

Gruppo IREN

Resoconto intermedio di gestione
al 30 settembre 2010

Consiglio di Amministrazione
del 12 novembre 2010





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
Bilancio dell'energia elettrica	11
Bilancio del gas.....	12
Informazioni sul titolo IREN nei primi 9 mesi del 2010	13
Fatti di rilievo del periodo	16
Criteri di redazione	18
Risk Management	23
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria dei primi nove mesi 2010.....	27
Situazione Economica	28
<i>Generazione energia elettrica e calore</i>	33
<i>Infrastrutture energetiche</i>	34
<i>Servizio idrico integrato</i>	36
<i>Mercato</i>	37
<i>Ambiente</i>	39
<i>Servizi</i>	40
Situazione Patrimoniale	41
Situazione Finanziaria	43
Scenario di mercato	45
Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del trimestre ed evoluzione prevedibile della gestione .	52
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).....	53

IREN, multiutility quotata alla Borsa Italiana, è nata il 1° luglio 2010 dall'unione tra IRIDE ed ENIA. 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 in una holding cui fanno capo le attività strategiche, di sviluppo, coordinamento e controllo e cinque società operative (cosiddette Società di Primo Livello, di seguito SPL) che garantiscono il coordinamento e lo sviluppo delle linee di business:

- 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 ha una capacità produttiva complessiva di 7.400 GWh annui, inclusa la quota assicurata da Edipower.

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

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

Ciclo idrico integrato: con 14.900 chilometri di reti acquedottistiche, 5.689 chilometri di reti fognarie e 813 impianti di depurazione, il Gruppo serve 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 ad oltre 900 chilometri di reti interrato di doppia tubazione il Gruppo IREN fornisce il calore ad una volumetria di oltre 60 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 4,1 miliardi di metri cubi di gas, più di 12 miliardi di GWh di energia elettrica ed oltre 2.300 GWh_t di calore per teleriscaldamento.

GRUPPO IREN IN CIFRE

Esercizio 2009		Primi nove mesi 2010	Primi nove mesi 2009	Variaz. %
Dati Economici (milioni di euro)				
3.161	Ricavi	2.384	2.414	-1,2
567	Margine operativo lordo	411	420	-2,1
315	Risultato operativo	210	248	-15,3
196	Risultato prima delle imposte	177	146	21,2
51	Risultato netto di Gruppo e di Terzi	116	22	n.s.
Dati Patrimoniali (milioni di euro)		<i>Al 30/09/2010</i>	<i>Al 31/12/2009</i>	
	Capitale investito netto	4.314	3.976	8,5
	Patrimonio netto	1.930	1.921	0,5
	Posizione finanziaria netta	-2.384	-2.056	16,0
<i>Esercizio 2009</i>	Indicatori economico-finanziari	<i>Primi nove mesi 2010</i>	<i>Primi nove mesi 2009</i>	
17,94%	MOL/Ricavi	17,24%	17,40%	
	Debt/Equity	1,2	1,1	
<i>Esercizio 2009</i>	Dati tecnici e commerciali	<i>Primi nove mesi 2010</i>	<i>Primi nove mesi 2009</i>	
15.051	Energia elettrica venduta (GWh)	11.011	11.075	(0,6)
2.525	Energia termica prodotta (GWh)	1.713	1.515	13,1
64	Volumetria teleriscaldata (mln m ³)	65	61	5,5
3.446	Gas venduto (mln m ³)	2.146	1.904	12,7
192	Acqua distribuita (mln m ³)	141	144	(2,0)
934.806	Rifiuti trattati (ton)	744.792	718.503	3,7

