- Competitività: allineare gradualmente i prezzi e i costi dell'energia a quelli europei.
- Ambiente: superare gli obiettivi definiti dal Pacchetto UE Clima-Energia 2020 (c.d. 20-20-20) e assumere un ruolo guida nella Roadmap 2050 di decarbonizzazione europea.
- Sicurezza: migliorare la sicurezza di approvvigionamento e ridurre la dipendenza dalle importazioni.
- Crescita: favorire la crescita economica attraverso lo sviluppo del settore energetico.

Sette le priorità d'azione, tra loro interdipendenti, individuate per raggiungere gli obiettivi sopra indicati:

- efficienza energetica, che rappresenta l'obiettivo strategico da cui partire in quanto contribuisce contemporaneamente al raggiungimento di tutti gli altri;
- sviluppo in Italia di un mercato interno del gas liquido e competitivo, che favorirebbe la creazione di un hub del gas sud-europeo per interscambio e/o transito verso il Nord Europa;
- sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili per le quali si intende superare l'obiettivo 2020 indicato dall'UE per l'Italia;
- sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico;
- ristrutturazione della raffinazione e della rete di distribuzione carburanti;
- rilancio della produzione sostenibile di idrocarburi nazionali;
- modernizzazione del sistema di governance.

## FATTI DI RILIEVO DEL PERIODO

### **Esercizio dell'opzione *put* per l'uscita da Edipower**

Il Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A. ha deliberato il 16 gennaio 2013 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 dai suddetti accordi.

### **Variazione dei componenti del Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A.**

Il 6 febbraio 2013 il Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A. ha nominato Lorenzo Bagnacani Consigliere, Vice Presidente e membro del Comitato Esecutivo della multiutility in sostituzione di Luigi Giuseppe Villani, dimessosi il 19 gennaio 2013.

### **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 inferiore a 2 miliardi di euro.

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

Linee strategiche di sviluppo contemplano:

- il consolidamento e la crescita all'interno dei territori di riferimento, nei *business* in cui il Gruppo Iren è tra i *leader* di settore: Ambiente, Ciclo Idrico Integrato e Teleriscaldamento.
- il raggiungimento dell'*operational full potential*, completando il processo di integrazione e razionalizzazione interno al Gruppo e realizzando ulteriori rilevanti efficienze operative.
- lo sviluppo della base clienti all'interno dei territori di riferimento con particolare attenzione alle fasce *retail* e *small business*.
- la riduzione del livello di indebitamento tramite il contenimento degli investimenti, le dismissioni di *asset non-core* e la riduzione del capitale circolante.
- l'attuazione di *partnership* finanziarie, per cogliere nuove opportunità di sviluppo mantenendo l'equilibrio finanziario.
- la crescita del valore del Gruppo e mantenimento di un adeguato ritorno per gli azionisti.

### **Finanziamento di 100 milioni di euro da CDP**

Il 25 febbraio 2013 IREN SpA ha stipulato con Cassa Depositi e Prestiti Spa (CDP) un contratto di finanziamento dell'ammontare di 100 milioni di euro e durata 15 anni destinato a supportare la realizzazione del Piano Industriale 2013-2015, in particolare per quanto riguarda gli investimenti del settore Infrastrutture energetiche.



## CRITERI DI REDAZIONE

### CONTENUTO E FORMA

Il resoconto intermedio di gestione su base consolidata al 31 marzo 2013 è stato redatto in osservanza con quanto previsto dall'art. 154-ter "*Relazioni finanziarie*" del Testo unico della Finanza ("TUF"), introdotto dal D.Lgs. 195/2007, in base al quale il legislatore italiano ha dato attuazione alla Direttiva 2004/109/CE (c.d. direttiva Transparency) in materia di informativa periodica e in base alla comunicazione Consob n. DEM/8041082 del 30-4-2008. Tale disposizione sostituisce quanto precedentemente previsto dall'art. 82 "*Relazione trimestrale*" e dall'Allegato 3D ("*Criteri per la redazione della relazione trimestrale*") del Regolamento Emittenti.

I principi contabili di riferimento utilizzati nella predisposizione del resoconto sono gli "*International Financial Reporting Standards – IFRS*" emessi dall'International Accounting Standards Boards ("IASB") e omologati dalla Commissione Europea. Con "IFRS" si intendono anche gli International Accounting Standards ("IAS") tuttora in vigore, nonché tutti i documenti interpretativi emessi dall'International Financial Reporting Interpretations Committee ("IFRIC") e dal precedente Standing Interpretations Committee ("SIC").

### PRINCIPI CONTABILI ADOTTATI

I principi contabili e i criteri di valutazione, nonché i principi di consolidamento adottati nella redazione del resoconto intermedio di gestione del Gruppo IREN sono omogenei a quelli utilizzati in sede di redazione del Bilancio Consolidato del Gruppo IREN al 31 dicembre 2012, ai quali si rimanda per completezza di trattazione.

La redazione del resoconto intermedio di gestione ha richiesto l'utilizzo di stime e assunzioni che hanno effetto sui valori dei ricavi, dei costi, delle attività e delle passività. I risultati a posteriori che deriveranno dal verificarsi degli eventi potrebbero differire da tali stime.

Si segnala inoltre che taluni processi valutativi, in particolare quelli più complessi quale la determinazione di eventuali perdite di valore di attività immobilizzate, sono generalmente effettuati in modo completo solo in sede di redazione del bilancio annuale, quando cioè sono disponibili tutte le informazioni necessarie, salvo i casi in cui vi siano indicatori di "impairment" che richiedano un'immediata valutazione di eventuali perdite di valore. Analogamente, le valutazioni attuariali necessarie per la determinazione dei Fondi per benefici ai dipendenti sono elaborate in occasione della predisposizione del bilancio annuale.

Si ricorda infine che il resoconto intermedio di gestione non è oggetto di revisione contabile.

## 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 dei primi tre mesi del 2013 non vi sono state variazioni significative dell'area di consolidamento.

Si segnala la fusione della controllata al 100% Zeus S.p.A. nella controllante Iren Emilia S.p.A. che non ha comportato una variazione dell'area di consolidamento.

## RISK MANAGEMENT

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

Per ciascuna delle seguenti tipologie di rischio:

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

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

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

Il modello di Enterprise Risk Management del Gruppo disciplina, inoltre, il ruolo dei vari soggetti coinvolti nel processo di gestione dei rischi, che fa capo al Consiglio di Amministrazione, e prevede specifiche Commissioni per la gestione di ciascuna tipologia di rischio.

Nell'ambito del Gruppo IREN è stata costituita la Direzione "Risk Management", posta alle dipendenze dell'Amministratore Delegato, 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.

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.

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. Al fine di limitare i rischi di cambio e di variazione dei tassi di interesse, seguendo un'ottica non speculativa, il Gruppo utilizza contratti di copertura nell'ambito dell'attività di Risk Management, mentre non vengono utilizzati né detenuti strumenti derivati per puro scopo di negoziazione.

#### *a) Rischio di liquidità*

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

La Funzione Finanza del Gruppo è centralizzata allo scopo di ottimizzare il reperimento e l'utilizzo delle risorse finanziarie. In particolare la gestione centralizzata dei flussi finanziari in IREN, sia attraverso un sistema di cash pooling, sia con un sistema di accentramento sui conti correnti di IREN di tutti gli incassi e pagamenti, consente di allocare i fondi disponibili a livello di Gruppo secondo le necessità che di volta in volta si manifestano tra le singole Società. I movimenti di liquidità sono registrati su conti infragruppo sui quali vengono contabilizzati anche le spese e gli interessi attivi e passivi infragruppo.



