

Resoconto intermedio di gestione

al 31 marzo 2011

Consiglio di Amministrazione
del 13 maggio 2011



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, Codice fiscale e partita IVA n. 07129470014

Sommario

Gruppo IREN in cifre.....	5
Cariche sociali	6
Il Gruppo IREN: l'assetto societario	7
Informazioni sul titolo IREN nei primi tre mesi del 2011.....	14
Dati operativi.....	17
Scenario di mercato	19
Fatti di rilievo del periodo	26
Criteri di redazione	27
Risk Management.....	30
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria del primo trimestre 2011.....	34
Situazione Economica.....	35
<i>Generazione energia elettrica e calore</i>	38
<i>Infrastrutture energetiche</i>	40
<i>Servizio idrico integrato</i>	42
<i>Mercato</i>	43
<i>Ambiente</i>	45
<i>Altri Servizi</i>	46
Situazione Patrimoniale.....	47
Situazione Finanziaria	48
Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del trimestre ed evoluzione prevedibile della gestione....	50
Prospetti contabili consolidati al 31 marzo 2011.....	51
Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata	51
Conto economico consolidato	53
Altre componenti di conto economico complessivo.....	54
Rendiconto finanziario consolidato	55
Prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto consolidato.....	56
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).....	58

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 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. Grazie ai propri importanti assets produttivi, agli investimenti realizzati, alla leadership conquistata in tutte le aree di business ed al proprio radicamento territoriale Iren è oggi ai vertici del panorama italiano delle multiutility.

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 oltre che nella gestione degli impianti di produzione calore per il teleriscaldamento in territorio emiliano.

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 7.400 GWh annui, inclusa la quota assicurata da Edipower.

Distribuzione Gas: attraverso 8.800 chilometri di rete Iren serve più di un milione di Clienti.

Distribuzione Energia Elettrica: con oltre 7.200 chilometri di reti in media e bassa tensione il Gruppo distribuisce l'energia elettrica ad oltre 710.000 Clienti a Torino e Parma.

Ciclo idrico integrato: con 13.900 chilometri di reti acquedottistiche, 7.868 km di reti fognarie e 813 impianti di depurazione, Iren fornisce più di 2.400.000 abitanti.

Ciclo ambientale: con 122 stazioni ecologiche attrezzate, 2 termovalorizzatori, 2 discariche, il Gruppo serve 111 comuni per un totale di oltre 1.200.000 abitanti.

Teleriscaldamento: grazie a circa 700 chilometri di reti interrato di doppia tubazione il Gruppo Iren fornisce il calore ad una volumetria di oltre 66 milioni di metri cubi, pari ad una popolazione servita di oltre 550.000 persone.

Vendita gas, energia elettrica e termica: il Gruppo commercializza annualmente più di 3,1 miliardi di metri cubi di gas, più di 12.000 GWh di energia elettrica e 2.840 GWh di calore per teleriscaldamento immesso in rete.

GRUPPO IREN IN CIFRE

Esercizio 2010 proforma		Primo Trimestre 2011	Primo Trimestre 2010 proforma	Variaz. %
	Dati Economici (milioni di euro)			
3.381	Ricavi	973	1.012	(3,9)
603	Margine operativo lordo	205	204	0,8
339	Risultato operativo	148	144	2,7
290	Risultato prima delle imposte	137	127	8,0
186	Risultato netto di Gruppo e di Terzi	86	78	9,6
	Dati Patrimoniali (milioni di euro)	Al 31/03/2011	Al 31/12/2010	
	Capitale investito netto	4.528	4.342	4,3
	Patrimonio netto	2.178	2.082	4,6
	Posizione finanziaria netta	(2.350)	(2.260)	4,0
<i>Esercizio 2010 proforma</i>	Indicatori economico-finanziari	Primo Trimestre 2011	Primo Trimestre 2010 proforma	
17,84%	MOL/Ricavi	21,12%	20,13%	
	Debt/Equity	1,08	1,08	
<i>Esercizio 2010 proforma</i>	Dati tecnici e commerciali	Primo Trimestre 2011	Primo Trimestre 2010 proforma	
14.567	Energia elettrica venduta (GWh)	3.536	4.095	(13,7)
2.754	Energia termica prodotta (GWh _t)	1.235	1.344	(8,1)
66	Volumetria teleriscaldata (mln m ³)	66	63	4,6
3.132	Gas venduto (mln m ³)	1.164	1.321	(11,9)
188	Acqua distribuita (mln m ³)	46	48	(4,2)
1.005.468	Rifiuti trattati (ton)	242.341	234.667	3,3

CARICHE SOCIALI

Consiglio di Amministrazione

Presidente	Roberto Bazzano ⁽¹⁾
Vice Presidente	Luigi Giuseppe Villani ⁽²⁾
Amministratore Delegato	Roberto Garbati ⁽³⁾
Direttore Generale	Andrea Viero ⁽⁴⁾
Consiglieri	Franco Amato ⁽⁵⁾
	Paolo Cantarella ⁽⁶⁾
	Gianfranco Carbonato ⁽⁷⁾
	Alberto Clò ⁽⁸⁾
	Marco Elefanti ⁽⁹⁾
	Ernesto Lavatelli ⁽¹⁰⁾
	Ettore Rocchi
	Alcide Rosina ⁽¹¹⁾
	Enrico Salza ⁽¹²⁾

Collegio Sindacale

Presidente	Aldo Milanese
Sindaci effettivi	Lorenzo Ginisio
	Giuseppe Lalla
Sindaci supplenti	Massimo Bosco
	Emilio Gatto

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili e societari

Massimo Levrino

Società di Revisione

KPMG S.p.A.

⁽¹⁾ ⁽²⁾ ⁽³⁾ ⁽⁴⁾ Componenti del Comitato Esecutivo

⁽⁵⁾ Componente del Comitato per le Remunerazioni

⁽⁶⁾ Presidente del Comitato per le Remunerazioni

⁽⁷⁾ Componente dell'Organismo di Vigilanza

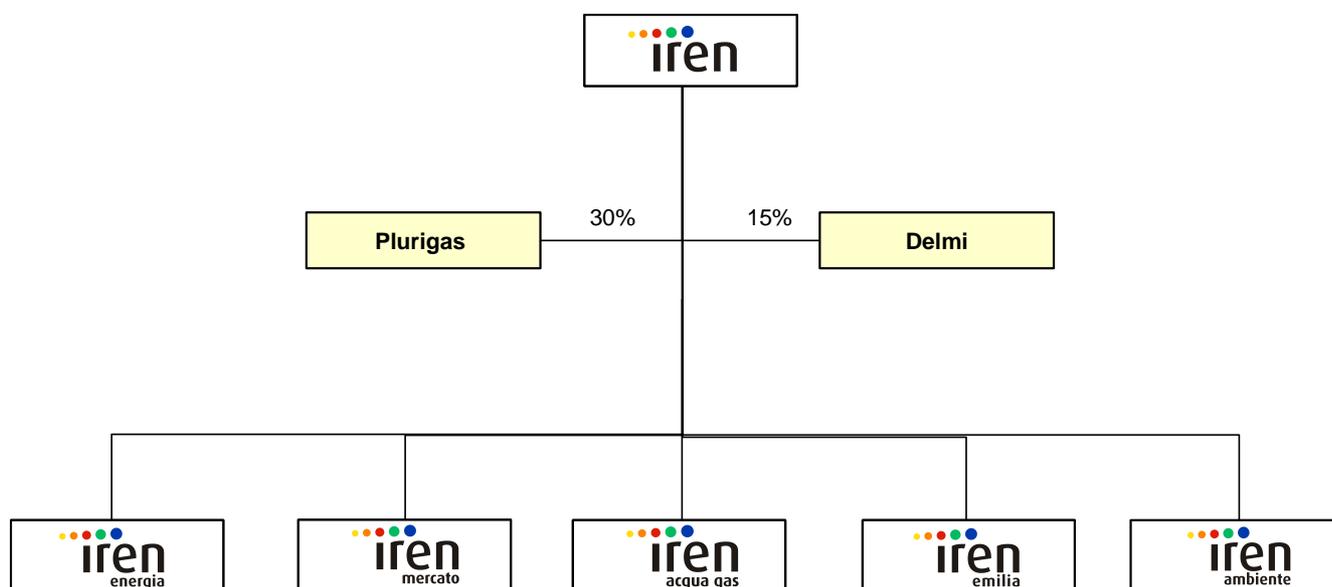
⁽⁸⁾ ⁽¹¹⁾ Componente del Comitato di Controllo Interno

⁽⁹⁾ Presidente dell'Organismo di Vigilanza

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

⁽¹²⁾ Presidente del Comitato per il Controllo Interno

IL GRUPPO IREN: L'ASSETTO SOCIETARIO



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 2.300 MW di potenza installata, di cui circa 1.400 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 1.400 MW elettrici e 1.800 MW termici, di cui 700 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 1.800 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 2011 è stata pari a circa 1.235 GWh_t, con una volumetria teleriscaldata pari a circa 66 milioni di metri cubi. Iren Energia ha in corso numerosi investimenti nel settore idroelettrico e nella cogenerazione volti a rafforzare la propria posizione di produttore di energia, che consentiranno di aumentare la potenza installata di circa 370 MW rispetto agli attuali 2.300 MW. Nel corso del trimestre si sono conclusi i lavori di repowering degli impianti idroelettrici della Valle Orco, consentendo così di registrare nel primo trimestre 2011 un maggior contributo sulla produzione idroelettrica di circa 53 GWh in più rispetto allo stesso periodo del 2010.

Distribuzione di energia elettrica a clienti vincolati

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 1.085.000 abitanti); nel primo trimestre 2011 l'energia elettrica distribuita è stata pari a 1.090 GWh, di cui 866 GWh nella Città di Torino e 224 GWh nella città di Parma.

Servizi agli Enti Locali e Global Service

Iride Servizi, controllata da IREN Energia, fornisce alla città di Torino il servizio di illuminazione pubblica, il servizio semaforico, la gestione degli impianti termici ed elettrici negli edifici comunali e la gestione in Global Service Tecnologico del Palazzo di Giustizia di Torino.

Le infrastrutture telematiche e la connettività nelle città di Torino e Genova sono gestite rispettivamente dalle controllate AemNet e SasterNet.

Teleriscaldamento

Le attività di teleriscaldamento e distribuzione del gas nel capoluogo piemontese sono svolte da AES Torino (controllata al 51% da Iren Energia S.p.A.), che possiede una delle più estese reti di teleriscaldamento a livello nazionale (circa 420 km di doppia tubazione nel 2010).

Al 31 marzo 2011 la rete del gas estesa per 1.329 km ha servito circa 500.000 clienti finali.

A seguito del processo di fusione con Enia, IREN Energia, detiene anche la rete di teleriscaldamento di Parma, Reggio Emilia e Piacenza con un'estensione complessiva di circa 297 Km.

Infine la società Nichelino Energia, costituita in compartecipazione da Iren Energia (con una partecipazione del 62%), Iren Mercato (5%) e AES Torino (33%), ha come obiettivo lo sviluppo del teleriscaldamento nella città di Nichelino.

IREN MERCATO

Il Gruppo, tramite IREN Mercato, opera nel campo della 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.

L'attività commerciale sul mercato libero è posta in essere sia direttamente, sia attraverso partecipazioni industriali in società commerciali locali presenti prevalentemente nel Nord Ovest e nell'area tirrenica.

Le principali fonti di elettricità per le attività di Iren Mercato sono rappresentate dalle centrali termoelettriche e idroelettriche di Iren Energia S.p.A.; tramite contratti di tolling, inoltre, Iren Mercato dispone del 10% dell'energia elettrica derivante dalle centrali di Edipower.

Al 31/03/2011 i clienti gas gestiti direttamente da IREN Mercato sono pari a circa 744.000, mentre i clienti energia elettrica gestiti sono pari a circa 677.000.

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi complessivi di gas naturale approvvigionati nel primo trimestre 2011 sono stati pari a circa 1.164 Mmc di cui circa 722 Mmc commercializzati a clienti finali esterni al Gruppo, 65 Mmc sono stati impiegati nella produzione di energia elettrica tramite i contratti di tolling con Edipower e 377 Mmc sono stati impiegati all'interno del Gruppo IREN sia per la produzione di energia elettrica e termica che per la fornitura di servizi calore.

Commercializzazione energia elettrica

I volumi commercializzati nel primo trimestre 2011, al netto delle perdite di distribuzione, sono risultati pari a 3.536 GWh.

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

Mercato libero e borsa:

I volumi complessivamente venduti a clienti finali e grossisti nel primo trimestre 2011 sono pari a 2.257 GWh, mentre i volumi impiegati sulla borsa ammontano a 1.279 GWh.

Sul fronte approvvigionamenti, nel primo trimestre 2011, le disponibilità interne al Gruppo Iren, (Iren Energia, Tirreno Power) ammontano a 1.753 GWh mentre i volumi provenienti dal tolling di Edipower sono stati pari a 421 GWh. Il ricorso al mercato IPEX è risultato pari a 1.147 GWh mentre le forniture provenienti dal segmento grossisti sono state pari a 46 GWh.

Mercato ex vincolato:

I clienti complessivamente gestiti in regime di maggior tutela da Iren Mercato nel primo trimestre 2011 sono circa 430.000. I volumi complessivamente venduti nel corso del I trimestre ammontano a 326 GWh.

Vendita calore tramite rete di teleriscaldamento

Iren Mercato gestisce la vendita del calore ai clienti del Comune di Genova, 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 fornito ai clienti è fornito da Iren Energia S.p.A. a condizioni economiche tali da garantire un'adeguata remunerazione.