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

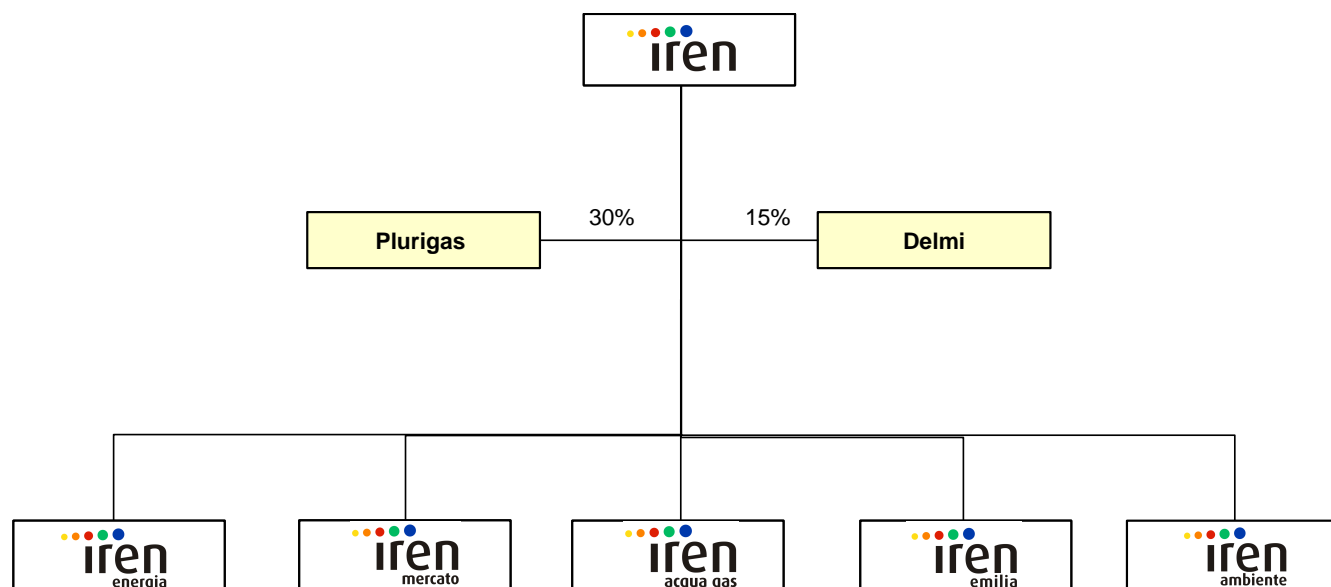
⁽⁸⁾ ⁽¹¹⁾ Componente del Comitato di Controllo Interno

⁽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 1.360 MW elettrici e 1.830 MW termici, di cui 730 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 1.830 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 annua di calore nel 2009 è stata pari a circa 2.461 GWh_t, con una volumetria teleriscaldata pari a circa 64 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.

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); l'energia elettrica distribuita è stata pari a circa 4,2 TWh.

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 363 km di doppia tubazione nel 2009). La rete del gas estesa per 1.323 km serve circa 500.000 clienti finali.

A seguito del processo di fusione con Eni, IREN Energia, detiene anche la rete di teleriscaldamento di Parma e Reggio Emilia con circa 30.000 punti di erogazione.

IREN MERCATO

Approvvigionamento e commercializzazione di Energia Elettrica, Gas Naturale, Servizi energetici e calore

Il Gruppo, tramite la SPL IREN Mercato, opera nel campo dell'approvvigionamento, dell'intermediazione e della vendita a clienti finali di energia elettrica, gas, calore e servizi energetici. L'attività commerciale sul mercato libero messa in atto sia direttamente, sia attraverso le partecipazioni industriali in società commerciali locali presenti prevalentemente nel Nord Ovest e nell'area tirrenica, ha permesso di gestire nel 2009 circa 2,4 miliardi di metri cubi di gas naturale. Nel settore elettrico, invece, il volume complessivo di energia venduta nel 2009 è stato di circa 14 TWh. IREN Mercato partecipa altresì in joint venture paritetica con E.ON alla costruzione del 2° terminale di rigassificazione autorizzato in Italia, un terminale off shore di rigassificazione con capacità autorizzata di 3,75 miliardi annui di metri cubi di gas, al largo delle coste di Livorno (OLT). IREN Mercato inoltre partecipa in joint venture con Sorgenia nella società LNG MedGas Terminal che sta sviluppando il 2° progetto di rigassificazione del Gruppo IREN, da realizzare in Calabria per complessivi 12 Mdi Mc/anno. Il progetto è attualmente nella fase autorizzativa.

IREN ACQUA GAS

Servizi Idrici Integrati

La SPL IREN Acqua Gas, tramite le società operative controllate Mediterranea delle Acque e Idrotigullio e la partecipata Am.Ter, si occupa della gestione dei servizi idrici nella Provincia Genovese, servendo circa 900.000 abitanti.