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

Il modello di cash-pooling prevede l'azzeramento giornaliero dei conti di tutte le società attraverso un sistema di netting che provvede al trasferimento dei saldi dei movimenti per valuta sui conti della Capogruppo.

Viene costantemente monitorata la situazione finanziaria attuale, prospettica e la disponibilità di adeguati affidamenti bancari.

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.

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).

#### *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.

## 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 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.

Nel corso dell'anno 2012 è stato avviato inoltre un progetto di "cessione dei crediti" con l'obiettivo di implementare un applicativo in grado di gestire operazioni di smobilizzo dei crediti in modo strutturato.

Su base trimestrale la Direzione Risk Management si occupa di raccogliere ed integrare 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.

### 3. RISCHIO ENERGETICO

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

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

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

#### 4. RISCHI OPERATIVI

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

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

- individuazione;
- valutazione;
- trattamento;
- controllo;
- reporting.

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

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

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

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

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

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

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

##### a. Rischi normativi e regolatori

Il quadro normativo e regolatorio è soggetto a possibili variazioni nel tempo, costituendo pertanto una potenziale fonte di rischio. In merito esistono strutture interne al Gruppo IREN, dedicate al continuo monitoraggio della legislazione di riferimento al fine di valutarne e per quanto possibile mitigarne gli effetti.

##### b. Rischi strategici

Il settore delle local utilities è in fase di forte evoluzione e consolidamento. Deregolamentazione e liberalizzazione impongono di affrontare con 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.

#### d. 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.

# 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 PRIMI TRE MESI DEL 2013

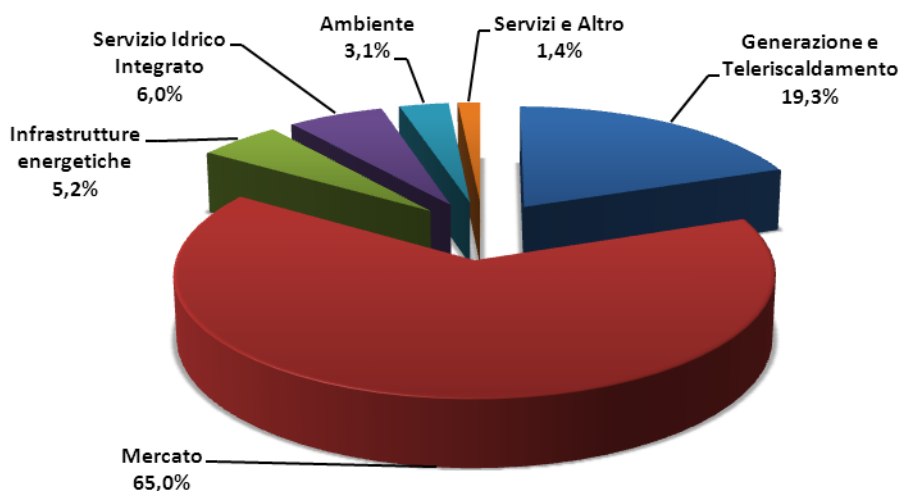
	migliaia di euro		
	I Trimestre 2013	I Trimestre 2012	Var. %
<b>Ricavi</b>			
Ricavi per beni e servizi	1.059.680	1.255.798	(15,6)
Variazione dei lavori in corso	420	1.083	(61,2)
Altri proventi	60.559	60.458	0,2
<b>Totale ricavi</b>	<b>1.120.659</b>	<b>1.317.339</b>	<b>(14,9)</b>
<b>Costi operativi</b>			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(545.536)	(760.937)	(28,3)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(254.727)	(280.153)	(9,1)
Oneri diversi di gestione	(14.429)	(21.750)	(33,7)
Costi per lavori interni capitalizzati	5.141	4.833	6,4
Costo del personale	(67.423)	(68.869)	(2,1)
<b>Totale costi operativi</b>	<b>(876.974)</b>	<b>(1.126.876)</b>	<b>(22,2)</b>
<b>Margine Operativo Lordo (EBITDA)</b>	<b>243.685</b>	<b>190.463</b>	<b>27,9</b>
<b>Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni</b>			
Ammortamenti	(50.530)	(52.599)	(3,9)
Accantonamenti e svalutazioni	(19.864)	(13.136)	51,2
<b>Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni</b>	<b>(70.394)</b>	<b>(65.735)</b>	<b>7,1</b>
<b>Risultato Operativo (EBIT)</b>	<b>173.291</b>	<b>124.728</b>	<b>38,9</b>
<b>Gestione finanziaria</b>			
Proventi finanziari	4.766	9.398	(49,3)
Oneri finanziari	(30.206)	(34.009)	(11,2)
<b>Totale gestione finanziaria</b>	<b>(25.440)</b>	<b>(24.611)</b>	<b>3,4</b>
Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	452	4.793	(90,6)
Rettifica di valore di partecipazioni	-	-	-
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>148.303</b>	<b>104.910</b>	<b>41,4</b>
Imposte sul reddito	(64.331)	(49.673)	29,5
<b>Risultato netto delle attività in continuità</b>	<b>83.972</b>	<b>55.237</b>	<b>52,0</b>
Risultato netto da attività operative cessate	-	1.249	(100,0)
<b>Risultato netto del periodo</b>	<b>83.972</b>	<b>56.486</b>	<b>48,7</b>
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	81.104	55.027	47,4
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	2.868	1.459	96,6

I dati del primo trimestre 2012 sono stati riclassificati per riflettere il risultato della collegata Edipower nel Risultato netto da attività operative cessate

## Ricavi

Nei primi tre mesi del 2013 il Gruppo Iren ha conseguito ricavi per 1.120,7 milioni di euro in calo del 14,9% rispetto ai 1.317,3 milioni di euro dei primi tre mesi del 2012. La flessione dei ricavi è riconducibile prevalentemente ai minori quantitativi venduti rispetto al primo trimestre 2012 nei settori energetici in particolare -956 GWh di energia elettrica e -229,5 Mmc di gas.

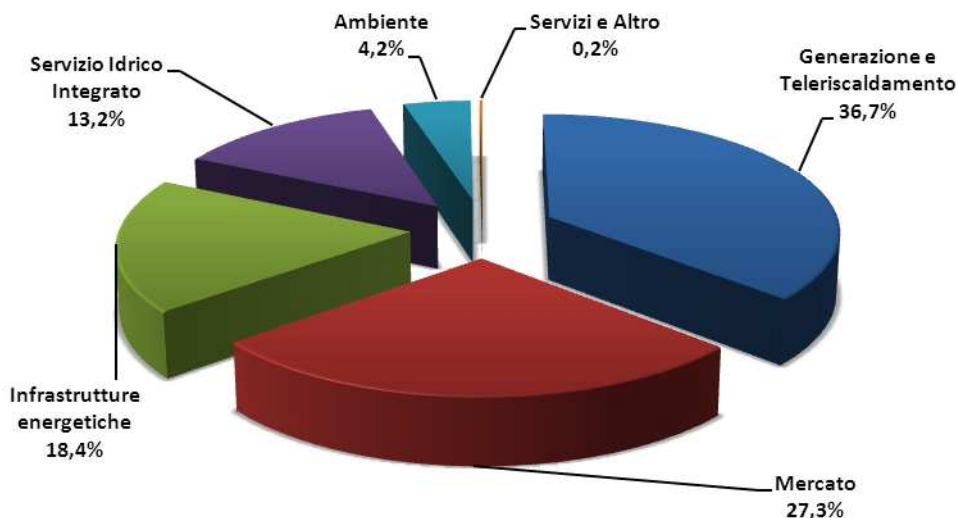
### COMPOSIZIONE RICAVI



## Margine Operativo Lordo

Il margine operativo lordo (Ebitda) ammonta a 243,7 milioni di euro in aumento del 27,9% rispetto ai 190,5 milioni di euro dei primi tre mesi 2012. Al miglioramento del margine hanno contribuito tutti i settori di attività con la sola eccezione dell'Ambiente che presenta margini in flessione rispetto al corrispondente periodo del 2012.