A marzo 2011 il parco clienti gestito sul Piemonte sale così a circa 4000 contratti attivi per una volumetria teleriscaldata di oltre 43 milioni di metri cubi, corrispondenti a oltre 430.000 abitanti ossia il 40% dei cittadini torinesi, mentre per la parte Emiliana la volumetria teleriscaldata è di circa 18,5 milioni di metri cubi.

Gestione servizi calore

Nel corso del primo trimestre 2011 e' proseguito lo sviluppo dei Contratti di Servizio Energia in particolare rivolti al settore privato condominiale.

E' inoltre operativo il Contratto con la Regione Liguria relativo alla gestione dei servizi energetici negli ospedali e strutture sanitarie in cui la società, attraverso la struttura di Cae (Global Services) e delle aziende specialistiche Climatel e OCCLIM, e' intervenuta nella gestione di alcune rilevanti commesse operative di conduzione e manutenzione. Iren Mercato e' il fornitore degli energetici di tale iniziativa. Analoga iniziativa è attiva nella regione Lazio in ATI con A2A.

IREN ACQUA GAS

Servizi Idrici Integrati

La SPL IREN Acqua Gas, direttamente e tramite la società controllata Mediterranea delle Acque, si occupa della fornitura dei servizi idrici nelle province di Genova, Parma, Piacenza e Reggio Emilia. Tale attuale configurazione della società rappresenta il risultato di un progetto di riorganizzazione delle attività riconducibili a Mediterranea delle Acque e del ramo di azienda idrico di Iren Acqua Gas, che ha comportato l'ingresso in tale Gruppo della società F2i Rete Idrica Italiana S.p.A.

La citata riorganizzazione è stata attuata al fine di superare le inefficienze che caratterizzano il servizio idrico integrato italiano, attraverso l'accorpamento di attività in precedenza frammentate, e di creare una struttura maggiormente flessibile e adatta per cogliere le opportunità di sviluppo conseguenti al nuovo quadro normativo di riferimento.

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 Iride Acqua Gas nel processo di fusione Iride-Enìa.

La riforma dei servizi idrici introdotta in Italia dalla Legge Galli impone sostanzialmente due principi: il superamento della frammentazione delle gestioni e la realizzazione di gestioni integrate che comprendano tutto il ciclo dell'acqua dalla captazione, alla distribuzione, alla raccolta, trattamento e smaltimento, fino alla restituzione all'ambiente. Iren Acqua Gas con la propria struttura raggiunge negli Ambiti Territoriali Ottimali (ATO) gestiti (Area Genovese, Reggio Emilia e Parma) complessivamente un bacino di 128 Comuni e oltre 1,7 milioni di abitanti serviti.

Iren Acqua Gas nel primo trimestre 2011 ha venduto circa 40 Mmc di acqua nelle aree gestite, attraverso una rete di distribuzione di oltre 9.400 km. Per quanto riguarda le acque reflue gestisce una rete fognaria di circa 5.400 Km.

IdroTigullio gestisce il servizio idrico integrato nell'area di Levante dell'ATO genovese mediante 464 km di rete acquedottistica, 453 km di rete fognaria, 7 impianti di depurazione medi e 34 altri impianti minori.

AmTer gestisce il servizio idrico integrato nell'area del Ponente della Provincia di Genova per un totale 316 km di rete acquedottistica, 140 Km di rete fognaria e 4 impianti di trattamento delle acque.

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 morfologia 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.

Il servizio di distribuzione è inoltre fornito, tramite Società Controllata Gea S.p.A., nel bacino di Grosseto.

Iren Acqua Gas tramite le sue controllate ha distribuito gas, nel corso del primo trimestre 2011, per complessivi 201 Mmc.

Servizi tecnologici specialistici / ricerca

Attraverso le proprie Divisioni Saster e SasterPipe, Iren Acqua 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 71 dei 140 comuni delle province di Reggio Emilia, Parma e Piacenza. La società gestisce complessivamente oltre 5.700 chilometri di rete di distribuzione locale di alta, media e bassa pressione per una potenzialità massima di prelievo dalla rete di trasporto nazionale 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 112 Comuni del territorio, servendo un bacino di 1.109.000 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 oltre 122 stazioni ecologiche attrezzate, hanno consentito al bacino servito di ottenere risultati superiori al 56% di frazione di rifiuti differenziata inviata al recupero per trasformarli in materia prima.

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. 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 e lo sviluppo delle tecnologie più innovative e "ambientalmente sicure" attualmente esistenti.

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 11.416 chilometri di rete di acquedotto, 6.075 chilometri di reti fognarie e n. 3.379 impianti di sollevamento delle acque reflue e 735 impianti di depurazione.

L'attività di gestione operativa della rete di teleriscaldamento è svolta nelle città di Reggio Emilia, Parma e Piacenza e riguarda una rete complessiva di 293,5 km con una volumetria complessiva servita pari a 17,6 Mmc. La gestione operativa della rete di distribuzione di energia elettrica è svolta nella città di Parma e riguarda 2.320 km di rete con un numero di 122.830 punti di consegna alla clientela finale.

IREN AMBIENTE

Settore Ambiente

Iren Ambiente, direttamente e attraverso le società partecipate, svolge nelle province di Parma, Reggio Emilia e Piacenza le attività di trattamento, smaltimento, stoccaggio, recupero e riciclo dei rifiuti urbani e speciali, di recupero energetico (calore e energia elettrica) attraverso la termovalorizzazione e la gestione di impianti per la produzione di biogas. Iren Ambiente gestisce un importante portafoglio clienti a cui fornisce servizi per lo smaltimento di rifiuti speciali e svolge l'attività di trattamento, selezione, recupero e smaltimento finale dei rifiuti urbani raccolti da Iren Emilia S.p.A..

La frazione indifferenziata dei rifiuti raccolti è destinata a diverse modalità di smaltimento nella ricerca della migliore valorizzazione della risorsa rifiuto attraverso un processo industriale di preventiva selezione meccanica al fine di ridurre la frazione destinata alla termovalorizzazione e allo smaltimento in discarica. Iren Ambiente tratta oltre 900.000 tonnellate annue di rifiuti con 12 impianti di trattamento, selezione e stoccaggio, 2 termovalorizzatori (Piacenza e Reggio Emilia), 1 discarica (Poatica - Reggio Emilia), 2 impianti di compostaggio (Reggio Emilia). E' in fase di costruzione, per la sua attivazione nel corso del 2012, il Polo Ambientale Integrato di Parma (PAI), che prevede la realizzazione di un impianto di selezione e termovalorizzazione.

Produzione energia elettrica da fonti rinnovabili

Iren Ambiente è attiva anche 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. ed altri 29 minori come potenza installata su sedi aziendali e fabbricati comunali. E' continuata nel trimestre, attraverso la controllata Iren Rinnovabili S.r.l., un'attività di commercializzazione nel settore del fotovoltaico con il logo "Raggi & Vantaggi" pur in un contesto difficile dovuto all'incertezza normativa legata alle proposte di riduzione delle tariffe incentivanti

E' inoltre entrata in funzione a inizio anno con positivi risultati di produzione la centrale idroelettrica da 1 MW di potenza installata sita nel comune di Baiso (RE).

Con riferimento ai progetti nel settore eolico nel corso del 2010 si sono completate le rilevazioni anemometriche in zona appenninica che porteranno nel corso del 2011 alla richiesta autorizzativa di un campo eolico di 6 MW. Particolare attenzione è stata riservata inoltre in continuità con l'anno precedente allo sviluppo di un modello di business per lo sviluppo di iniziative del settore della produzione di biogas e biometano.

Gestione impianti di teleriscaldamento

Iren Ambiente opera altresì, sulla base di specifici contratti con Iren Energia S.p.A., nel settore del teleriscaldamento attraverso la gestione e manutenzione straordinaria di centrali termiche e impianti di cogenerazione nelle tre province emiliane di Parma, Reggio Emilia e Piacenza.

ORGANICO DEL GRUPPO IREN

L'organico di gruppo al 31 marzo 2011 è pari a 4.719 unità. La tabella che segue fornisce il dettaglio analitico per singolo Gruppo riferibile alle società di primo livello.

Società	Organico al 31.03.2011	Organico al 31.12.2010	Var. %
IREN S.p.A.	269	270	(0,4)
IREN Acqua Gas e controllate	1.045	1.049	(0,4)
IREN Ambiente e controllate	238	241	(1,2)
IREN Emilia e controllate	1.695	1.711	(0,9)
IREN Energia e controllate	1.037	1.045	(0,8)
IREN Mercato e controllate	435	436	(0,2)
Totale	4.719	4.752	(0,7)

INFORMAZIONI SUL TITOLO IREN NEI PRIMI TRE MESI DEL 2011

Andamento del titolo IREN in Borsa

Nel corso del primo trimestre 2011 i mercati finanziari hanno mostrato i primi segnali di ripresa dopo la prolungata congiuntura negativa dello scenario finanziario internazionale, acuita lo scorso anno dalla crisi finanziaria di alcuni stati sovrani europei (Grecia, Spagna ed Irlanda su tutti). A partire da inizio anno i mercati finanziari hanno reagito positivamente alle misure poste in atto dai governi della zona euro per contenere l'indebitamento.

Peraltro nel corso del periodo si sono intravisti solo deboli segnali di ripresa dell'economia reale con livelli della domanda energetica, seppure in lieve ripresa, ancora al di sotto dei livelli del 2008.

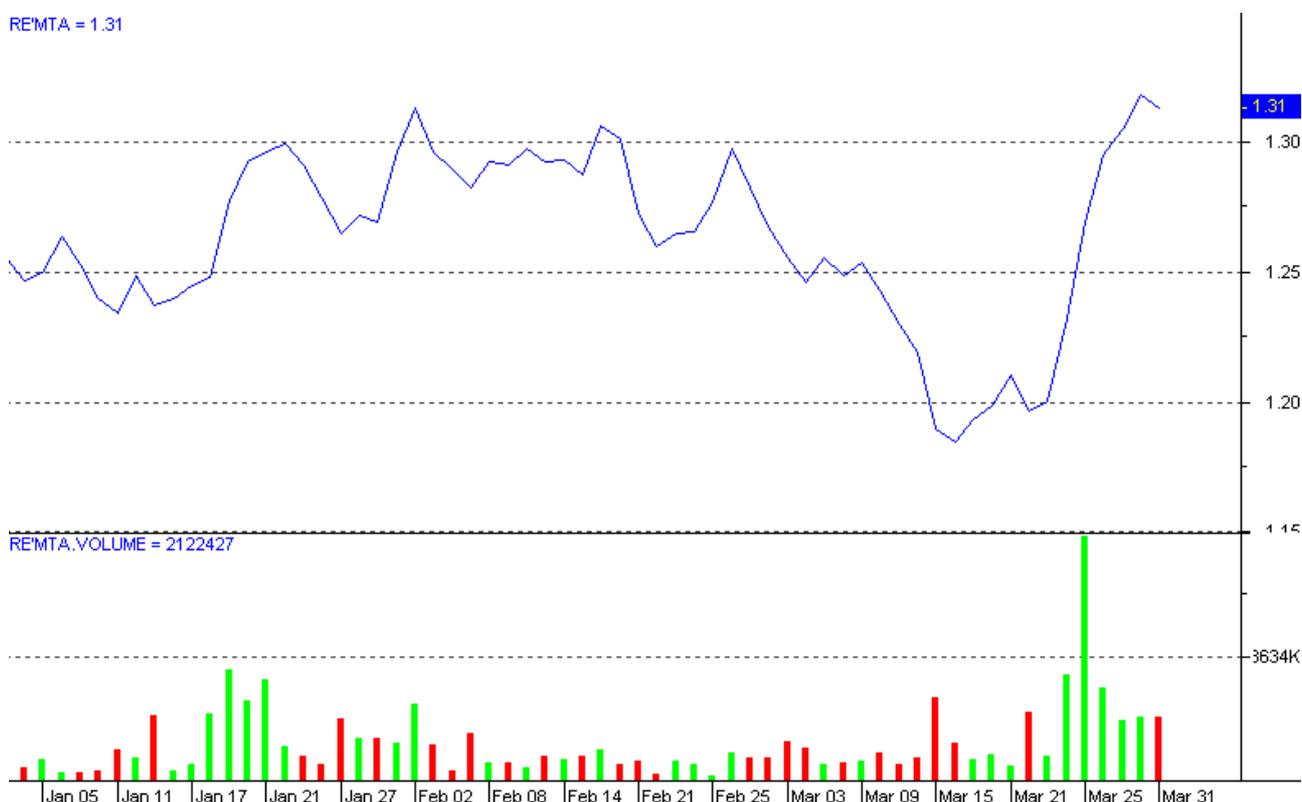
Il titolo Iren a fine marzo 2011 si è attestato a 1,31 euro per azione con una crescita del 4,6% rispetto al valore di inizio anno con volumi che si sono attestati intorno a 1,4 milioni di pezzi giornalieri.

Nello stesso periodo il prezzo medio è stato di 1,26 euro per azione avendo toccato il minimo di 1,19 euro per azione il 16 marzo 2011 ed il massimo di 1,31 euro per azione a fine periodo all'interno di un trend di crescita innescato dalla comunicazione dei positivi dati di Bilancio 2010.