Ad oggi, IREN Acqua Gas si configura come uno dei maggiori operatori nazionali nel settore, erogando quantitativi d'acqua pari a 107 milioni di metri cubi nel 2009.

IREN EMILIA

IREN Emilia è la Società del Gruppo IREN che 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.

Nelle province di Parma, Piacenza e Reggio Emilia, IREN Emilia gestisce oltre 5.600 chilometri di rete del gas in 71 comuni delle province, effettua i servizi di igiene ambientale per 111 comuni e opera su oltre 11.400 chilometri di rete idrica a servizio di 110 comuni. La rete di distribuzione locale di alta, media e bassa pressione ha una potenzialità progettata massima di prelievo pari complessivamente a 726.879 Sm³/h.

La consegna del gas metano avviene grazie alla suddivisione del territorio in 58 impianti di distribuzione del gas. Gli impianti di distribuzione possono variare, sia di numero che di estensione a seconda delle esigenze gestionali tipiche di ogni territorio.

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 53%.

IREN AMBIENTE

IREN Ambiente è impegnata nelle attività di trattamento e smaltimento dei rifiuti, di generazione di energia elettrica e calore e di produzione di biogas attraverso i propri impianti.

La componente indifferenziata dei rifiuti raccolti è destinata a diverse modalità di smaltimento nella ricerca della migliore valorizzazione della risorsa rifiuto, secondo una gerarchia che vede da prima il recupero di energia attraverso la termovalorizzazione e la captazione del biogas ed infine lo smaltimento in discarica.

IREN Ambiente inoltre, consapevole dell'impatto del conferimento in discarica, provvede in alcuni casi alla preventiva selezione meccanica che consente di individuare una frazione umida, ricca di sostanza organica, da stabilizzare biologicamente.

IREN Ambiente tratta ogni anno più di 930.000 tonnellate di rifiuti con 11 impianti di trattamento e stoccaggio, 2 termovalorizzatori (Piacenza e Reggio Emilia), 1 discarica (Poatica - Reggio Emilia), 2 impianti di compostaggio (Reggio Emilia) e 1 impianto di selezione automatica del Rifiuto urbano (Parma).

Organico del Gruppo IREN

L'organico di gruppo al 30 settembre 2010 è pari a 4.871 unità. La tabella che segue fornisce il dettaglio analitico per singolo Gruppo riferibile alle società di primo livello.

Società	Organico al 30.09.2010
IREN S.p.A.	272
IREN Energia e controllate	1.055
IREN Mercato e controllate	434
IREN Acqua Gas e controllate	1.089
IREN Ambiente e controllate	242
IREN Emilia e controllate	1.779
Totale	4.871

BILANCIO DELL'ENERGIA ELETTRICA

GWh	Primi nove mesi 2010	Primi nove mesi 2009	Variaz. %
FONTI			
Produzione lorda	5.241	5.743	(8,7)
<i>a) Termoelettrica</i>	3.070	2.847	7,9
<i>b) Idroelettrica</i>	782	1.109	(29,5)
<i>c) Produzione da WTE</i>	101	92	10,0
<i>d) Produzione da impianti Edipower</i>	1.035	1.411	(26,6)
<i>e) Produzione da impianti Tirreno Power</i>	253	285	(11,3)
Acquisto da Acquirente Unico	1.025	1.225	(16,3)
Acquisto energia in Borsa Elettrica	4.015	3.360	(19,5)
Acquisto energia da grossisti e importazioni	1.077	1.184	(9,1)
Totale Fonti	11.358	11.511	(1,3)
IMPIEGHI			
Vendite a clienti di maggior tutela e salvaguardia	1.010	1.162	(13,1)
Vendite in Borsa Elettrica	4.398	3.871	13,6
Vendite a clienti idonei finali, grossisti e altro	5.603	6.042	(7,3)
Pompaggi e perdite di distribuzione	347	436	(20,6)
Totale Impieghi	11.358	11.511	(1,3)