### COMPOSIZIONE EBITDA



### **Risultato operativo**

Il risultato operativo (Ebit) è pari a 173,3 milioni di euro in aumento del 38,9% rispetto ai 124,7 milioni di euro dei primi tre mesi 2012. L'incremento degli accantonamenti al fondo svalutazione crediti rispetto al corrispondente periodo del 2012 (+5,2 milioni di euro) ha parzialmente assorbito il miglioramento registrato dal margine operativo lordo.

### **Oneri e Proventi finanziari**

Gli oneri e proventi finanziari esprimono un saldo negativo per 25,4 milioni di euro. In particolare gli oneri finanziari ammontano a 30,2 milioni di euro, in diminuzione dell'11,2% rispetto allo stesso periodo del 2012, sostanzialmente grazie alla riduzione dell'indebitamento finanziario medio dei primi tre mesi del 2013 rispetto ai primi 3 mesi del 2012. Il costo medio del debito del primo trimestre 2013 è pari al 3,99% (4,05% nello stesso periodo del 2012). I proventi finanziari ammontano a 4,8 milioni di euro.

Il risultato di società collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto è positivo per circa 0,4 milioni di euro, in forte riduzione rispetto ai 4,8 milioni di euro del corrispondente periodo del 2012 a causa del mancato apporto della società Plurigas per la quale l'assemblea degli azionisti ha deliberato la messa in liquidazione.

### **Risultato prima delle imposte**

Per effetto delle dinamiche sopra indicate il risultato consolidato prima delle imposte ha raggiunto 148,3 milioni di euro, in aumento (41,4%) rispetto ai primi tre mesi del 2012.

### **Imposte sul reddito**

Le imposte sul reddito stimate nei primi tre mesi del 2013 sono pari a 64,3 milioni di euro, con un incremento, in valore assoluto, del 29,5% rispetto allo stesso periodo del 2012.

Il tax rate passa dal 47% del primo trimestre 2012 al 43% del primo trimestre 2013. L'imposta del primo trimestre 2013 riflette la miglior stima dell'aliquota attesa per il 2013 che sarà influenzata dall'effetto fiscale sulle plusvalenze non ancora realizzate relative all'operazione di cessione di parte del patrimonio immobiliare al Fondo Core Multiutilities.

### **Risultato netto del periodo**

Il risultato netto è positivo per 84 milioni di euro, in aumento rispetto all'utile di 56,5 milioni di euro dei primi tre mesi del 2012 grazie al miglioramento dell'andamento operativo dei primi tre mesi del 2013.

## 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 comitato esecutivo ed il management utilizzano 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).

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



## Generazione e Teleriscaldamento

Al 31 marzo 2013 il volume d'affari del settore ammonta a 327,6 milioni di euro in flessione del 4,0% rispetto ai 341,2 milioni di euro dei primi tre mesi 2012.

		Primi 3 mesi 2013	Primi 3 mesi 2012	Δ %
Ricavi	€/mil.	327,6	341,2	(4,0%)
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	89,4	72,5	23,3%
<i>Ebitda Margin</i>		27,3%	21,2%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	65,0	49,7	30,8%
Investimenti	€/mil.	4,6	9,7	(52,2%)
Energia elettrica prodotta	GWh	2.282,1	2.218,5	2,9%
<i>da fonte idroelettrica</i>	GWh	155,6	171,8	(9,4%)
<i>da fonte termoelettrica</i>	GWh	2.121,9	2.043,1	3,9%
<i>da fonti rinnovabili</i>	GWh	4,5	3,6	26,3%
Calore prodotto	GWh <sub>t</sub>	1.525,8	1.387,9	9,9%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh <sub>t</sub>	1.290,8	1.066,6	21,0%
<i>da fonte non cogenerativa</i>	GWh <sub>t</sub>	235,0	321,3	(26,9%)
Volumetrie teleriscaldare		76,5	72,5	5,5%

Nel periodo l'energia elettrica prodotta è stata pari a 2.282,1 GWh in aumento del 2,9% rispetto ai 2.218,5 GWh del 2012, per effetto della maggiore produzione da fonte termoelettrica (+3,9%) che compensa la flessione della produzione idroelettrica (-9,4%).

In particolare la produzione termoelettrica è stata pari a 2.121,9 GWh, in aumento del 3,9% rispetto ai 2.043,1 GWh dello stesso periodo del 2012, grazie alla maggior produzione dell'impianto di Torino Nord (+80 GWh). Tale andamento è in controtendenza rispetto al dato nazionale della produzione da fonti termoelettriche, che ha visto una contrazione del 14% rispetto al corrispondente periodo del 2012.

La produzione idroelettrica è stata pari a 155,6 GWh in contrazione del 9,4% rispetto ai 171,8 GWh dei primi tre mesi del 2012 per effetto della minore produzione di Rosone per manutenzione programmata. Tale dato è in controtendenza al dato della produzione nazionale da fonti idroelettriche che riporta invece un incremento del 41% rispetto al primo trimestre 2012.

La produzione di calore di periodo è stata pari a 1.525,8 GWh<sub>t</sub> in aumento del 9,9% rispetto ai 1.387,9 GWh dei primi tre mesi del 2012, per effetto di una stagionalità termica favorevole caratterizzata da temperature più fredde (+10% gradi giorno nell'area torinese e +9% nell'area emiliana) e dalle maggiori volumetrie servite (+3,5 milioni mc rispetto al primo trimestre 2012 sull'area Torinese e +0,5 milioni mc sull'area Emiliana).

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 18,9 milioni di metri cubi nelle città di Parma, Piacenza e Reggio Emilia. La quota di calore cogenerato è pari all'85%, in aumento rispetto al primo trimestre 2012, quando era pari al 77%.

Il margine operativo lordo è stato pari a 89,4 milioni di euro, in aumento del 23,3% rispetto ai 72,5 milioni di euro del corrispondente periodo del 2012.

L'incremento del margine è attribuibile agli effetti congiunti del miglioramento dello spark spread, sia sulla produzione di energia elettrica da fonte cogenerativa sia sulla produzione di calore, dei maggiori quantitativi di energia elettrica e calore prodotti e dell'incremento dei certificati verdi. Tali effetti sono soltanto parzialmente compensati dai maggiori costi di manutenzione degli impianti e dall'incremento dei canoni di vettoriamento calore.