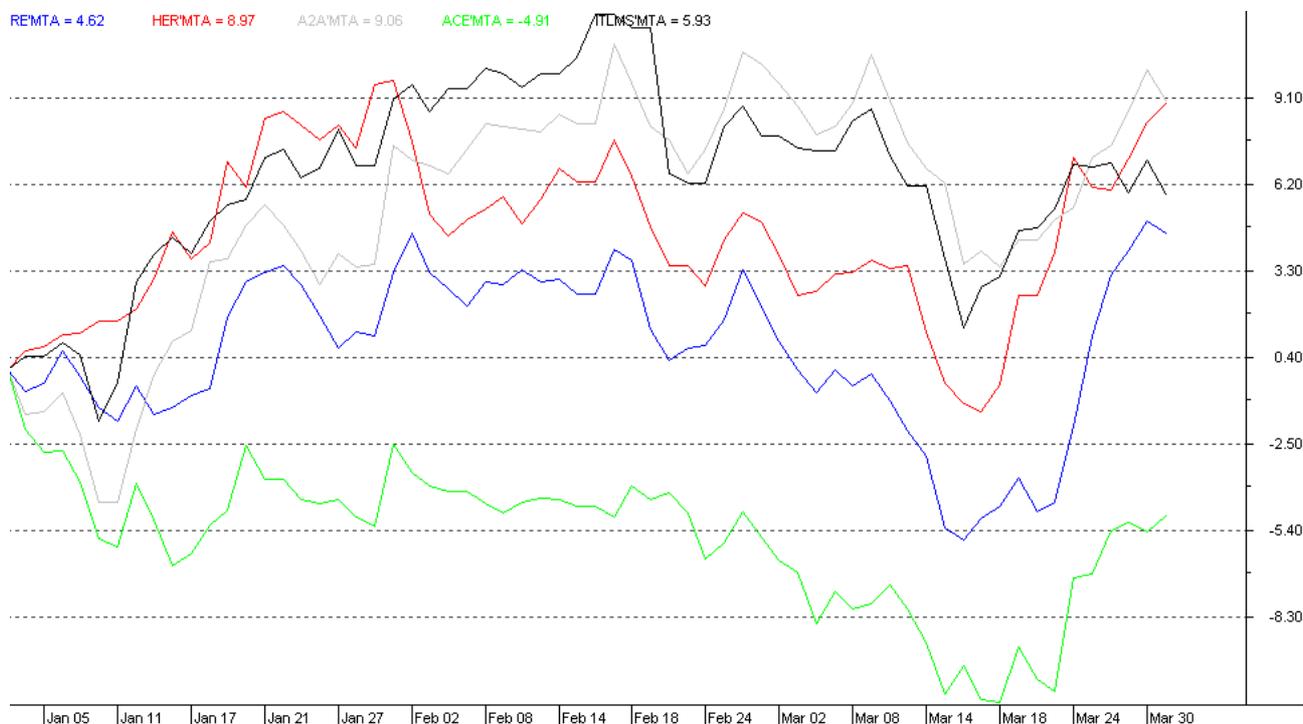
DATI DI BORSA, euro/azione nei primi tre mesi 2011	
Prezzo medio	1,26
Prezzo massimo	1,31
Prezzo minimo	1,19
N. azioni ('000)	1.276.226

Andamento prezzo e volumi del titolo IREN

REMTA = 1.31



Il titolo Iren ha mostrato un andamento in linea con l'indice All Shares ed i titoli delle principali multiutility ad eccezione di Acea, che nel periodo ha subito una flessione del -4,9%.



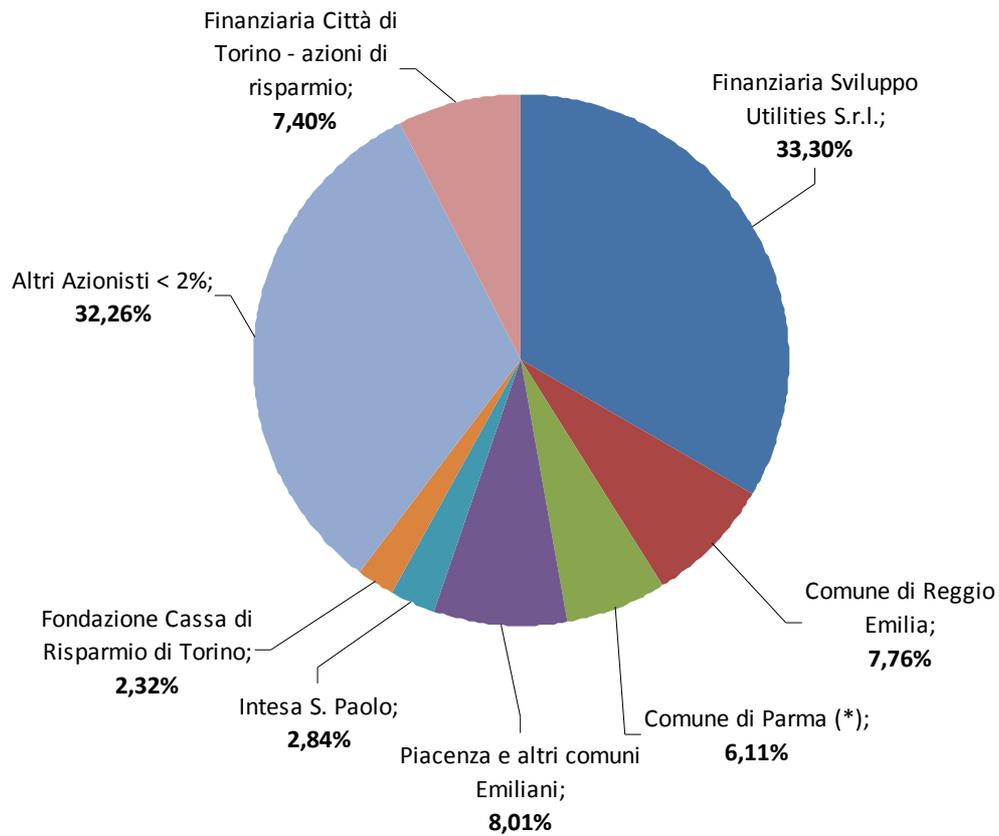
Il coverage del titolo

Il Gruppo IREN è attualmente seguito da otto broker: Banca IMI, Banca Leonardo, Centrobanca, Cheuvreux, Deutsche Bank, Equita, Intermonte, Mediobanca.

Azionariato

Al 31 marzo 2011, sulla base delle informazioni disponibili alla società, l'azionariato di IREN era il seguente:

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



(*) Per usufrutto su n. azioni 52.200.000 la cui nuda proprietà è in capo a S.T.T Holding S.p.A. controllata al 100% dal Comune di Parma

DATI OPERATIVI

Bilancio dell'energia elettrica

GWh	Primo Trimestre 2011	Primo Trimestre 2010 proforma	Variaz. %
FONTI			
Produzione lorda	2.195	2.157	1,8
a) Termoelettrica	1.557	1.512	3,0
b) Idroelettrica	141	95	48,4
c) Produzione da WTE	22	34	(35,3)
d) Produzione da impianti Edipower	421	433	(2,8)
e) Produzione da impianti Tirreno Power	54	83	(34,9)
Acquisto da Acquirente Unico	342	394	(13,2)
Acquisto energia in Borsa Elettrica	1.147	1.470	(22,0)
Acquisto energia da grossisti e importazioni	46	269	(82,9)
Totale Fonti	3.730	4.290	(13,1)
IMPIEGHI			
Vendite a clienti di maggior tutela e salvaguardia	326	361	(9,7)
Vendite in Borsa Elettrica	1.279	1.945	(34,2)
Vendite a clienti idonei finali, grossisti e altro	1.948	1.817	7,2
Pompaggi e perdite di distribuzione	177	167	6,0
Totale Impieghi	3.730	4.290	(13,1)

Bilancio del gas

milioni di metri cubi	Primo Trimestre 2011	Primo Trimestre 2010 proforma	Variaz. %
FONTI			
Acquisti (Plurigas e Sinit)	706	897	(21,4)
Acquisti (altri grossisti)	458	424	8,1
TOTALE FONTI	1.164	1.321	(11,9)
IMPIEGHI			
Gas commercializzato dal Gruppo	722	866	(16,6)
Gas destinato ad usi interni (*)	442	455	(2,9)
TOTALE IMPIEGHI	1.164	1.321	(11,9)

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

Servizi a rete

	Primo Trimestre 2011	Primo Trimestre 2010 proforma	Variaz. %
DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA			
Energia elettrica distribuita (GWh)	1.090	1.095	(0,5)
N. contatori elettronici	659.786	598.007	10,3
DISTRIBUZIONE GAS			
Gas distribuito da Aes Torino (mln mc) (*)	309	353	(12,5)
Gas distribuito da Iren Acqua Gas (mln mc)	201	228	(11,8)
Gas distribuito da Iren Emilia (mln mc)	445	469	(5,1)
Totale Gas distribuito	955	1.050	(9,0)
TELERISCALDAMENTO			
Volumetria teleriscaldata (mln mc)	66	63	4,8
Rete Teleriscaldamento (Km)	745	667	11,7
SERVIZIO IDRICO INTEGRATO			
Volumi Acqua (mln mc)	46	48	(4,2)

(*) Aes Torino al 51%

SCENARIO DI MERCATO

Scenario energetico nazionale

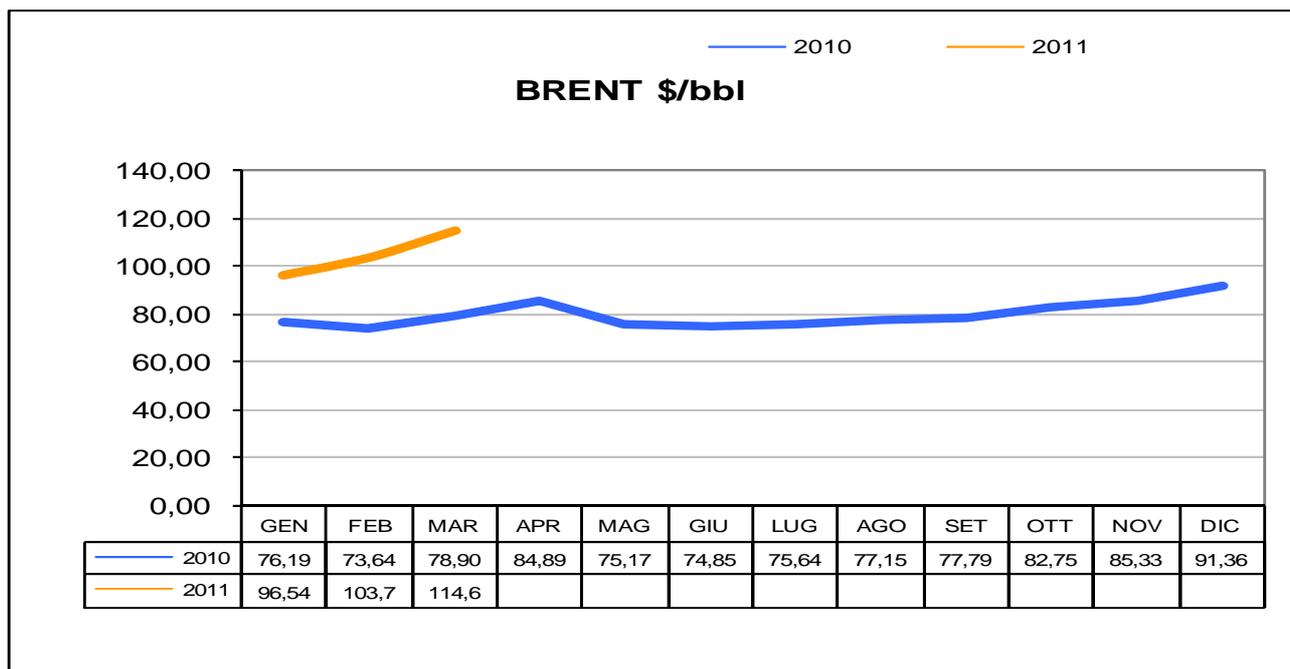
Nel periodo Gennaio - Marzo 2011 la produzione netta di energia elettrica in Italia è stata pari a 71.911 GWh in leggera diminuzione (-0,2%) rispetto allo stesso periodo del 2010. La richiesta di energia elettrica, pari a 83.259 GWh (+1,1%) è stata soddisfatta per l'85,8% dalla produzione nazionale (+1,7%) e per il restante 14,2% dal saldo con l'estero. A livello nazionale, la produzione termoelettrica è stata pari a 58.117 GWh, con un aumento dell'1,1% rispetto al 2010 ed ha coperto l' 80,8% dell'offerta; la produzione di fonte idroelettrica è stata pari a 9.775 GWh (-8,6% rispetto al 2010) coprendo il 13,6% dell'offerta, mentre la produzione da fonte geotermica, eolica e fotovoltaica è stata pari a 4.019 GWh (+2,7%) coprendo il 5,6% dell'offerta.