BILANCIO DEL GAS

milioni di metri cubi	Primi nove mesi 2010	Primi nove mesi 2009	Variaz. %
FONTI			
Acquisti (Plurigas e Sinit)	1.854	1.327	39,7
Acquisti (altri grossisti)	292	577	(49,4)
TOTALE FONTI	2.146	1.904	12,7
IMPIEGHI			
Gas commercializzato dal Gruppo	1.393	1.089	27,9
Gas destinato ad usi interni (*)	753	814	(7,6)
TOTALE IMPIEGHI	2.146	1.904	12,7

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

INFORMAZIONI SUL TITOLO IREN NEI PRIMI 9 MESI DEL 2010

Andamento del titolo IREN in Borsa

Anche nei primi nove mesi del 2010 i mercati finanziari sono stati caratterizzati da una congiuntura negativa dello scenario finanziario internazionale acuito dalla crisi finanziaria di alcuni stati sovrani europei (Grecia, Spagna ed Irlanda su tutti) che hanno portato i governi della zona euro a porre in atto misure necessarie a contenere l'indebitamento.

Peraltro non si sono intravisti nel corso del periodo decisi segnali di ripresa dell'economia reale: i consumi energetici (gas ed energia) nei primi nove mesi del 2010 hanno mostrato i primi segnali di ripresa facendo registrare incrementi di circa l'1,8% nell'elettricità, del 7,4% nel gas rispetto allo stesso periodo del 2009, tuttavia si sono attestati al di sotto dei livelli della domanda nel 2008 con riduzioni del 5,4% e del 4,9% rispettivamente nell'elettricità e nel gas. La debolezza nella domanda congiuntamente alla condizione di oversupply negli stessi settori energetici hanno caratterizzato uno scenario congiunturale sfavorevole per le multiutility esposte in modo consistente ai settori liberi dell'energia con rilevanti impatti anche sul corso dei relativi titoli in borsa.

Il titolo IREN ha iniziato le contrattazioni il 1° luglio 2010, data di efficacia della fusione tra Iride ed Enìa, ovvero dal momento in cui le azioni Enìa sono state scambiate in azioni Iride e quest'ultima ha cambiato denominazione in IREN.

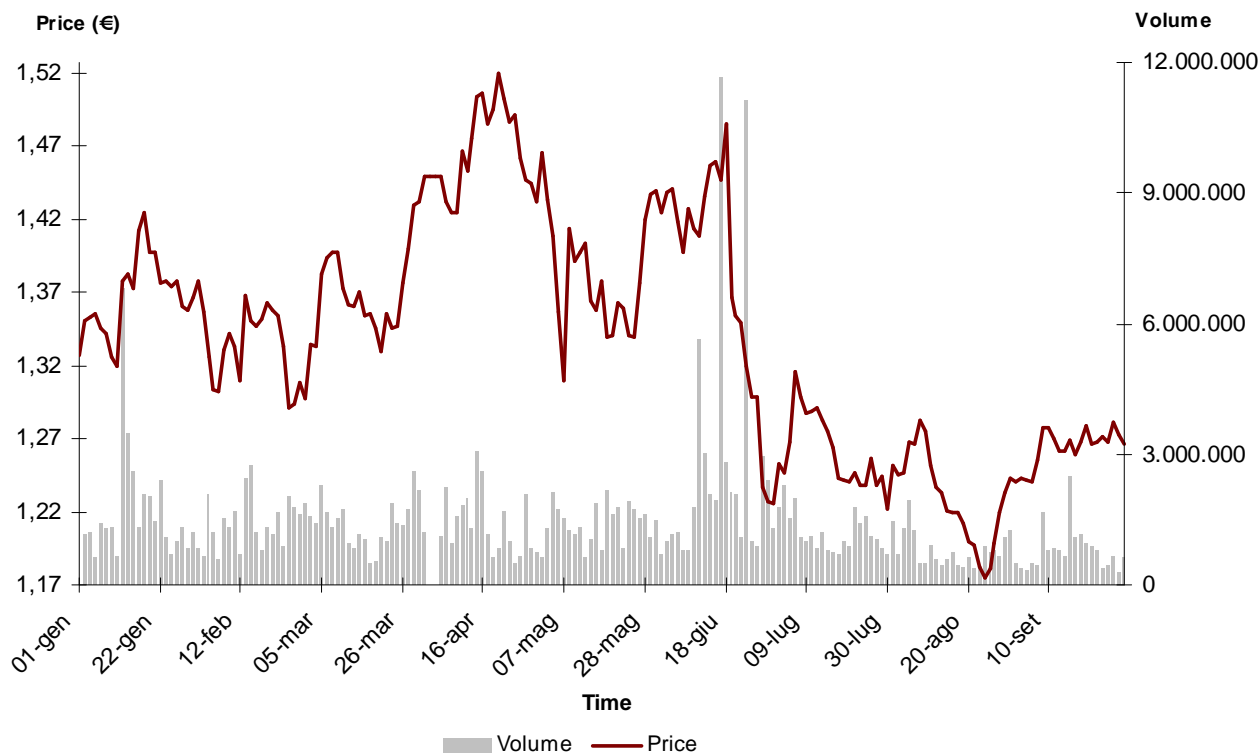
Pertanto nell'osservazione dell'andamento del titolo IREN si considera il titolo Iride per i periodi antecedenti al 1° Luglio 2010.