Il risultato operativo ammonta a 65,0 milioni di euro in aumento del 30,8% rispetto ai 49,7 milioni di euro del primo trimestre 2012. Il miglioramento è attribuibile prevalentemente all'incremento registrato dal margine operativo lordo in parte compensato dai maggiori accantonamenti al fondo rischi.

## Mercato

Il volume d'affari del settore mercato ammonta a 1.105,4 milioni di euro in calo (-19,5%) rispetto ai 1.373,3 milioni di euro del corrispondente periodo del 2012. Il margine operativo lordo, pari a 66,6 milioni di euro, aumenta di 35,5 milioni di euro rispetto ai 31,1 milioni di euro conseguiti nei primi tre mesi 2012.

		Primi 3 mesi 2013	Primi 3 mesi 2012	Δ %
Ricavi	€/mil.	1.105,4	1.373,3	(19,5%)
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	66,6	31,1	(*)
<i>Ebitda Margin</i>		6,0%	2,3%	
<i>da Energia Elettrica</i>	€/mil.	5,7	(8,1)	(*)
<i>da Gas</i>	€/mil.	55,9	35,8	56,1%
<i>da Calore</i>	€/mil.	5,0	3,4	48,6%
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	56,6	25,4	(*)
Investimenti	€/mil.	1,8	2,3	(22,1%)
Energia Elettrica Venduta	GWh	3.647,9	4.603,9	(20,8%)
Energia Elettrica Venduta al netto Compravendita in Borsa	GWh	3.351,8	3.883,2	(13,7%)
Gas Acquistato	Mmc	1.208,1	1.437,6	(16,0%)
<i>Gas commercializzato dal Gruppo</i>	Mmc	673,2	913,0	(26,3%)
<i>Gas destinato ad usi interni</i>	Mmc	535,0	524,6	2,0%

(\*) Variazione superiore al 100%

### Commercializzazione Energia Elettrica

I volumi commercializzati al netto dell'energia compravenduta in borsa ammontano a 3.351,8 GWh (l'energia elettrica lorda ammonta a 3.647,9 GWh) con un calo del 13,7% rispetto ai primi tre mesi 2012 (3.883,2 GWh).

I volumi venduti a clienti finali e grossisti sono pari a 1.573 GWh (2.845 GWh nel corrispondente periodo 2012) con un calo pari al 44,7% (-1.272 GWh) mentre i volumi impiegati sulla borsa al netto dell'energia compravenduta sono pari a 1.538 GWh (732 GWh nei primi tre mesi 2012).

Relativamente ai clienti gestiti in regime di maggior tutela, i volumi complessivamente venduti nei primi tre mesi 2013 sono stati pari a 242 GWh in lieve calo rispetto allo stesso periodo del 2012 (282 GWh) 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.

Nei primi tre mesi 2013 le disponibilità di produzione interne al Gruppo Iren (Iren Energia) sono aumentate rispetto al periodo precedente di circa il 2,8% ed ammontano a 2.278 GWh (2.215 GWh nel primo trimestre 2012). I volumi prodotti attraverso il contratto di tolling con Edipower ammontano a 303 GWh contro i 229 GWh del corrispondente periodo del 2012. Le transazioni di Borsa nette sono pari a 126 GWh (l'energia elettrica al lordo della compravendita ammonta a 422 GWh) contro i 281 GWh del primo trimestre 2012, mentre gli acquisti da grossisti sono pari a 543 GWh, contro i 993 del corrispondente periodo 2012. Sono stati inoltre acquistati 254 GWh dall'Acquirente Unico.

Il margine operativo lordo della vendita di energia elettrica ammonta a +5,7 milioni di euro in aumento rispetto ai -8,1 milioni di euro dei primi tre mesi 2012. Il miglioramento del margine è riconducibile principalmente ad un rilascio di fondi relativo al tolling di Edipower, accantonati nel 2012 per l'applicazione dello IAS 37 relativo agli onerosi contract, e ad una variazione positiva di fair value su derivati relativi alle commodities.

#### *Commercializzazione Gas Naturale*

I volumi complessivi di gas naturale approvvigionati al 31 marzo 2013 sono stati pari a circa 1.208 milioni di metri cubi (circa 1.438 milioni di metri cubi per lo stesso periodo del 2012), di cui 673 milioni di metri cubi sono stati commercializzati a clienti esterni al Gruppo (913 milioni di metri cubi nel corrispondente periodo 2012), 47 milioni di metri cubi sono stati impiegati nella produzione di energia elettrica tramite il contratto di tolling con Edipower (34 milioni di metri cubi nei primi tre mesi 2012) mentre 488 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 (490 milioni di metri cubi nei primi tre mesi 2012).

La riduzione dei volumi venduti rispetto ai primi tre mesi del 2012 (-230 milioni di mc) sono attribuibili essenzialmente alla flessione dell'attività di trading (-223 Mmc rispetto al 2012) e delle vendite al segmento business (-46 Mmc sul 2012). I volumi destinati al mercato retail nei primi tre mesi 2013 sono 454 Mmc in incremento del 6,8% rispetto ai 425 Mmc del corrispondente periodo 2012.

Il margine operativo lordo pari a 55,9 milioni di euro risulta in miglioramento rispetto ai 35,8 milioni del corrispondente periodo 2012 prevalentemente per il miglioramento delle condizioni di approvvigionamento.

#### *Sviluppo mercato*

Nel corso dei primi tre mesi del 2013 le attività relative alla fidelizzazione della clientela sui territori storicamente gestiti ed allo sviluppo sulle aree di riferimento del Gruppo sono state ulteriormente incrementate rispetto al passato. Inoltre è stato avviato uno specifico progetto al fine di mettere a punto un modello di acquisizione clienti che possa consentire un reale sviluppo anche su aree totalmente nuove dove il marchio è sconosciuto.

Anche per il 2013 si è riscontrata una forte crescita dell'attività dei competitors, che hanno incrementato ulteriormente le azioni di promozione sui territori storicamente gestiti dal Gruppo. Al fine di rispondere in maniera adeguata al mercato sono stati rafforzati i canali di promozione (agenzie e tele seller), nonché la gamma di offerte proposte, attraverso la definizione di proposte mirate per i diversi segmenti di clientela e per le diverse aree di promozione.

Al 31 marzo 2013 i clienti gas gestiti direttamente da Iren Mercato sono pari a circa 752.000 distribuiti sull'area genovese, torinese ed emiliana; i clienti energia elettrica gestiti sono pari a circa 733.000 anch'essi distribuiti principalmente sul bacino tradizionalmente servito, corrispondente a Torino e Parma.

### *Vendita calore tramite reti di teleriscaldamento*

Il margine operativo lordo dei primi tre mesi del 2013 ammonta a 5,0 milioni di euro contro i 3,4 milioni di euro del corrispondente periodo del 2012 con un incremento di 1,6 milioni di euro (+48,6%).

Nei primi tre mesi dell'anno la volumetria teleriscaldata sul territorio piemontese è pari a circa 54,2 milioni di metri cubi, corrispondenti a oltre 450.000 abitanti ossia il 40% dei cittadini torinesi, sul territorio genovese 3,4 milioni di metri cubi mentre per l'area emiliana la volumetria teleriscaldata è di circa 18,9 milioni di metri cubi.