Domanda e offerta di energia elettrica cumulata (GWh e variazioni tendenziali)			
	fino a 31/03/2011	fino a 31/03/2010	Var. %
Domanda	83.259	82385	+1,1%
- Nord	38.564	38.195	+1,0%
- Centro	23.760	23.587	+0,7%
- Sud	12.280	12.233	+0,4%
- Isole	8.655	8.370	+3,4%
Produzione netta	71.911	72.045	-0,2%
- Idroelettrico	9.775	10.668	-8,6%
- Termoelettrico	58.117	57.465	+1,1%
- Geotermoelettrico	1.323	1.251	+5,8%
- Eolico e fotovoltaico	2.696	2.661	+1,3%
Saldo estero	11.987	11.691	+2,5%

Fonte: elaborazione RIE su dati TERNA

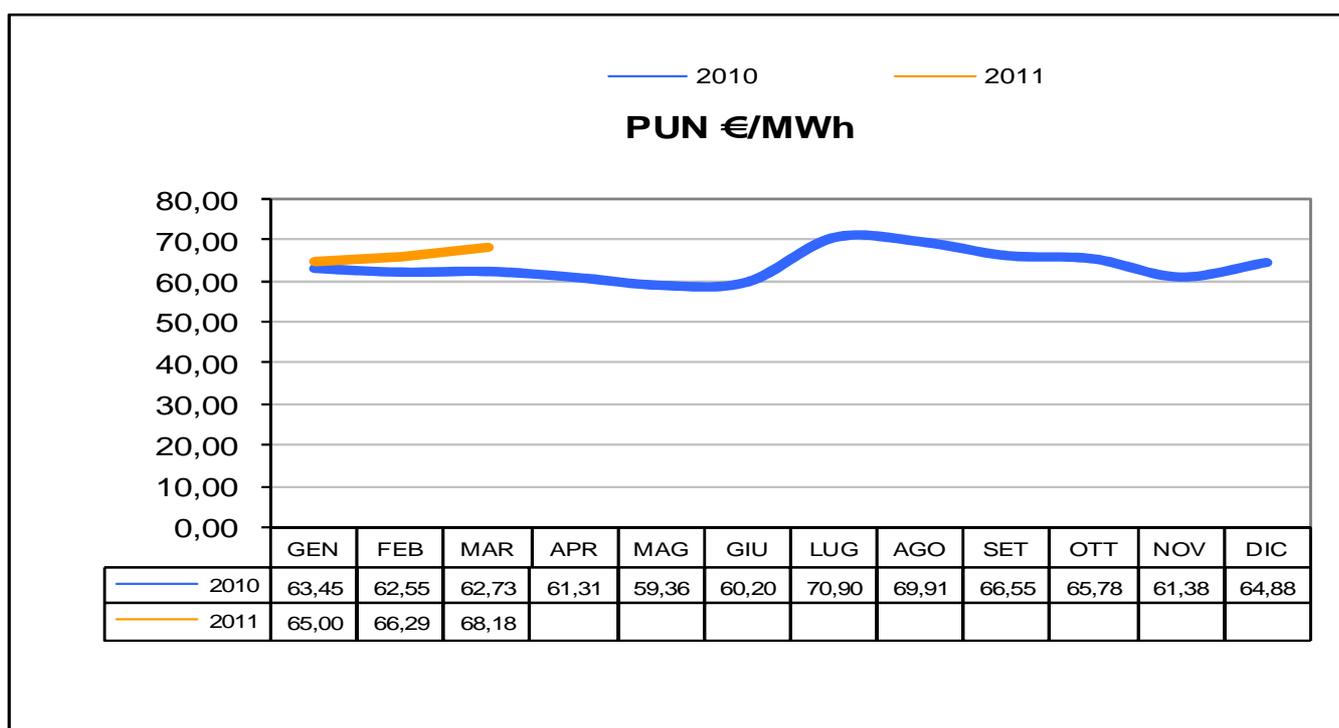
I primi tre mesi del 2011 hanno visto complessivamente una ripresa della domanda elettrica rispetto al pari trimestre dell'anno precedente (+1,1%). Rispetto al 2009, che a sua volta aveva visto una riduzione del 7,7% rispetto al primo bimestre 2008, l'incremento risulta del 3,9% e pari a circa +3,1 TWh. Gli incrementi percentuali sono positivi in tutte le zone del Paese, i maggiori si registrano nelle isole (+3,4%) e nella zona Nord (+1%).

Nei primi tre mesi del 2011 il prezzo medio del greggio è stato pari a 104,97 \$/bbl, in aumento rispetto allo stesso periodo del 2010 (+37,7%). Il cambio €//\$ medio è stato 1,37 in discesa di 0,02 cent rispetto alla media dello stesso periodo del 2010. Per effetto delle precedenti dinamiche, la quotazione media del greggio in euro è stata 76,8 €/bbl nel 2011 in aumento rispetto al valore medio del 2010 (+39,4%). Il primo trimestre 2011 è stato caratterizzato da un pressoché costante aumento delle quotazioni con il passare dei mesi. Il limite inferiore è stato intorno ai 90 \$/bbl dei primi giorni di gennaio per giungere ai 118 \$/bbl di fine marzo. Sulle quotazioni hanno inciso fattori congiunturali quali la crisi libica e le tensioni in altri stati dell'area MENA (Middle East Nord Africa) ed il terremoto abbattutosi sul Giappone (terzo consumatore petrolifero mondiale).



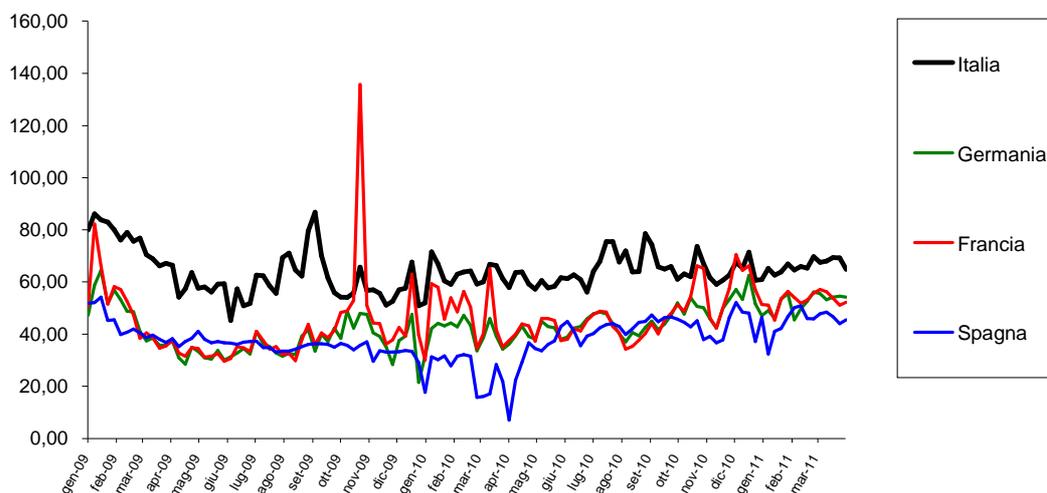
Nel primo trimestre del 2011 i prezzi della Borsa elettrica hanno mostrato un andamento in crescita sia rispetto al trimestre precedente che a quello dell'anno passato. Il PUN è risultato pari a 66,5 €/MWh con un +5,6% sul primo trimestre 2010 ed un +3,9% sul periodo Ott-Dic '10.

Tale aumento sembra ricollegarsi alla necessità di recupero dei maggiori costi di combustibile determinatisi nei mesi passati. Si può infatti considerare che è ormai dal primo trimestre del 2010 che tutte le fonti fossili utilizzate nella produzione di elettricità hanno ripreso la corsa al rialzo. E' pertanto il prezzo di borsa nelle ore offpeak che riporta l'incremento maggiore ovvero +9,5% rispetto al primo trimestre 2010 e +5,3% in confronto al trimestre precedente.



Per quanto riguarda i prezzi zionali si rileva come la zona a più basso prezzo si confermi nel trimestre, al pari del 2010, il Sud con 63,01 €/MWh (-5,2% rispetto al PUN) e quella a prezzo più elevato la Sicilia con 81,24 €/MWh (+22% rispetto al PUN). In entrambi i casi gli scostamenti rispetto al prezzo medio si dimezzano; risultavano infatti del -12,7% per la zona Sud nel primo trimestre del 2010 e del +43% per la Sicilia.

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



La liquidità del mercato borsistico nei primi tre mesi del 2011 ha ceduto 13,1 punti percentuali su base annua attestandosi al 57,4%, (110,8 TWh). Per contro la Piattaforma dei Conti Energia ha visto un aumento degli scambi pari a 6,7 punti percentuali, portandosi al 42,6% della domanda di energia elettrica (pari a circa 47,3 TWh).

Si consolida pertanto la forte crescita tendenziale degli scambi di energia over the counter (+21,6%) che a marzo ha compresso la liquidità del mercato a 55,9% livello minimo dal 2005.

Nella tabella seguente l'indicazione ed il confronto tra i prezzi futures medi mensile nel trimestre. Da Gennaio a Marzo si registrano variazioni in aumento che testimoniano un sentimento bullish delle quotazioni. Il future annuale che quotava 70,89 €/MWh ad inizio anno si è portato a 74,87 €/MWh nel mese di Marzo.

gen-11		feb-11		mar-11	
Futures		Futures		Futures	
mensili	€/MWh	mensili	€/MWh	mensili	€/MWh
feb-11	65,50	mar-11	65,92	apr-11	67,80
mar-11	64,41	apr-11	64,18	mag-11	66,80
apr-11	62,49	mag-11	63,59	giu-11	68,11
trimestrali		trimestrali		trimestrali	
giu-11	63,68	giu-11	65,18	giu-11	67,66
set-11	71,36	set-11	73,19	set-11	77,09
dic-11	71,04	dic-11	72,42	dic-11	77,71
mar-12	71,66	mar-12	72,40	mar-12	77,42
annuali		annuali		annuali	
dic-12	70,89	dic-12	72,07	dic-12	74,87

Fonte: elaborazioni RIE su dati IDEX

Il Mercato del Gas Naturale

In base ai dati preconsuntivi resi disponibili da Snam Rete Gas, nei primi tre mesi dell'anno i consumi complessivi di gas, pari a 28,1 md mc, risultano inferiori di -2,2% rispetto al 2010 (-0,7 md mc), in conseguenza delle temperature più miti che hanno determinato una riduzione dei prelievi degli impianti di distribuzione (volumi diretti prevalentemente ai consumi civili) del 5,3%. Gli usi termoelettrici ed industriali sono invece in aumento in confronto al 2010, rispettivamente di +0,9% e di +4,2%; significativo l'incremento di questi prelievi rispetto al 2009 (+12,1% e +17,9%), ma volumi ancora molto inferiori se confrontati con la situazione al marzo 2008 (-12,4% e -12,7%), quando ancora la recessione non aveva fatto sentire i suoi effetti più profondi sui consumi energetici.

Lato offerta si osserva, in confronto al 2010, una lieve diminuzione delle importazioni (-1,3%), un contenuto incremento delle immissioni in rete da produzione nazionale (+0,7%) e una riduzione dei prelievi da stoccaggi (-7,8%).

Gennaio - Marzo	2011	2010	2009	2008	Var % '11/'10	Var % '11/'09	Var % '11/'08
GAS PRELEVATO (Mld mc)							
Impianti di distribuzione	15,7	16,6	15,7	14,7	-5,3%	-0,2%	7,0%
Usi industriali	3,7	3,6	3,1	4,2	4,2%	17,9%	-12,7%
Usi termoelettrici	7,8	7,7	6,9	8,9	0,9%	12,1%	-12,3%
Altre reti e consumi di sistema (*)	1,0	1,0	0,9	1,0	0,8%	11,6%	1,5%
Totale prelevato	28,2	28,9	26,7	28,8	-2,2%	5,5%	-2,1%
GAS IMMESSO (Mld mc)							
Produzione nazionale	2,0	2,0	2,1	2,3	0,7%	-1,7%	-12,0%
Importazioni	21,7	21,9	18,2	23,0	-1,3%	19,0%	-5,8%
Stoccaggi	4,5	4,9	6,4	3,5	-7,8%	-30,2%	29,8%
Totale immesso	28,2	28,9	26,7	28,8	-2,2%	5,5%	-2,1%

(*) 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. Preconsuntivi per gennaio-marzo 2011

A seguito della crisi libica ENI ha deciso, a partire dal 23 febbraio, la chiusura del gasdotto di importazione Greenstream (25-27 Mmc/giorno per circa 9 md mc su base annua); i volumi mancanti sono stati compensati attraverso un incremento delle importazioni di gas russo (punto di ingresso nella rete nazionale di Tarvisio) e da un maggior ricorso agli stoccaggi che non ha comunque compensato, rispetto al 2010, le minori erogazioni dai siti derivanti da un inverno meno freddo. La situazione geopolitica non consente previsioni circa i tempi di ripristino delle importazioni dalla Libia; Eni ha dichiarato che gli impianti non hanno subito danneggiamenti e di essere in grado di riportare la produzione di gas a livelli vicini ai precedenti non appena la situazione si sarà normalizzata.

In un contesto di crescita dei prezzi petroliferi e di tensioni internazionali si osservano dinamiche al rialzo dei prezzi del gas sia in relazione ai prezzi indicizzati che ai prezzi spot. Riguardo ai primi, il prezzo della "Gas Release 2007" nei primi 3 mesi dell'anno è risultato nell'intorno di 31 cEuro/mc rispetto a 29-30 cEuro/mc dell'autunno scorso ed è previsto aumentare nei mesi prossimi; la materia prima-QE, stabilita da AEEG per i prezzi di riferimento ai clienti domestici, ha raggiunto circa 26 cEuro/mc nel primo trimestre 2011 ed è stata fissata a 27,25 cEuro/mc per il secondo trimestre. Relativamente ai prezzi spot, al Punto di Scambio Virtuale (PSV) si registra in marzo un

prezzo di circa 27,80 cEuro/mc¹, valore più elevato dopo i massimi di agosto-settembre 2010 (quando avevano raggiunto i 29 cEuro/mc in concomitanza con il blocco del gasdotto di importazione Transgas), mentre prezzi e volumi contrattati sul mercato spot gestito da GME ("Borsa gas") rilevano valori in crescita durante il trimestre: il prezzo medio mensile sul MGP in negoziazione continua è salito in marzo a 26,16 euro/MWh dai 25,10 Euro/MWh di gennaio.

Normativa

- Uno schema di decreto legislativo per il recepimento nell'ordinamento nazionale delle direttive europee 2009/72/CE e 2009/73/CE, riguardanti i settori dell'elettricità e del gas naturale e conosciute come "Terzo Pacchetto Energia, è attualmente all'esame delle competenti commissioni parlamentari con relative audizioni e segnalazioni di soggetti istituzionali, associazioni di categoria e operatori. Lo schema riguarda, tra l'altro, la sicurezza degli approvvigionamenti, lo sviluppo delle infrastrutture energetiche, la disciplina dell'unbundling delle reti, obiettivi e compiti dell'autorità di regolazione, il rafforzamento della tutela dei consumatori, la definizione di regole per le interconnessioni europee.

- Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28 "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE". Il decreto definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi fino al 2020 in materia di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e di quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti. Il presente decreto inoltre detta norme relative ai trasferimenti statistici tra gli Stati membri, ai progetti comuni tra gli Stati membri e con i paesi terzi, alle garanzie di origine, alle procedure amministrative, all'informazione e alla formazione nonché all'accesso alla rete elettrica per l'energia da fonti rinnovabili e fissa criteri di sostenibilità per i biocarburanti e i bioliquidi

Elettricità

- Documento di consultazione dell'AEEG 7/11 "Aggiornamento delle regole di Settlement - Revisione delle tempistiche degli obblighi informativi ai fini dei conguagli, della messa a disposizione dei dati di misura e della pubblicazione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale" (pubblicato il 27 marzo 2011)

Con il DCO in oggetto l'Autorità pone in consultazione alcune proposte di revisione delle tempistiche per l'assolvimento degli obblighi informativi funzionali alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica (c.d. Settlement)

- Ministero dello Sviluppo Economico Decreto del 03.02.2011 (GU n. 48 del 28-2-2011). "Determinazione, per il primo trimestre dell'anno 2011, del valore di acconto della componente del costo evitato di combustibile di cui al provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi n. 6/92 del 29 aprile 1992".

Il valore di acconto del CEC per il primo trimestre dell'anno 2011, espresso in c€/kWh e definito come prodotto tra prezzo medio del combustibile convenzionale, di cui al comma 1, e i valori del consumo specifico, espresso in mc/kWh, definiti dal provvedimento Cip n. 6/92 e dalla deliberazione dell'Autorità n. 81/99 è pari a: 6,72 c€/kWh per le iniziative prescelte di cui all'art. 3, comma 7, della legge n. 481/95; 6,36 c€/kWh per gli impianti di cui all'art. 1, lettera a), della deliberazione n. 81/99, entrati in esercizio nel biennio 1997-1998; 6,13 c€/kWh per gli impianti di cui all'art. 1, lettera a), della deliberazione n. 81/99, entrati in esercizio nel biennio 1999-2000;

¹ Fonte: GME da Thomson-Reuters

5,89 c€/kWh per gli impianti di cui all'art. 1, lettera a), della deliberazione n. 81/99, entrati in esercizio nel biennio 2001-2002.

- Delibera ARG/elt 5/11 “Determinazione del valore medio del prezzo di cessione dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03 ai fini della quantificazione del prezzo di collocamento sul mercato dei certificati verdi di cui all'articolo 2, comma 148, della legge n. 244/07 per l'anno 2011” (pubblicata il 28 gennaio 2011).

Con la delibera in oggetto l'AEEG, in continuità con quanto effettuato negli anni precedenti, ha determinato per l'anno 2011, il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica definito in attuazione dell'art. 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03, ai fini della definizione del prezzo di collocamento sul relativo mercato dei certificati verdi emessi dal GSE.

Il prezzo dei certificati verdi emessi e collocati sul relativo mercato da parte del GSE, risulterà, nell'anno in corso, pari a 113,10 €/MWh.

- Comunicato dell'AEEG agli operatori elettrici “Aggiornamento dei prezzi minimi garantiti per l'anno 2011” (pubblicato il 20 gennaio 2011)

Con il comunicato in oggetto, l'AEEG, in attuazione delle disposizioni dettate dall'articolo 7 della deliberazione ARG/elt n. 280/07 del 6 novembre 2007, pubblica i valori - individuati per scaglioni progressivi di produzione - dei prezzi minimi garantiti da corrispondere, per il 2011, agli operatori titolari di convenzione di Ritiro Dedicato con il GSE per la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili con potenza nominale elettrica fino a 1 MW.

I valori dei prezzi minimi garantiti riconosciuti agli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale elettrica fino a 1 MW, aggiornati per l'anno 2011, risultano pari a:

- fino a 500.000 kWh annui, 103,4 €/MWh;
- da oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh annui, 87,2 €/MWh;
- da oltre 1.000.000 kWh fino a 2.000.000 kWh annui, 76,2 €/MWh.

Gas

- Il 31 marzo u.s. è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale il Decreto Ministeriale (MSE- Affari Regionali) riguardante la determinazione degli ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare per le concessioni della distribuzione gas. Il DM individua 177 ambiti, ma rinvia ad un successivo provvedimento il dettaglio dei Comuni rientranti in ciascun ambito. Inoltre si è ancora in attesa del collegato Regolamento riguardante modalità e criteri di gara, trasmesso al Consiglio di Stato per il rilascio del relativo parere. Il quadro normativo risulta quindi incompleto. Il DM dovrebbe avere come effetto quello di bloccare le gare per singolo Comune per le quali “non è stato pubblicato il bando o non è decorso il termine per la presentazione delle offerte”, tuttavia su questo passaggio sono stati mossi rilievi e sono sorte criticità interpretative con conseguente rischio di contenziosi tra operatori ed Enti locali.

- Nel corso del primo trimestre e del mese di aprile sono state implementate alcune delle previsioni del Decreto Legislativo n. 130 del 13 agosto 2010, che attraverso un complesso disegno ha introdotto misure volte ad incentivare la realizzazione di nuova capacità di stoccaggio gas in funzione commerciale, ossia per poter stoccare il gas quando costa meno e diminuire così il costo di approvvigionamento del sistema. Dopo l'approvazione del piano di sviluppo di capacità di stoccaggio di ENI e la fissazione da parte di AEEG dei corrispettivi di utilizzazione della nuova capacità e di quelli per i c.d. servizi di anticipazione degli effetti sul mercato della stessa capacità, sono stati assegnati attraverso asta competitiva, prevalentemente a consorzi di Pmi e gruppi industriali, 3 md mc di stoccaggio.

- Con delibera ARG/gas n. 45/11 del 14 aprile, AEEG ha previsto per il prossimo 1° luglio l'avvio di una prima attuazione del mercato del bilanciamento, finalizzato ad attribuire un valore di mercato al gas necessario a bilanciare le posizioni degli operatori e garantire l'equilibrio della rete. In una piattaforma centralizzata gestita dal Gestore del Mercato Elettrico (già gestore della “Borsa Gas”) e

con Snam Rete Gas in funzione di controparte centrale nello scambio delle risorse per il bilanciamento, il prezzo verrà determinato sulla base dell'ultima offerta accettata. Le offerte non potranno superare il valore delle penali previste per il ricorso allo stoccaggio strategico non autorizzato.

FATTI DI RILIEVO DEL PERIODO

Riassetto del gruppo Edison

Il 15 marzo 2011 i soci italiani di Edison, tra cui Iren, hanno raggiunto un accordo con Edf per prorogare al 15 settembre 2011 la scadenza (prevista per il 16 marzo 2011) per l'eventuale disdetta dei patti parasociali, allo scopo di definire un progetto per il riassetto del gruppo energetico di Foro Bonaparte.

Contestualmente è stata raggiunta l'intesa sulla *governance* che guiderà, per un anno, Edison e Transalpina di Energia nella fase di transizione.

Trasformazione di San Giacomo S.r.l. in Società per azioni e ridenominazione in Mediterranea delle Acque S.p.A.

In virtù della delibera di Assemblea di San Giacomo S.r.l., assunta il 28 dicembre 2010, ha avuto efficacia, dal 5 gennaio 2011, la trasformazione di San Giacomo da società a responsabilità limitata a società per azioni. Contestualmente la società ha assunto la denominazione di Mediterranea delle Acqua S.p.A., adottando così il nome della società dalla stessa incorporata.

CRITERI DI REDAZIONE

CONTENUTO E FORMA

Il resoconto intermedio di gestione su base consolidata al 31 marzo 2011 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 2010, 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.

AREA DI CONSOLIDAMENTO

L'area di consolidamento, che non subisce variazioni rispetto al 31 dicembre 2010, comprende le società nelle quali la Capogruppo esercita, direttamente o indirettamente, il controllo.

Società Capogruppo

IREN S.p.A.

Società consolidate con il metodo integrale

Sono consolidate integralmente le cinque Società di Primo Livello (di seguito SPL), e, attraverso il bilancio consolidato di queste, le Società controllate dalle SPL:

1) IREN Energia e le Società da questa controllate:

- Iride Servizi e le controllate:
 - AEM NET
 - Sasternet
- AEM Torino Distribuzione
- CELPI
- Nichelino Energia

2) IREN Mercato e le Società da questa controllate:

- CAE Amga Energia, e le controllate:
 - O.C. CLIM
 - CLIMATEL
- GEA Commerciale

3) IREN Acqua Gas e le Società da questa controllate:

- Genova Reti Gas
- GEA
- Aquamet (classificata come attività destinata ad essere ceduta)
- Laboratori Iride Acqua Gas
- San Giacomo e le controllate:
 - Idrotigullio
 - Immobiliare delle Fabbriche

4) IREN Emilia, e le Società da questa controllate:

- Enìa Parma
- Enìa Piacenza
- Enìa Reggio Emilia
- Eniatel
- Consorzio GPO (classificata come attività destinata ad essere ceduta)
- AGA
- Undis Servizi
- Tema (classificata come attività destinata ad essere ceduta)
- Zeus

5) IREN Ambiente, e le Società da questa controllate:

- IREN Rinnovabili e le controllate:
 - Enìa Solaris
- Tecnoborgo
- Bonifica Autocisterne
- Montequerce

In tali società la Capogruppo detiene, direttamente o tramite sue controllate dirette e indirette, la maggioranza dei voti in assemblea ordinaria.

Società consolidate con il metodo proporzionale

Sono consolidate con il metodo proporzionale le seguenti società:

- AES Torino (partecipata al 51% da IREN Energia, ma, a seguito di accordi contrattuali stipulati tra le parti, gestita congiuntamente con l'altro socio Italgas)
- Società Acque Potabili (partecipata al 30,86% da IREN Acqua Gas)
- Acquedotto Savona (partecipato al 100% da Società Acque Potabili)
- Acquedotto Monferrato (partecipato al 100% da Società Acque Potabili)
- Acque potabili Siciliane (partecipata al 56,77% da Società Acque Potabili)
- Acque potabili Crotone (partecipata al 100% da Società Acque Potabili)
- OLT Offshore LNG S.p.A. (partecipata al 41,71% da IREN Mercato)
- Namtra Investments Ltd (partecipata al 100% da OLT Offshore LNG)

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 è in corso di implementazione ed adattamento alla realtà IREN. Il modello 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 (fattori di rischio riconducibili a mercati energetici e/o finanziari quali variabili di mercato o scelte di pricing);
- Rischi Operativi (fattori di rischio riconducibili alla proprietà degli assets, all'esercizio dell'attività industriale, ai processi, alle procedure ed ai flussi informativi, all'immagine aziendale);

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

Il modello disciplina altresì il ruolo dei vari soggetti coinvolti nel processo di gestione dei rischi, che fa capo al Consiglio di Amministrazione del Gruppo, prevedendo l'istituzione di un Comitato Rischi di Gruppo e specifiche Commissioni Rischi, con compiti più operativi relativamente a specifiche modalità di gestione per ciascuna delle tipologie 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.

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 non presentano elementi di criticità.

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), la verifica è annuale, i livelli sono stati definiti con adeguati criteri di prudenza e risultano soddisfatti. 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, essenzialmente attribuibile all'ammontare dei crediti commerciali derivanti dalla vendita di energia elettrica, teleriscaldamento, gas e all'erogazione dei servizi idrico ed ambientale, non presenta una particolare concentrazione essendo suddiviso su un largo numero di controparti quali clientela retail, business ed enti pubblici.

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 i quali l'affidamento di crediti di clienti cessati a società di recupero crediti esterne e la gestione del contenzioso legale dei crediti relativi ai servizi erogati.

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 alle fasce dimensionali di consumo.

Nel corso degli ultimi anni sono stati introdotti, al fine di rafforzare la capacità di analisi e monitoraggio, 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 ha avviato e sta 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 deve essere 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 di mercato; 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.

Gli accantonamenti ai fondi svalutazione crediti riflettono in maniera accurata i rischi di credito effettivi. Attraverso la mirata quantificazione dell'accantonamento, infatti, si procede, estraendo dalla banca dati i singoli importi componenti i crediti da esigere, ad analizzarli, soprattutto, in relazione alla loro anzianità.

3. RISCHIO ENERGETICO

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

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

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

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, in corso di implementazione nell'ambito del Gruppo IREN anche sulla base dei modelli implementati nelle realtà ex IRIDE ed ex Enìa, ha come obiettivo la gestione integrata e sinergica dei rischi e segue un processo di gestione che si articola nelle seguenti fasi:

- individuazione;
- stima;
- valutazione;
- trattamento;

- controllo;
- reporting.

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

Il modello prevede che la parte operativa del processo venga gestita da parte di Risk Manager locali che operano sulle aree di competenza in coordinamento con una struttura centrale avente funzione di indirizzo e controllo.

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 rinnovo del sistema degli impianti idroelettrici, al consolidamento della presenza nei settori della distribuzione di energia elettrica, del gas e 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 marche 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.

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.).

Ad ulteriore tutela 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 primi 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.

SITUAZIONE ECONOMICA, PATRIMONIALE E FINANZIARIA DEL PRIMO TRIMESTRE 2011

Il Gruppo IREN nasce il 1°luglio 2010 dalla fusione e per incorporazione di Enia in Iride. Nel seguito sono presentati il prospetto di conto economico, lo schema di stato patrimoniale riclassificato e il rendiconto finanziario.