### **Infrastrutture energetiche**

Al 31 marzo 2013 il settore di attività Infrastrutture Energetiche, che include i business della distribuzione gas, energia elettrica e rigassificatore, ha registrato ricavi per 89,2 milioni di euro, sostanzialmente in linea con gli 88,4 milioni di euro del corrispondente periodo 2012.

Il margine operativo lordo è stato pari a 44,9 milioni di euro in incremento del 4,4% rispetto ai 43,0 milioni di euro dei primi tre mesi 2012.

Il risultato operativo è stato pari a 33,2 milioni di euro in incremento del 7,0% rispetto ai 31,0 milioni di euro del corrispondente periodo del 2012.

Di seguito vengono espone le principali dinamiche dei settori interessati.

		<b>Primi 3 mesi 2013</b>	<b>Primi 3 mesi 2012</b>	<b>Δ %</b>
Ricavi	€/mil.	89,2	88,4	0,9%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	44,9	43,0	4,4%
<i>Ebitda Margin</i>		<i>50,4%</i>	<i>48,6%</i>	
	<i>da Reti Elettriche</i>	€/mil. 20,2	18,0	12,2%
	<i>da Reti Gas</i>	€/mil. 25,2	25,0	0,9%
	<i>da Rigassificatore</i>	€/mil. (0,5)	0,0	(*)
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	33,2	31,0	7,1%
Investimenti	€/mil.	16,8	21,6	(22,5%)
	<i>in Reti Elettriche</i>	€/mil. 3,7	3,8	(2,7%)
	<i>in Reti Gas</i>	€/mil. 5,5	8,5	(34,9%)
	<i>in Rigassificatore</i>	€/mil. 7,5	9,3	19,4%
Energia elettrica distribuita	GWh	1.066,9	1.100,0	(3,0%)
Gas distribuito	Mmc	957,4	916,2	4,5%

### *Reti Distribuzione Energia elettrica*

Il margine operativo lordo è stato pari a 20,2 milioni di euro, in aumento del 12,2% rispetto ai 18,0 milioni di euro del periodo gennaio-marzo 2012.

L'incremento del margine è riconducibile al saldo positivo di sopravvenienze per componenti tariffarie relative ad esercizi precedenti.

Nel corso del 2013 sono stati effettuati investimenti per circa 3,7 milioni di euro prevalentemente inerenti ai nuovi allacciamenti, alla costruzione di nuove cabine MT/BT e stazioni AT/MT.

### Reti Distribuzione Gas

Il margine operativo lordo della distribuzione reti gas ammonta a 25,2 milioni di euro in linea rispetto ai 25,0 milioni di euro dei primi tre mesi 2012. Il sostanziale allineamento del margine è peraltro conseguente ad una plusvalenza per il riconoscimento da parte dell'AEEG degli incentivi relativi al recupero di sicurezza dell'anno 2011 e al contempo a minori ricavi da clienti.

Gli investimenti tecnici realizzati dal settore ammontano a circa 5,5 milioni di euro e riguardano in particolare il piano di manutenzione straordinaria della rete di distribuzione e sostituzione dei gruppi di misura previste dalle delibere dell'AEEG, oltre alle iniziative di sviluppo della rete di distribuzione e degli allacciamenti.

### Rigassificatore

Gli investimenti realizzati dal settore ammontano a circa 7,5 milioni di euro.

Si prevede che nel secondo trimestre 2013 il terminale lasci il cantiere di Dubai e che raggiungerà Livorno dove seguirà l'installazione del terminale in sito. Successivamente avrà inizio l'attività di collaudo off-shore, il cui completamento è previsto nel terzo trimestre del 2013.

### Servizio idrico integrato

Nel periodo il settore di attività Servizio Idrico Integrato, ha registrato ricavi per 101,2 milioni di euro in flessione del 5,2% rispetto ai 106,7 milioni di euro dei primi tre mesi 2012.

La flessione dei ricavi è attribuibile principalmente ai minori costi capitalizzati conseguenti ai minori investimenti su beni in concessione che, per l'applicazione del principio contabile IFRIC 12, sono contabilizzati alla voce ricavi (-8 milioni di euro), parzialmente assorbiti dall'incremento dei ricavi da tariffa (+2 milioni di euro), calcolati secondo il metodo tariffario transitorio previsto dalla delibera 585/2012 (VRG vincolo dei ricavi del gestore) e dall'aumento degli altri ricavi (+1 milione di euro).

		<b>Primi 3 mesi 2013</b>	<b>Primi 3 mesi 2012</b>	<b>Δ %</b>
Ricavi	€/mil.	101,2	106,7	(5,2%)
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	32,2	30,8	4,5%
<i>Ebitda Margin</i>		<i>31,8%</i>	<i>28,9%</i>	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	13,5	13,6	(0,9%)
Investimenti	€/mil.	10,2	18,2	(43,8%)
Acqua Venduta	Mmc	43,9	43,8	0,2%

Il margine operativo lordo è pari a 32,2 milioni di euro, in aumento del 4,5% rispetto ai 30,8 milioni di euro del corrispondente periodo 2012. L'incremento dei ricavi da tariffa conseguenti all'applicazione della Del. 585/2012 dell'AEEG e degli altri ricavi sono stati parzialmente compensati dall'aumento dei costi operativi per energia elettrica e manutenzione reti ed impianti.

Il risultato operativo, pari a 13,5 milioni di euro, è in linea con i 13,6 milioni di euro del corrispondente periodo 2012. L'effetto positivo generato dal margine operativo lordo è stato più che compensato dall'aumento degli ammortamenti e degli accantonamenti di periodo, in particolare del fondo svalutazione crediti.

Gli investimenti tecnici di periodo del settore ammontano a 10,2 milioni di euro e riguardano la realizzazione di infrastrutture previste dal Piano di Ambito per la manutenzione e lo sviluppo delle reti e impianti di distribuzione, della rete fognaria e dei sistemi di depurazione.

## Ambiente

Il volume d'affari del settore ammonta complessivamente a 52,7 milioni di euro rispetto ai 54,7 milioni di euro dello stesso periodo 2012 (-3,7%). La riduzione dei ricavi oltre a scontare una variazione di perimetro dovuta alla cessione di Undis Servizi (-1,2 milioni di euro), risente di minori ricavi da tariffa e da produzione di energia elettrica per la chiusura del termovalorizzatore di Reggio Emilia compensati solo parzialmente da maggiori ricavi per trattamento rifiuti.

		<b>Primi 3 mesi 2013</b>	<b>Primi 3 mesi 2012</b>	<b>Δ %</b>
Ricavi	€/mil.	52,7	54,7	(3,7%)
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	10,2	11,7	(12,8%)
<i>Ebitda Margin</i>		19,3%	21,5%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	6,1	5,2	17,3%
Investimenti	€/mil.	10,5	14,4	(27,2%)
Rifiuti trattati	ton	226.817	219.769	3,2%
<i>Rifiuti urbani</i>	ton	160.363	168.110	(4,6%)
<i>Rifiuti speciali</i>	ton	66.454	51.659	28,6%

Il margine operativo lordo ammonta a 10,2 milioni di euro in flessione del 12,8% rispetto agli 11,7 milioni di euro dei primi tre mesi 2012. Concorrono alla contrazione del margine i maggiori costi operativi di raccolta e spazzamento e i maggiori costi di smaltimento per la chiusura del termovalorizzatore di Reggio Emilia, soltanto parzialmente compensati dall'aumentata marginalità del WTE di Tecnoborgo rispetto al primo trimestre 2012, periodo in cui l'impianto era in fermata programmata per manutenzione.

Il risultato operativo di periodo ammonta a 6,1 milioni di euro in miglioramento del 17,3% rispetto ai 5,2 milioni di euro del 2012. Detto miglioramento è riconducibile prevalentemente ad un rilascio fondi post-mortem per l'adozione dei nuovi criteri di contabilizzazione IAS 37 e da minori ammortamenti relativi all'impianto di Tecnoborgo.

Gli investimenti di periodo ammontano a 10,5 milioni di euro e sono relativi prevalentemente alla realizzazione del Polo Ambientale Integrato di Parma ed in misura residuale a manutenzioni straordinarie di impianti di smaltimento nonché ad attrezzature e mezzi per il servizio di raccolta.

## Servizi e altro

I ricavi conseguiti ammontano complessivamente a 24,6 milioni di euro, in flessione del 24,1% rispetto ai 32,4 milioni di euro del corrispondente periodo 2012.

Il margine operativo lordo ammonta a 0,4 milioni di euro e risulta in flessione rispetto agli 1,4 milioni di euro dei primi tre mesi 2012.

La flessione riscontrata è riconducibile principalmente ad una contrazione di marginalità dei contratti di service di gestione degli impianti di illuminazione pubblica, dei fabbricati e all'uscita dal perimetro di consolidamento della società Sasternet, ceduta nel quarto trimestre del 2012.

		<b>Primi 3 mesi 2013</b>	<b>Primi 3 mesi 2012</b>	<b>Δ %</b>
Ricavi	€/mil.	24,6	32,4	(24,1%)
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	0,4	1,4	(71,4%)
<i>Ebitda Margin</i>		1,6%	4,2%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	(1,1)	(0,1)	(*)
Investimenti	€/mil.	2,2	6,2	(64,9%)

(\*) Variazione superiore al 100%

## Situazione patrimoniale

### STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO GRUPPO IREN AL 31 MARZO 2013

		migliaia di euro		
31.03.2012		31.03.2013	31.12.2012	Var. %
4.656.930	Attivo immobilizzato	4.430.455	4.734.916	(6,4)
(117.454)	Altre attività (Passività) non correnti	(116.962)	(116.258)	0,6
572.838	Capitale circolante netto	288.732	235.106	22,8
61.475	Attività (Passività) per imposte differite	102.686	105.197	(2,4)
(402.995)	Fondi rischi e Benefici ai dipendenti	(454.119)	(457.291)	(0,7)
23.781	Attività (Passività) destinate a essere cedute	300.088	7.718	(*)
<b>4.794.575</b>	<b>Capitale investito netto</b>	<b>4.550.880</b>	<b>4.509.388</b>	<b>0,9</b>
1.901.929	Patrimonio netto	2.047.037	1.954.257	4,7
(164.616)	Attività finanziarie a lungo termine	(129.070)	(116.168)	11,1
2.231.274	Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	2.275.764	2.197.827	3,5
2.066.658	Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	2.146.694	2.081.659	3,1
(404.670)	Attività finanziarie a breve termine	(305.651)	(301.591)	1,3
1.230.658	Indebitamento finanziario a breve termine	662.800	775.063	(14,5)
825.988	Indebitamento finanziario netto a breve termine	357.149	473.472	(24,6)
2.892.646	Indebitamento finanziario netto	2.503.843	2.555.131	(2,0)
<b>4.794.575</b>	<b>Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto</b>	<b>4.550.880</b>	<b>4.509.388</b>	<b>0,9</b>

(\*) Variazione superiore al 100%

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

L'attivo immobilizzato si riduce del 6,4% 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. L'ammortamento del periodo è stato superiore all'avanzamento degli investimenti effettuati nei primi tre mesi dell'esercizio. Per maggiori informazioni sul dettaglio degli investimenti del periodo si rimanda al paragrafo Analisi per settori di attività.

L'incremento del Capitale Circolante netto rispetto al 31 dicembre 2012 risente della dinamica stagionale dei debiti e crediti commerciali e delle poste tributarie. Si segnala che il capitale circolante netto si è ridotto di circa 284 milioni di euro rispetto al 31 marzo 2012.

La fiscalità differita e la consistenza dei fondi e benefici ai dipendenti risultano sostanzialmente invariate.

L'incremento delle attività destinate ad essere cedute risente della riclassifica nella voce in oggetto della partecipazione in Edipower a seguito della 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 dell'indebitamento finanziario netto dei primi tre mesi del 2013.



## Situazione Finanziaria

### RENDICONTO FINANZIARIO DEL GRUPPO IREN PRIMI TRE MESI DEL 2013

migliaia di euro

	I Trimestre 2013	I Trimestre 2012	Var. %
<b>A. Disponibilità liquide iniziali</b>	<b>28.041</b>	<b>44.758</b>	<b>(37,3)</b>
<b>Flusso finanziario generato dall'attività operativa</b>			
Risultato del periodo	83.972	56.486	48,7
Rettifiche per:			
Ammortamenti attività materiali e immateriali	50.530	52.599	(3,9)
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	1.224	(610)	(*)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	570	(155)	(*)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	(3.851)	9.292	(*)
Variazione imposte anticipate e differite	(2.198)	(1.108)	98,4
Variazione altre attività/passività non correnti	704	(843)	(*)
Quota del risultato di collegate	(452)	(6.042)	(92,5)
Svalutazioni di attività immobilizzate e partecipazioni	4.167	-	(*)
<b>B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN</b>	<b>134.666</b>	<b>109.619</b>	<b>22,8</b>
Variazione rimanenze	45.705	14.939	(*)
Variazione crediti commerciali	(183.530)	(375.911)	(51,2)
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	10.324	46	(*)
Variazione debiti commerciali	(12.694)	(16.089)	(21,1)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	86.569	92.151	(6,1)
<b>C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN</b>	<b>(53.626)</b>	<b>(284.864)</b>	<b>(81,2)</b>
<b>D. Cash flow operativo (B+C)</b>	<b>81.040</b>	<b>(175.245)</b>	<b>(*)</b>
<b>Flusso finanziario da (per) attività di investimento</b>			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(46.001)	(72.291)	(36,4)
Investimenti in attività finanziarie	-	(525)	(100,0)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	3.634	8.455	(57,0)
<b>E. Totale flusso finanziario da attività di investimento</b>	<b>(42.367)</b>	<b>(64.361)</b>	<b>(34,2)</b>
<b>F. Free cash flow (D+E)</b>	<b>38.673</b>	<b>(239.606)</b>	<b>(*)</b>
<b>Flusso finanziario da attività di finanziamento</b>			
Nuovi finanziamenti a lungo termine	100.000	190.000	(47,4)
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(14.102)	(30.548)	(53,8)
Variazione crediti finanziari	(3.023)	(20.211)	(85,0)
Variazione debiti finanziari	(107.609)	95.148	(*)
<b>G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento</b>	<b>(24.734)</b>	<b>234.389</b>	<b>(*)</b>
<b>H. Flusso monetario del periodo (F+G)</b>	<b>13.939</b>	<b>(5.217)</b>	<b>(*)</b>
<b>I. Disponibilità liquide finali (A+H)</b>	<b>41.980</b>	<b>39.541</b>	<b>6,2</b>

(\*) Variazione superiore al 100%

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

	migliaia di euro		
	I Trimestre 2013	I Trimestre 2012	Var. %
Free cash flow	38.673	(239.606)	(*)
Variazione fair value strumenti derivati di copertura	12.615	(365)	(*)
<b>Variazione posizione finanziaria netta</b>	<b>51.288</b>	<b>(239.971)</b>	<b>(*)</b>

(\*) Variazione superiore al 100%

L'indebitamento finanziario netto al 31 marzo 2013 è pari a 2.504 milioni di euro, in riduzione di circa 51 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2012 e di circa 389 milioni di euro rispetto al 31 marzo 2012.