I dati della situazione patrimoniale riclassificata sono confrontati con i corrispondenti dati al 31 dicembre 2010 del Gruppo IREN, mentre di dati del conto economico e del rendiconto finanziario sono confrontati con i corrispondenti dati pro-forma del Gruppo IREN relativi al primo trimestre dell'esercizio precedente.

In relazione ai dati pro forma si segnala che i Prospetti Consolidati proforma del 2010 sono stati predisposti al fine di simulare, secondo criteri di valutazione coerenti con quelli applicati da IRIDE nella redazione del proprio bilancio consolidato e conformi alla normativa di riferimento, gli effetti della fusione sull'andamento economico e sulla situazione finanziaria di IRIDE, assumendo che l'operazione straordinaria sia avvenuta all'inizio del periodo cui si riferiscono il Conto economico e il rendiconto finanziario, vale a dire al 1°gennaio 2010.

SITUAZIONE ECONOMICA

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO GRUPPO IREN

migliaia di euro

	Primo Trimestre 2011	Primo Trimestre 2010 pro-forma (1) (2)	Var. %
Ricavi			
Ricavi per beni e servizi	920.727	944.865	(2,6)
Variazione dei lavori in corso	620	941	(34,1)
Altri proventi	51.287	66.634	(23,0)
Totale ricavi	972.634	1.012.440	(3,9)
Costi operativi			
Acquisto materie prime sussidiarie di consumo e merci	(484.474)	(543.615)	(10,9)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(206.613)	(186.439)	10,8
Oneri diversi di gestione	(16.560)	(19.825)	(16,5)
Costi per lavori interni capitalizzati	6.111	8.149	(25,0)
Costo del personale	(65.704)	(66.944)	(1,9)
Totale costi operativi	(767.240)	(808.674)	(5,1)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	205.394	203.766	0,8
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni			
Ammortamenti	(48.567)	(48.483)	0,2
Accantonamenti e svalutazioni	(9.312)	(11.693)	(20,4)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(57.879)	(60.176)	(3,8)
Risultato Operativo (EBIT)	147.515	143.590	2,7
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	5.701	3.344	70,5
Oneri finanziari	(20.278)	(21.401)	(5,2)
Totale gestione finanziaria	(14.577)	(18.057)	(19,3)
Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	4.028	1.301	(*)
Rettifica di valore di partecipazioni	-	(19)	(100,0)
Risultato prima delle imposte	136.966	126.815	8,0
Imposte sul reddito	(51.764)	(49.819)	3,9
Risultato netto delle attività in continuità	85.202	76.996	10,7
Risultato netto da attività operative cessate	504	1.220	(58,7)
Risultato netto del periodo	85.706	78.216	9,6
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	83.711	76.029	10,1
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	1.995	2.187	(8,8)

(*) Variazione superiore al 100%

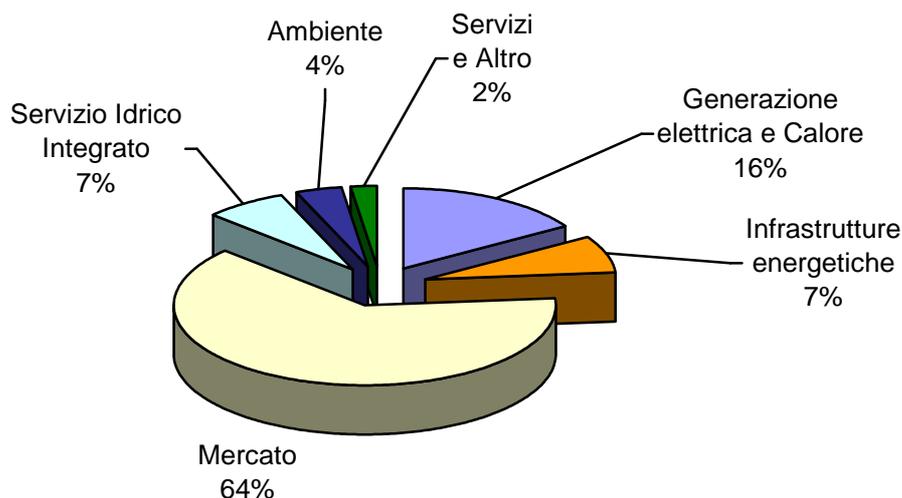
(1) I valori sono riesposti per riflettere la contabilizzazione della società Aquamet tra le attività destinate ad essere cedute.

(2) I valori sono riesposti per riflettere l'adozione dell'IFRIC 12.

Ricavi

Il Gruppo IREN nei primi tre mesi 2011 ha conseguito ricavi per 973 milioni di euro in flessione (-3,9%) rispetto ai 1.012 milioni di euro dei primi tre mesi 2010. Tale andamento è attribuibile principalmente alle minori quantità di energia elettrica venduta attraverso la Borsa elettrica. Il grafico esposto nel seguito visualizza la composizione dei ricavi per settore di attività

Composizione Ricavi

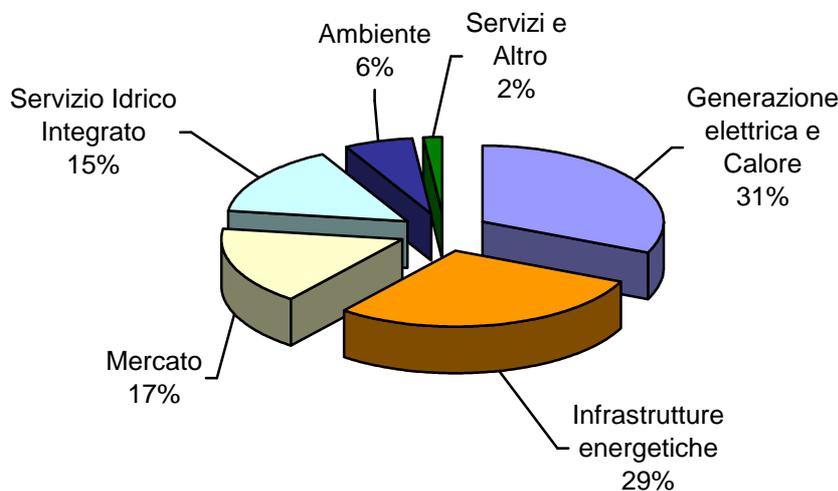


Margine operativo lordo

Il margine operativo lordo (Ebitda) pari a 205 milioni di euro è in lieve aumento (+0,8%) rispetto ai 204 milioni di euro del primo trimestre 2010. I settori Mercato, con particolare riferimento alla vendita gas, e il settore delle Infrastrutture energetiche hanno trainato la crescita e consentito di assorbire la flessione del settore Generazione, in particolare per la cogenerazione, e del settore Ambiente.

Il grafico esposto nel seguito visualizza la composizione per settore di attività.

Composizione Ebitda



Risultato operativo

L'utile operativo (Ebit) è pari a 148 milioni di euro e risulta in miglioramento del +2,7% rispetto ai 144 milioni di euro del primo trimestre 2010. Rispetto al precedente esercizio si registra una riduzione degli accantonamenti al fondo rischi per circa 2 milioni di euro mentre gli ammortamenti risultano in linea con l'esercizio precedente.

Oneri e Proventi finanziari

Gli oneri e proventi finanziari esprimono un saldo negativo per 14 milioni. In particolare gli oneri finanziari ammontano a 20 milioni, in leggera flessione rispetto allo stesso periodo del 2010, mentre i proventi finanziari ammontano a 6 milioni (+70%) e risentono di maggiori proventi per dismissione di attività finanziarie e per la valutazione del fair value dei derivati. Oltre a ciò si segnala, tra i due trimestri a confronto, una riduzione del costo medio del debito dal 2,95% al 2,82%. Il risultato di società collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto è positivo per 4 milioni, in crescita rispetto al corrispondente periodo del 2010 per il maggior contributo della società Edipower che nel primo trimestre 2010 aveva risentito del fermo di alcuni impianti.

Risultato prima delle imposte

Per effetto delle dinamiche sopra indicate il risultato consolidato prima delle imposte ha raggiunto 137 milioni, in crescita dell'8% rispetto al primo trimestre del 2010.

Risultato netto del periodo

Il risultato netto è pari a 86 milioni, in aumento del 10% rispetto ai 78 milioni dello stesso periodo del 2010.

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

Generazione energia elettrica e calore

Il volume d'affari del settore al 31 marzo 2011 ammonta a 231 milioni di euro in aumento del 1,4% rispetto ai 227 milioni di euro del primo trimestre 2010

		Primo trimestre 2011	Primo trimestre 2010	Δ %
Ricavi	€/mil.	230,5	227,4	1,4%
Margine operativo lordo	€/mil.	64,9	80,9	-19,8%
<i>Ebitda Margin</i>		28,2%	35,6%	
Risultato Operativo	€/mil.	49,1	63,3	-22,4%
Investimenti	€/mil.	34,9	14,4	n.s.
Energia elettrica prodotta	GWh	1.698	1.608	5,6%
<i>da fonte idroelettrica</i>	GWh	141	95	48,5%
<i>da fonte termoelettrica</i>	GWh	1.557	1.512	2,9%
Calore prodotto	GWht	1.235	1.344	-8,1%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWht	978	1.016	-3,7%
<i>da fonte non cogenerativa</i>	GWht	258	329	-21,6%

Al 31 marzo 2011 **l'energia elettrica prodotta** è stata pari a 1.698 GWh in aumento del 5,6% rispetto al primo trimestre 2010, per effetto della maggiore produzione idroelettrica (+48,5%) e della maggiore produzione in cogenerazione (+2,9%). In particolare la produzione idroelettrica è stata pari a circa 141 GWh, in aumento rispetto allo stesso periodo del 2010 grazie all'entrata in esercizio, dopo le attività di repowering, dei nuovi gruppi G4 e G1 dell'impianto di Rosone.

La produzione termoelettrica è stata pari a circa 1.557 GWh in aumento (+2,9%) rispetto al primo trimestre 2010, essenzialmente grazie alla maggiore produzione dell'impianto GT2 di Moncalieri.

La produzione di calore è stata pari a 1.235 GWht in riduzione rispetto allo stesso periodo del 2010 (-8,1%) per effetto dei minori consumi legati alle temperature al di sopra delle medie stagionali (-12% gradi giorno rispetto allo stesso periodo del 2010) e nonostante le maggiori volumetrie servite (+2,9 milioni mc rispetto al primo trimestre 2010) La volumetria teleriscaldata ha superato 66 milioni di metri cubi.

La quota di calore cogenerato è pari al 79% in aumento rispetto al primo trimestre 2010, quando era pari al 76%.

Il **marginale operativo lordo** è stato pari a circa 65 milioni di euro, in calo rispetto agli 81 milioni di euro del primo trimestre 2010 (-19,8%).

La flessione del MOL riflette l'effetto congiunto dei seguenti fattori:

- **+6 milioni di euro nel settore idroelettrico**, per maggiori volumi prodotti (+46 GWh), e per maggiore contributo da certificati verdi ;
- **-6 milioni di euro nel settore cogenerazione**, prevalentemente per una minore marginalità nella produzione dell'energia elettrica.
- **-16 milioni di euro nel settore calore** attribuibili prevalentemente ai minori volumi prodotti (-109 GWht) a cui si aggiunge un minor contributo da certificati verdi compensati soltanto parzialmente da una miglior marginalità del calore prodotto.

Il risultato operativo (Ebit) è pari a 49 milioni di euro in flessione rispetto allo stesso periodo 2010 del 22,4%.

Gli investimenti tecnici relativi al settore sono pari a circa 34 milioni di euro e riguardano per circa 28 milioni la cogenerazione (quasi interamente inerenti il progetto Torino Nord) e per 4 milioni di euro la produzione idroelettrica (ripotenziamento degli impianti idroelettrici della Valle Orco).

Infrastrutture energetiche

Al 31 marzo 2011 il settore di attività Reti Energetiche, che include i business della distribuzione gas, energia elettrica e calore, ha registrato ricavi per 106 milioni di euro, in aumento del 3,6% rispetto ai 103 milioni di euro dei primi tre mesi del 2010.

Il margine operativo lordo è stato pari a 59 milioni in miglioramento del 12,5% rispetto ai 53 milioni di euro del primo trimestre 2010.

Il risultato operativo è stato pari a 44 milioni di euro, +24,8% rispetto ai 35 milioni di euro del corrispondente periodo del 2010.

		Primo trimestre 2011	Primo trimestre 2010	Δ %
Ricavi	€/mil.	106,2	102,6	3,6%
Margine operativo lordo	€/mil.	59,5	52,9	12,5%
<i>Ebitda Margin</i>		56,0%	51,5%	
	<i>da Reti Elettriche</i> €/mil.	25,3	22,5	12,1%
	<i>da Reti Gas</i> €/mil.	24,2	21,4	12,9%
	<i>da Reti Teleriscaldamento</i> €/mil.	10,3	9,1	13,5%
	<i>da Rigassificatore</i> €/mil.	-0,2	-0,1	55,2%
Risultato Operativo	€/mil.	44,2	35,4	24,8%
Investimenti	€/mil.	36,5	33,1	10,3%
	<i>in Reti Elettriche</i> €/mil.	3,9	5,9	-32,8%
	<i>in Reti Gas</i> €/mil.	10,7	9,1	18,6%
	<i>in Reti Teleriscaldamento</i> €/mil.	11,3	3,2	n.s.
	<i>in Rigassificatore</i> €/mil.	10,5	15,0	-29,5%
Energia elettrica distribuita	GWh	1.090	1.095	-0,5%
Gas distribuito	Mmc	955	1.050	-9,0%
Volumetrie teleriscaldate	Mmc	66	63	4,6%

Reti elettriche

Il margine operativo lordo è stato pari a 25 milioni, in aumento rispetto ai 23 milioni di euro del primo trimestre 2010 (+12,1%).