In particolare il free cash flow dei primi tre mesi del 2013, positivo per 39 milioni di euro, deriva dall'effetto congiunto dei seguenti flussi finanziari:

- il cash flow operativo è positivo per 81 milioni di euro e si compone per 135 milioni di euro da cash flow operativo prima delle variazioni di capitale circolante netto e per -54 milioni di euro dal flusso finanziario derivante da variazioni di capitale circolante netto legato alla stagionalità dei settori in cui il Gruppo opera;
- il flusso finanziario da attività di investimento, negativo per 42 milioni di euro, è generato da investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali per 46 milioni di euro (comprensivi degli investimenti effettuati per la costruzione delle infrastrutture in regime di concessione secondo quanto stabilito dall'IFRIC 12) e dalla cessione della partecipazione in ASMT Servizi Industriali per 4 milioni di euro.

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

### Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura

#### **Polo Ambientale Integrato (PAI) di Parma: concluso il primo test di parallelo elettrico**

Si è svolta nei giorni tra il 29 e 30 aprile, nei limiti delle 50 ore autorizzate dagli Enti di Controllo, l'attività di test delle apparecchiature e degli apparati del ciclo termico e del sistema impiantistico di produzione energetica (turbina e alternatore), effettuata a caldo attraverso la combustione di rifiuti solidi urbani selezionati.

L'attività realizzata in questa ha consentito di effettuare le verifiche necessarie e prodromiche alla messa in esercizio provvisorio dell'impianto.

#### **Evoluzione prevedibile della gestione**

Lo scenario macroeconomico nell'area euro prevede, dopo una fase di stagnazione nel primo trimestre del 2013, un secondo trimestre con una moderata ripresa del PIL (+0,2%) trainata dall'accelerazione della domanda mondiale dovuta a un maggior dinamismo dei mercati emergenti e dal recente accordo sul "fiscal cliff" negli Stati Uniti, che dovrebbe limitare possibili effetti negativi sulla ripresa dell'economia americana. L'allentamento delle tensioni sui mercati finanziari legate alla crisi del debito sovrano determinerà una progressiva stabilizzazione degli investimenti. Le previsioni comunque permangono, al momento, complessivamente negative.

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 a subire gli effetti negativi legati al processo di consolidamento fiscale e al deterioramento del mercato del lavoro. Dal punto di vista della domanda di energia dal comparto industriale sono previsti ancora tassi di crescita negativi consolidando le ripercussioni sulla produzione termoelettrica che continuerà a risentirà inoltre della competizione derivante dalle fonti rinnovabili per le quali è previsto un andamento in controtendenza.

I risultati positivi ottenuti nel primo trimestre 2013 consentono di confermare le previsioni formulate dal Gruppo. Tali previsioni, pur influenzate dall'evoluzione dello scenario energetico, dalla normativa di riferimento e dalla stagionalità dei settori di intervento, beneficeranno anche dell'impatto positivo connesso all'entrata in esercizio, nella seconda parte dell'anno, del terminale di rigassificazione di Livorno e del Polo Ambientale Integrato di Parma.

# PROSPETTI CONTABILI CONSOLIDATI AL 31 MARZO 2013

## Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata

migliaia di euro

	31.03.2013	31.12.2012
<b>ATTIVITA'</b>		
Attività materiali	2.810.319	2.813.297
Investimenti immobiliari	1.825	1.831
Attività immateriali a vita definita	1.289.146	1.295.022
Avviamento	132.956	132.861
Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto	166.401	462.097
Altre partecipazioni	29.808	29.808
Attività finanziarie non correnti	129.070	116.168
Altre attività non correnti	36.905	38.195
Attività per imposte anticipate	212.062	215.750
<b>Totale attività non correnti</b>	<b>4.808.492</b>	<b>5.105.029</b>
Rimanenze	43.405	89.110
Crediti commerciali	1.437.243	1.253.713
Crediti per imposte correnti	8.626	8.690
Crediti vari e altre attività correnti	256.993	267.253
Attività finanziarie correnti	263.671	273.550
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	41.980	28.041
<b>Totale attività correnti</b>	<b>2.051.918</b>	<b>1.920.357</b>
Attività destinate ad essere cedute	300.104	7.739
<b>TOTALE ATTIVITA'</b>	<b>7.160.514</b>	<b>7.033.125</b>

migliaia di euro

	31.03.2013	31.12.2012
<b>PATRIMONIO NETTO</b>		
<b>Patrimonio netto attribuibile ai soci della Capogruppo</b>		
Capitale sociale	1.276.226	1.276.226
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo	472.435	311.070
Risultato netto del periodo	81.104	152.559
<b>Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo</b>	<b>1.829.765</b>	<b>1.739.855</b>
Patrimonio netto di pertinenza dei Terzi	217.272	214.402
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO</b>	<b>2.047.037</b>	<b>1.954.257</b>
<b>PASSIVITA'</b>		
Passività finanziarie non correnti	2.275.764	2.197.827
Benefici ai dipendenti	103.569	102.999
Fondi per rischi ed oneri	280.529	272.744
Passività per imposte differite	109.376	110.553
Debiti vari e altre passività non correnti	153.867	154.453
<b>Totale passività non correnti</b>	<b>2.923.105</b>	<b>2.838.576</b>
Passività finanziarie correnti	662.800	775.063
Debiti commerciali	1.122.542	1.135.236
Debiti vari e altre passività correnti	264.260	243.514
Debiti per imposte correnti	70.733	4.910
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	70.021	81.548
<b>Totale passività correnti</b>	<b>2.190.356</b>	<b>2.240.271</b>
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	16	21
<b>TOTALE PASSIVITA'</b>	<b>5.113.477</b>	<b>5.078.868</b>
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'</b>	<b>7.160.514</b>	<b>7.033.125</b>

## Conto economico consolidato

	migliaia di euro	
	<b>I Trimestre 2013</b>	<b>I Trimestre 2012</b>
<b>Ricavi</b>		
Ricavi per beni e servizi	1.059.680	1.255.798
Variazione dei lavori in corso	420	1.083
Altri proventi	60.559	60.458
<b>Totale ricavi</b>	<b>1.120.659</b>	<b>1.317.339</b>
<b>Costi operativi</b>		
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(545.536)	(760.937)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(254.727)	(280.153)
Oneri diversi di gestione	(14.429)	(21.750)
Costi per lavori interni capitalizzati	5.141	4.833
Costo del personale	(67.423)	(68.869)
<b>Totale costi operativi</b>	<b>(876.974)</b>	<b>(1.126.876)</b>
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>243.685</b>	<b>190.463</b>
<b>Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni</b>		
Ammortamenti	(50.530)	(52.599)
Accantonamenti e svalutazioni	(19.864)	(13.136)
<b>Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni</b>	<b>(70.394)</b>	<b>(65.735)</b>
<b>RISULTATO OPERATIVO</b>	<b>173.291</b>	<b>124.728</b>
<b>Gestione finanziaria</b>		
Proventi finanziari	4.766	9.398
Oneri finanziari	(30.206)	(34.009)
<b>Totale gestione finanziaria</b>	<b>(25.440)</b>	<b>(24.611)</b>
Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	452	4.793
Rettifica di valore di partecipazioni	-	-
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>148.303</b>	<b>104.910</b>
Imposte sul reddito	(64.331)	(49.673)
<b>Risultato netto delle attività in continuità</b>	<b>83.972</b>	<b>55.237</b>
Risultato netto da attività operative cessate	-	1.249
<b>Risultato netto del periodo</b>	<b>83.972</b>	<b>56.486</b>
attribuibile a:		
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	81.104	55.027
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	2.868	1.459

## Altre componenti di conto economico complessivo

	I Trimestre 2013	I Trimestre 2012
	migliaia di euro	
<b>Utile/(perdita) del periodo - Gruppo e Terzi (A)</b>	<b>83.972</b>	<b>56.486</b>
<b>Altre componenti di conto economico complessivo</b>		
- quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	12.615	(365)
- variazioni di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita	-	-
- utili (perdite) attuariali piani per dipendenti a benefici definiti (IAS19)	-	-
- quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto	-	2.221
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo	(4.709)	(45)
<b>Totale altre componenti di conto economico complessivo al netto dell'effetto fiscale (B)</b>	<b>7.906</b>	<b>1.811</b>
<b>Totale Utile/(perdita) complessiva (A)+(B)</b>	<b>91.878</b>	<b>58.297</b>
attribuibile a:		
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	89.004	56.852
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	2.874	1.445

## Prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto consolidato

	Capitale sociale	Riserva sovrapp. Emissione azioni	Riserva legale	Riserva copertura flussi finanziari
<b>31/12/2011 Rideterminato</b>	<b>1.276.226</b>	<b>105.102</b>	<b>28.996</b>	<b>(30.737)</b>
Perdite portate a nuovo				
Altri movimenti				
Utile complessivo rilevato nel periodo di cui:				1.823
- Utile netto del periodo				
- Altre componenti di Conto Economico complessivo				1.823
<b>31/03/2012</b>	<b>1.276.226</b>	<b>105.102</b>	<b>28.996</b>	<b>(28.914)</b>
<b>31/12/2012</b>	<b>1.276.226</b>	<b>105.102</b>	<b>28.996</b>	<b>(42.645)</b>
Utile portato a nuovo				
Altri movimenti				
Utile complessivo rilevato nel periodo di cui:				7.900
- Utile netto del periodo				
- Altre componenti di Conto Economico complessivo				7.900
<b>31/03/2013</b>	<b>1.276.226</b>	<b>105.102</b>	<b>28.996</b>	<b>(34.745)</b>



migliaia di euro

Riserva Available for Sale	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
-	<b>362.714</b>	<b>466.075</b>	<b>(110.970)</b>	<b>1.631.331</b>	<b>213.375</b>	<b>1.844.706</b>
	(110.970)	(110.970)	110.970	-		-
	(975)	(975)		(975)	(97)	(1.072)
		1.823	55.027	56.850	1.445	58.295
			55.027	55.027	1.459	56.486
-	-	1.823		1.823	(14)	1.809
-	<b>250.769</b>	<b>355.953</b>	<b>55.027</b>	<b>1.687.206</b>	<b>214.723</b>	<b>1.901.929</b>
-	<b>219.617</b>	<b>311.070</b>	<b>152.559</b>	<b>1.739.855</b>	<b>214.402</b>	<b>1.954.257</b>
	152.559	152.559	(152.559)	-		-
	906	906		906	(4)	902
	-	7.900	81.104	89.004	2.874	91.878
			81.104	81.104	2.868	83.972
-	-	7.900		7.900	6	7.906
-	<b>373.082</b>	<b>472.435</b>	<b>81.104</b>	<b>1.829.765</b>	<b>217.272</b>	<b>2.047.037</b>

## Rendiconto finanziario consolidato

migliaia di euro

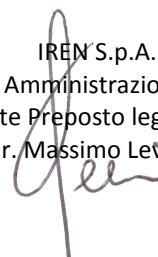
	I Trimestre 2013	I Trimestre 2012
<b>A. Disponibilità liquide iniziali</b>	<b>28.041</b>	<b>44.758</b>
<b>Flusso finanziario generato dall'attività operativa</b>		
Risultato del periodo	83.972	56.486
Rettifiche per:		
Ammortamenti attività materiali e immateriali	50.530	52.599
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	1.224	(610)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	570	(155)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	(3.851)	9.292
Variazione imposte anticipate e differite	(2.198)	(1.108)
Variazione altre attività/passività non correnti	704	(843)
Quota del risultato di collegate	(452)	(6.042)
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività immobilizzate	4.167	-
<b>B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN</b>	<b>134.666</b>	<b>109.619</b>
Variazione rimanenze	45.705	14.939
Variazione crediti commerciali	(183.530)	(375.911)
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	10.324	46
Variazione debiti commerciali	(12.694)	(16.089)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	86.569	92.151
<b>C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN</b>	<b>(53.626)</b>	<b>(284.864)</b>
<b>D. Cash flow operativo (B+C)</b>	<b>81.040</b>	<b>(175.245)</b>
<b>Flusso finanziario da (per) attività di investimento</b>		
Investimenti in attività materiali e immateriali	(46.001)	(72.291)
Investimenti in attività finanziarie	-	(525)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	3.634	8.455
<b>E. Totale flusso finanziario da attività di investimento</b>	<b>(42.367)</b>	<b>(64.361)</b>
<b>F. Free cash flow (D+E)</b>	<b>38.673</b>	<b>(239.606)</b>
<b>Flusso finanziario da attività di finanziamento</b>		
Nuovi mutui e finanziamenti a lungo termine	100.000	190.000
Rimborsi di mutui e finanziamenti a lungo termine	(14.102)	(30.548)
Variazione crediti finanziari	(3.023)	(20.211)
Variazione debiti finanziari	(107.609)	95.148
<b>G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento</b>	<b>(24.734)</b>	<b>234.389</b>
<b>H. Flusso monetario del periodo (F+G)</b>	<b>13.939</b>	<b>(5.217)</b>
<b>I. Disponibilità liquide finali (A+H)</b>	<b>41.980</b>	<b>39.541</b>

## **DICHIARAZIONE DEL DIRIGENTE PREPOSTO ALLA REDAZIONE DEI DOCUMENTI CONTABILI SOCIETARI A NORMA DELLE DISPOSIZIONI DELL'ART. 154-BIS COMMA 2 DEL D. LGS. 58/1998 (TESTO UNICO DELLA FINANZA)**

Il sottoscritto Massimo Levrino, Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili e societari di IREN S.p.A., dichiara, ai sensi del comma 2 articolo 154 bis del Testo Unico della Finanza, che l'informativa contabile contenuta nel presente Resoconto Intermedio di Gestione al 31 marzo 2013 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

14 maggio 2013

IREN S.p.A.  
Il Direttore Amministrazione e Finanza e  
Dirigente Preposto legge 262/05  
dr. Massimo Levrino





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