L'incremento del margine di circa 2 milioni di euro è principalmente attribuibile al miglioramento del margine di contribuzione. Nel corso del primo trimestre 2011 sono stati effettuati investimenti per circa 4 milioni prevalentemente inerenti ai nuovi allacciamenti, alla sostituzione dei contatori elettronici e alla costruzione di nuove cabine primarie di trasformazione AT/MT.

Distribuzione di gas metano

Il margine operativo lordo della distribuzione reti gas ammonta a 24 milioni di euro in aumento del 12,9% rispetto ai 21 milioni del primo trimestre 2010.

L'incremento del margine rispetto al precedente esercizio è attribuibile agli aumenti tariffari calcolati ai sensi della Del. 206/09 dell'AEEG.

Gli investimenti tecnici realizzati dal settore ammontano a circa 11 milioni di euro e riguardano principalmente il piano di risanamento decennale della rete tramite sostituzione delle tubazioni, in

conformità a quanto previsto dalla delibera 168/04 dell'AEEG, e alle iniziative di sviluppo della rete di distribuzione e degli allacciamenti nei principali ambiti serviti dal Gruppo (Genova, Torino, Reggio Emilia e Parma). Inoltre è iniziata l'attività di sostituzione dei contatori elettronici.

Teleriscaldamento

Il ramo teleriscaldamento ha registrato un margine operativo lordo di 10 milioni in aumento del 13,5% rispetto ai 9 milioni del primo trimestre 2010.

Nel corso del trimestre sono stati effettuati investimenti per circa 11 milioni, prevalentemente inerenti al progetto Torino Nord (6 milioni) e a Nichelino Energia (3 milioni).

Rigassificatore

Gli investimenti realizzati dal settore ammontano a circa 11 milioni di euro a fronte dei 15 milioni di euro del primo trimestre 2010.

Servizio idrico integrato

Al 31 marzo 2011 il settore di attività Servizio Idrico Integrato, ha registrato ricavi per 102 milioni di euro, in aumento del 5,2% rispetto ai 97 milioni di euro del primo trimestre 2010. La variazione in aumento dei ricavi è da attribuire prevalentemente agli aumenti tariffari deliberati dagli ATO di tutte le aree gestite dal Gruppo.

		Primo trimestre 2011	Primo trimestre 2010	Δ %
Ricavi	€/mil.	102,2	97,1	5,2%
Margine operativo lordo	€/mil.	31,2	30,1	3,6%
<i>Ebitda Margin</i>		30,5%	31,0%	
Risultato Operativo	€/mil.	15,4	14,5	6,3%
Investimenti	€/mil.	14,9	15,1	-1,2%
Acqua Venduta	Mmc	46	48	-4,1%

Il margine operativo lordo è pari a 31 milioni di euro, in aumento del 3,6% rispetto al primo trimestre 2010. La variazione è attribuibile prevalentemente agli effetti tariffari che compensano gli effetti dei minori volumi venduti (-4,1%).

Il risultato operativo è di 15 milioni di euro in miglioramento del 6,3% rispetto ai 14 milioni di euro del primo trimestre 2010. Ammortamenti ed accantonamenti di periodo sono allineati con quelli del 2010.

Gli investimenti tecnici nel settore della gestione dei servizi idrici integrati ammontano a circa 15 milioni di euro, e sono relativi alla realizzazione di infrastrutture previste dal Piano di Ambito, allo sviluppo della rete distribuzione, della rete fognaria e dei sistemi di depurazione.

Mercato

Il volume d'affari dell'area mercato ammonta a 907 milioni di euro in diminuzione del 4,9% rispetto ai 953 milioni del corrispondente periodo del 2010.

Di seguito si espone una sintesi dei risultati economici per settore di attività:

		Primo trimestre 2011	Primo trimestre 2010	Δ %
Ricavi	€/mil.	906,6	953,4	-4,9%
Margine operativo lordo	€/mil.	33,9	23,9	42,0%
<i>Ebitda Margin</i>		3,7%	2,5%	
	<i>da Energia Elettrica</i>	€/mil.	2,3	n.s.
	<i>da Gas</i>	€/mil.	15,7	92,5%
	<i>da Calore</i>	€/mil.	5,9	-24,9%
Risultato Operativo	€/mil.	30,7	21,2	44,5%
Investimenti	€/mil.	1,0	1,5	-29,1%
Energia Elettrica Venduta	GWh	3.536	4.095	-13,7%
Energia Elettrica Venduta al netto Compravendita in Borsa	GWh	2.633	2.996	-12,1%
Gas Acquistato	Mmc	1.164	1.321	-11,9%
	<i>Gas commercializzato dal Gruppo</i>	Mmc	866	-16,6%
	<i>Gas destinato ad usi interni</i>	Mmc	455	-2,9%

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi complessivi di gas naturale approvvigionati nel primo trimestre 2011 sono stati pari a circa 1.164 milioni di metri cubi (circa 1.321 milioni di metri cubi per lo stesso periodo del 2010), e si riferiscono al gas venduto sia a clienti esterni al gruppo che a quelli impiegati all'interno del gruppo per la produzione di energia elettrica e la fornitura di servizi calore.

I minori volumi venduti rispetto al 2010 (-157 milioni di mc) sono attribuibili prevalentemente ad una stagionalità sfavorevole, parzialmente compensata dall'effetto della campagna di sviluppo commerciale che ha contrastato la naturale erosione conseguente alla liberalizzazione sui mercati storicamente serviti.

Il margine operativo lordo pari a 30 milioni di euro risulta in forte miglioramento rispetto ai 16 milioni del primo trimestre 2010 prevalentemente per gli effetti derivanti dalla rinegoziazione delle condizioni di approvvigionamento.

Commercializzazione energia elettrica

I volumi complessivamente venduti sul mercato libero sono pari a 3.536 GWh a fronte dei 4.095 GWh del primo trimestre 2010 (-13,7%). Il calo dei quantitativi venduti è attribuibile prevalentemente ad una contrazione dei volumi commercializzati in Borsa.

Nel primo trimestre 2011 le disponibilità di energia elettrica da produzioni interne al Gruppo Iren, (Iren Energia e Tirreno Power), ammontano a 1.753 GWh (a fronte dei 1.691 GWh del 2010) mentre i volumi provenienti dalla gestione del tolling di Edipower ammontano a 421 GWh (433 GWh nel 2010).

I volumi venduti ai clienti finali e grossisti ammontano a 2.257 GWh contro i 2.150 del 2010; le vendite in Borsa lorde ammontano a 1.279 GWh contro i 1.945 del 2010 e la parte residuale dei volumi commercializzati si riferisce principalmente alle operazioni infragruppo ed alle perdite di distribuzione.

Il Margine operativo lordo della vendita di energia elettrica ammonta a -1 milioni di euro in flessione di circa 3 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2010. Tale riduzione risente principalmente dei minori contributi CIP 6 e dei minori margini legati alla gestione del segmento MSD. I margini positivi espressi dalla Borsa a seguito della leggera ripresa dei mercati sono stati in parte assorbiti dalle vendite ai clienti finali penalizzati dalla forte incidenza delle offerte a prezzo fisso.

Sviluppo mercato

Nel corso del primo trimestre 2011, sono proseguite le attività di fidelizzazione della clientela, e di ampliamento del mercato di riferimento.

Come già riscontrato nel corso del 2010, il mercato, in generale, ha evidenziato anche nel primo trimestre 2011 un continuo aumento dell'attività dei competitors e un progressivo allineamento nella promozione della proposta dual fuel, rendendo necessario un ampliamento dei propri canali di vendita (agenzie di vendita porta a porta, call center per attività di telemarketing e teleselling).

L'insieme delle attività poste in essere ha consentito di contenere la crescente pressione competitiva, incrementando anche nel primo trimestre 2011 il numero dei clienti serviti.

Vendita calore tramite reti di teleriscaldamento:

Il margine operativo lordo ammonta a 4 milioni di euro contro i 6 milioni di euro del corrispondente periodo del 2010.

Ambiente

		Primo trimestre 2011	Primo trimestre 2010	Δ %
Ricavi	€/mil.	52,6	56,8	-7,2%
Margine operativo lordo	€/mil.	12,2	14,7	-17,0%
<i>Ebitda Margin</i>		23,2%	26,0%	
Risultato Operativo	€/mil.	5,9	9,1	-35,0%
Investimenti	€/mil.	20,5	2,6	n.s.
Rifiuti trattati	ton	242.341	234.667	3,3%
	<i>Rifiuti urbani</i>	ton	182.392	-2,4%
	<i>Rifiuti speciali</i>	ton	59.949	25,6%

Il volume d'affari del settore ammonta complessivamente a 53 milioni di euro a fronte dei 57 milioni di euro del corrispondente periodo del 2010 (-7,2%). La flessione dei ricavi è da ricondursi al termine dell'incentivo Cip 6 e alla mancata produzione di energia elettrica per una manutenzione straordinaria della turbina, oltre che dal decremento dei ricavi di altri servizi ambientali quali verde e servizio neve.

Il margine operativo lordo del settore ammonta a 12 milioni di euro in diminuzione del 17,% rispetto ai 15 milioni di euro del primo trimestre 2010. La variazione in flessione del margine è da attribuire, come già accennato, al termine dell'incentivo Cip 6 sul WTE Tecnoborgo (PC) e alla minore produzione di energia elettrica.

Gli investimenti ammontano a 20,5 milioni di euro e si riferiscono principalmente al Polo Ambientale Integrato (PAI) di Parma per 18,9 milioni di euro nonché all'incremento di potenzialità della produzione di biogas della discarica di Poiatica ed alle attrezzature e mezzi per il servizio di raccolta. Il significativo incremento rispetto al allo stesso periodo del 2010, deriva principalmente dall'avanzamento dei lavori relativi al PAI (+17,6 milioni di euro).

Altri Servizi

I ricavi conseguiti ammontano complessivamente a 33 milioni di euro, in aumento rispetto ai 29 milioni di euro del primo trimestre 2010 (+16,2%).

Il margine operativo lordo pari a 3,6 milioni di euro risulta in aumento rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente per il miglioramento del settore Telecomunicazioni ed altre variazioni minori.

		Primo trimestre 2011	Primo trimestre 2010	Δ %
Ricavi	€/mil.	33,4	28,7	16,2%
Margine operativo lordo	€/mil.	3,6	1,2	n.s.
<i>Ebitda Margin</i>		10,9%	4,3%	
Risultato Operativo	€/mil.	2,2	0,1	n.s.
Investimenti	€/mil.	3,0	4,5	-34,6%

SITUAZIONE PATRIMONIALE

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO GRUPPO IREN

migliaia di euro

	31.03.2011	31.12.2010	Var. %
Attivo immobilizzato	4.629.216	4.566.148	1,4
Altre attività (Passività) non correnti	(122.798)	(118.920)	3,3
Capitale circolante netto	270.378	137.040	97,3
Attività (Passività) per imposte differite	23.507	27.241	(13,7)
Fondi e Benefici ai dipendenti	(327.061)	(325.267)	0,6
Attività (Passività) destinate a essere cedute	55.160	55.528	(0,7)
Capitale investito netto	4.528.402	4.341.770	4,3
Patrimonio netto	2.178.184	2.081.620	4,6
<i>Attività finanziarie a lungo termine</i>	<i>(85.843)</i>	<i>(88.388)</i>	<i>(2,9)</i>
<i>Indebitamento finanziario a medio e lungo termine</i>	<i>1.840.859</i>	<i>1.829.263</i>	<i>0,6</i>
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	1.755.016	1.740.875	0,8
<i>Attività finanziarie a breve termine</i>	<i>(447.464)</i>	<i>(521.828)</i>	<i>(14,3)</i>
<i>Indebitamento finanziario a breve termine</i>	<i>1.042.666</i>	<i>1.041.103</i>	<i>0,2</i>
Indebitamento finanziario netto a breve termine	595.202	519.275	14,6
Indebitamento finanziario netto	2.350.218	2.260.150	4,0
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	4.528.402	4.341.770	4,3

Nel seguito sono commentate le principali dinamiche patrimoniali del primo trimestre 2011.

L'incremento dell'**attivo immobilizzato** riflette l'avanzamento degli investimenti con particolare riferimento: alla *generazione elettrica* con il progetto Torino nord per 28 milioni di euro, alle *infrastrutture energetiche* (reti gas per 11 milioni di euro, reti di teleriscaldamento per 11 milioni di euro, reti elettriche per 4 milioni di euro e progetto OLT per 11 milioni di euro), al *ciclo idrico* per 15 milioni di euro ed all'*ambiente* per 21 milioni di euro.

L'incremento del **Capitale Circolante netto** risente della dinamica stagionale dei debiti e crediti commerciali e delle poste tributarie.

Le **attività destinate ad essere cedute** risultano essere sostanzialmente invariate rispetto al 31 dicembre 2010 e si riferiscono principalmente alle attività nette della controllata Aquamet la cui vendita verrà perfezionata entro giugno 2011 e alla partecipazione nella società Astea.

L'incremento del **Patrimonio netto** deriva principalmente dall'utile del periodo e dalla variazione del *fair value* dei contratti derivati di copertura.

Il maggior **indebitamento finanziario netto** deriva da esigenze temporanee di circolante e da esborsi per investimenti. Il rendiconto finanziario, presentato nel seguito, fornisce un dettaglio analitico delle ragioni della movimentazione del primo trimestre 2011.

SITUAZIONE FINANZIARIA

RENDICONTO FINANZIARIO DEL GRUPPO IREN

migliaia di euro

	Primo Trimestre 2011	Primo Trimestre 2010 pro-forma (1)	Var. %
A. Disponibilità liquide iniziali	144.112	56.905	(*)
Flusso finanziario generato dall'attività operativa			
Risultato del periodo	85.706	78.216	9,6
Rettifiche per:			
Ammortamenti attività materiali e immateriali	48.567	48.483	0,2
Variatione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	(232)	(1.617)	(85,7)
Variatione netta fondo rischi e altri oneri	5.379	6.729	(20,1)
Utili dalla vendita di attività operative cessate al netto degli effetti fiscali	(504)	(1.220)	(58,7)
Variatione imposte anticipate e differite	(1.702)	(7.139)	(76,2)
Variatione altre attività/passività non correnti	3.878	2.723	42,4
Quota del risultato di collegate	(4.028)	(1.301)	(*)
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di partecipazioni	-	19	(100,0)
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	137.064	124.893	9,7
Variatione rimanenze	(1.149)	43	(*)
Variatione crediti commerciali	(129.329)	(278.524)	(53,6)
Variatione crediti tributari e altre attività correnti	(44.435)	2.328	(*)
Variatione debiti commerciali	(50.076)	(18.112)	(*)
Variatione debiti tributari e altre passività correnti	91.651	116.748	(21,5)
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(133.338)	(177.517)	(24,9)
D. Cash flow operativo (B+C)	3.726	(52.624)	(*)
Flusso finanziario da (per) attività di investimento			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(111.901)	(72.974)	53,3
Investimenti in attività finanziarie	-	(23)	(100,0)
Realizzo investimenti, variatione area di consolidamento e attività destinate ad essere cedute	1.809	21.703	(91,7)
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(110.092)	(51.294)	(*)
F. Free cash flow (D+E)	(106.366)	(103.918)	2,4
Flusso finanziario da attività di finanziamento			
Altre variazioni di Patrimonio netto	(374)	543	(*)
Variatione crediti finanziari	8.380	11.108	(24,6)
Variatione debiti finanziari	29.831	85.037	(64,9)
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	37.837	96.688	(60,9)
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	(68.529)	(7.230)	(*)
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	75.583	49.675	52,2

(*) Variazione superiore al 100%

(1) I valori sono riesposti per riflettere la contabilizzazione della società Aquamet tra le attività destinate ad essere cedute.

L'indebitamento finanziario netto al 31 marzo 2011 è pari a 2.350 milioni, in aumento di 90 milioni rispetto al 31 dicembre 2010, per effetto di un free cash flow negativo per 106 milioni a cui si aggiunge la variazione del Patrimonio Netto e del fair value degli strumenti derivati di copertura, positiva per 16 milioni.

In particolare il free cash flow, negativo per 106 milioni, deriva dall'effetto congiunto dei seguenti flussi monetari:

- il cash flow operativo è positivo per 4 milioni in miglioramento di 56 milioni rispetto al primo trimestre 2010 proforma principalmente per effetto del minor assorbimento di risorse a livello di capitale circolante netto.

- il flusso monetario da attività di investimento, negativo per 110 milioni, è generato da investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali per 112 milioni (comprensivi degli investimenti effettuati per la costruzione delle infrastrutture in regime di concessione secondo quanto stabilito dall'IFRIC 12) da realizzo investimenti per 2 milioni.

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

migliaia di euro

	Primo Trimestre 2011	Primo Trimestre 2010 pro-forma	Var. %
Free cash flow	(106.366)	(103.918)	2,4
Altre variazioni di Patrimonio netto	(374)	543	(*)
Variazione <i>fair value</i> strumenti derivati di copertura	16.672	(11.279)	(*)
Variazione posizione finanziaria netta	(90.068)	(114.654)	(21,4)

(*) Variazione superiore al 100%

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL TRIMESTRE ED EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA

Distribuzione dividendi

L'Assemblea dei Soci del 6 maggio 2011, nell'approvare il Bilancio relativo all'esercizio 2010, ha deliberato la distribuzione di un dividendo unitario complessivo pari 0,085 (comprensivo di un dividendo straordinario unitario pari a Euro 0,0086 da attingere dalla Riserva Straordinaria), da assegnare alle 1.181.725.677 azioni ordinarie ed alle 94.500.000 azioni di risparmio, con pagamento in una unica soluzione a partire dal giorno 26 maggio 2011.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Il Gruppo ha iniziato il primo trimestre 2011 con la piena consapevolezza delle incertezze e dei rischi, legati, oltre che alla generale condizione dei mercati ed ai suoi riflessi sull'economia reale, alla dinamica dei prezzi dei combustibili ed alle possibili modifiche del quadro regolatorio nei settori di attività.

IREN prevede un consolidamento nella crescita per effetto, oltre che del proprio posizionamento competitivo e delle azioni intraprese con il piano industriale presentato a fine dicembre 2010, della contribuzione degli investimenti realizzati e del progressivo raggiungimento delle sinergie derivanti dalla fusione.

Nel primo trimestre 2011 sono proseguiti gli investimenti previsti dal piano industriale del Gruppo IREN tra i quali si segnalano: la nuova centrale di cogenerazione da 390 MW nella zona Nord Ovest di Torino, il terminale di rigassificazione *off-shore* di Livorno ed il Polo Ambientale Integrato di Parma.

PROSPETTI CONTABILI CONSOLIDATI AL 31 MARZO 2011

SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA CONSOLIDATA

migliaia di euro

	31.03.2011	31.12.2010
ATTIVITA'		
Attività materiali	2.692.325	2.642.531
Investimenti immobiliari	2.676	2.687
Attività immateriali a vita definita	1.179.103	1.168.458
Avviamento	132.117	132.117
Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto	326.749	324.106
Altre partecipazioni	296.246	296.249
Attività finanziarie non correnti	85.843	88.388
Altre attività non correnti	24.864	29.463
Attività per imposte anticipate	132.629	134.046
Totale attività non correnti	4.872.552	4.818.045
Rimanenze	46.376	45.227
Crediti commerciali	1.244.564	1.115.235
Crediti per imposte correnti	7.835	5.755
Crediti vari e altre attività correnti	251.858	209.504
Attività finanziarie correnti	371.881	377.281
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	75.583	144.548
Totale attività correnti	1.998.097	1.897.550
Attività destinate ad essere cedute	81.737	77.857
TOTALE ATTIVITA'	6.952.386	6.793.452

migliaia di euro

	31.03.2011	31.12.2010
PATRIMONIO NETTO		
Patrimonio netto attribuibile ai soci della Capogruppo		
Capitale sociale	1.276.226	1.276.226
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo	586.455	432.700
Risultato netto del periodo	83.711	143.104
Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo	1.946.392	1.852.030
Patrimonio netto di pertinenza dei Terzi	231.792	229.590
TOTALE PATRIMONIO NETTO	2.178.184	2.081.620
PASSIVITA'		
Passività finanziarie non correnti	1.840.859	1.829.263
Benefici ai dipendenti	94.095	94.327
Fondi per rischi ed oneri	196.656	195.133
Passività per imposte differite	109.122	106.806
Debiti vari e altre passività non correnti	147.662	148.383
Totale passività non correnti	2.388.394	2.373.912
Passività finanziarie correnti	1.042.666	1.041.103
Debiti commerciali	905.600	955.677
Debiti vari e altre passività correnti	306.697	270.444
Debiti per imposte correnti	67.958	12.560
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	36.310	35.807
Totale passività correnti	2.359.231	2.315.591
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	26.577	22.329
TOTALE PASSIVITA'	4.774.202	4.711.832
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	6.952.386	6.793.452

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO

migliaia di euro

	Primo Trimestre 2011	Primo Trimestre 2010 (1) (2)
Ricavi		
Ricavi per beni e servizi	920.727	624.661
Variazione dei lavori in corso	620	906
Altri proventi	51.287	56.980
Totale ricavi	972.634	682.547
Costi operativi		
Acquisto materie prime sussidiarie di consumo e merci	(484.474)	(377.641)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(206.613)	(122.226)
Oneri diversi di gestione	(16.560)	(17.091)
Costi per lavori interni capitalizzati	6.111	3.430
Costo del personale	(65.704)	(35.433)
Totale costi operativi	(767.240)	(548.961)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	205.394	133.586
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni		
Ammortamenti	(48.567)	(29.164)
Accantonamenti e svalutazioni	(9.312)	(6.683)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(57.879)	(35.847)
Risultato Operativo (EBIT)	147.515	97.739
Gestione finanziaria		
Proventi finanziari	5.701	2.731
Oneri finanziari	(20.278)	(14.899)
Totale gestione finanziaria	(14.577)	(12.168)
Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	4.028	2.675
Rettifica di valore di partecipazioni	-	(19)
Risultato prima delle imposte	136.966	88.227
Imposte sul reddito	(51.764)	(34.246)
Risultato netto delle attività in continuità	85.202	53.981
Risultato netto da attività operative cessate	504	1.220
Risultato netto del periodo	85.706	55.201
attribuibile a:		
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	83.711	53.446
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	1.995	1.755

(1) I valori sono riesposti per riflettere la contabilizzazione della società Aquamet tra le attività destinate ad essere cedute.

(2) I valori sono riesposti per riflettere l'adozione dell'IFRIC 12.

ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

migliaia di euro

	Primo Trimestre 2011	Primo Trimestre 2010
Utile/(perdita) del periodo - Gruppo e Terzi (A)	85.706	55.201
Altre componenti di conto economico complessivo		
- quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	16.672	(11.046)
- variazioni di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita	(497)	-
- quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto	(4)	823
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo	(5.263)	3.549
Totale altre componenti di conto economico complessivo al netto dell'effetto fiscale (B)	10.908	(6.674)
Totale Utile/(perdita) complessiva (A)+(B)	96.614	48.527
attribuibile a:		
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	94.498	46.772
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	2.116	1.755

RENDICONTO FINANZIARIO CONSOLIDATO

migliaia di euro

	Primo Trimestre 2011	Primo Trimestre 2010 (1)
A. Disponibilità liquide iniziali	144.112	40.373
Flusso finanziario generato dall'attività operativa		
Risultato del periodo	85.706	55.201
Rettifiche per:		
Ammortamenti attività materiali e immateriali	48.567	29.164
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	(232)	(1.388)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	5.379	2.941
Utili dalla vendita di attività operative cessate al netto degli effetti fiscali	(504)	(1.220)
Variazione imposte anticipate e differite	(1.702)	18.646
Variazione altre attività/passività non correnti	3.878	2.683
Quota del risultato di collegate	(4.028)	(2.675)
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di partecipazioni	-	19
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	137.064	103.371
Variazione rimanenze	(1.149)	222
Variazione crediti commerciali	(129.329)	(131.667)
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	(44.435)	(4.409)
Variazione debiti commerciali	(50.076)	(36.287)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	91.651	28.326
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(133.338)	(143.815)
D. Cash flow operativo (B+C)	3.726	(40.444)
Flusso finanziario da (per) attività di investimento		
Investimenti in attività materiali e immateriali	(111.901)	(55.668)
Investimenti in attività finanziarie	-	(23)
Realizzo investimenti, variazione area di consolidamento e attività destinate ad essere cedute	1.809	21.984
Altri movimenti di attività finanziarie	-	(822)
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(110.092)	(34.529)
F. Free cash flow (D+E)	(106.366)	(74.973)
Flusso finanziario da attività di finanziamento		
Altre variazioni di Patrimonio netto	(374)	(6.131)
Variazione crediti finanziari	8.380	11.398
Variazione debiti finanziari	29.831	64.610
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	37.837	69.877
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	(68.529)	(5.096)
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	75.583	35.277

(1) I valori sono riesposti per riflettere la contabilizzazione della società Aquamet tra le attività destinate ad essere cedute.

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO CONSOLIDATO

	Capitale sociale	Riserva sovrapp. Emissione azioni	Riserva legale
31/12/2009	832.042	105.102	20.258
Allocazione risultato			
Altri movimenti			
Utile complessivo rilevato nel periodo			
di cui:			
- Utile netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
31/03/2010	832.042	105.102	20.258
31/12/2010	1.276.226	105.102	23.862
Allocazione risultato			
Cambio interessenze			
Altri movimenti			
Utile complessivo rilevato nel periodo			
di cui:			
- Utile netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
31/03/2011	1.276.226	105.102	23.862

migliaia di euro

Riserva copertura flussi finanziari	Riserva Available for Sale	Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	Totale riserve e Utili (perdite) accumulate	Utile d'esercizio	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di Terzi	Patrimonio netto del Gruppo e di Terzi
(15.074)	-	302.659	412.945	6.397	1.251.384	135.219	1.386.603
		6.397	6.397	(6.397)	-		-
		668	668		668	(126)	542
(6.674)			(6.674)	53.446	46.772	1.755	48.527
				53.446	53.446	1.755	55.201
(6.674)	-		(6.674)		(6.674)		(6.674)
(21.748)	-	309.724	413.336	53.446	1.298.824	136.848	1.435.672
(17.029)	(8.119)	328.884	432.700	143.104	1.852.030	229.590	2.081.620
		143.104	143.104	(143.104)	-		-
		(87)				87	
		(49)	(49)		(49)	(1)	(50)
11.115	(328)		10.787	83.711	94.498	2.116	96.614
				83.711	83.711	1.995	85.706
11.115	(328)		10.787		10.787	121	10.908
(5.914)	(8.447)	471.852	586.455	83.711	1.946.392	231.792	2.178.184



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 2011 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

13 maggio 2011

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

dr. Massimo Levrino

A handwritten signature in black ink, appearing to be "Massimo Levrino", written over the typed name.