Il titolo IREN a fine settembre 2010 si è attestato a 1,27 euro per azione con una diminuzione del 4,2% rispetto al valore di inizio anno con volumi che si sono attestati intorno ai 1,4 milioni di pezzi giornalieri.

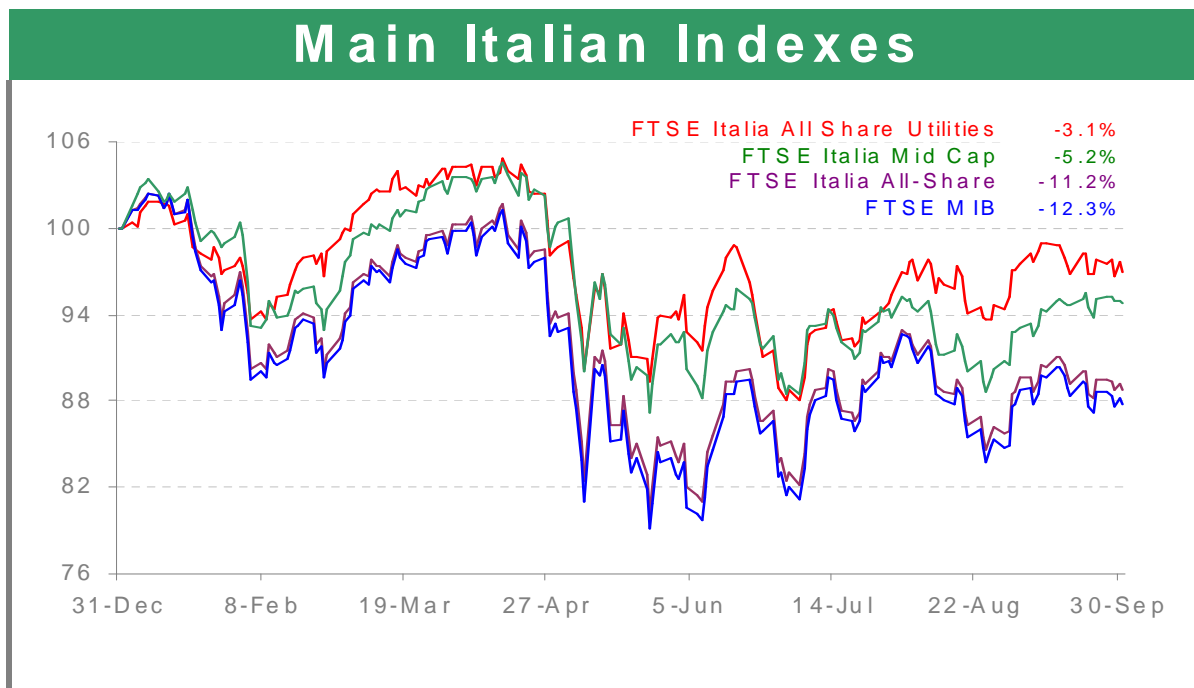
Nello stesso periodo il prezzo medio è stato di 1,34 euro per azione avendo toccato il minimo di 1,18 euro per azione il 25 agosto 2010 ed il massimo di 1,52 euro per azione il 21 aprile 2010.

DATI DI BORSA, euro/azione nei primi nove mesi 2010	
Prezzo medio	1,34
Prezzo massimo	1,52
Prezzo minimo	1,18
N. azioni ('000)	1.276.226

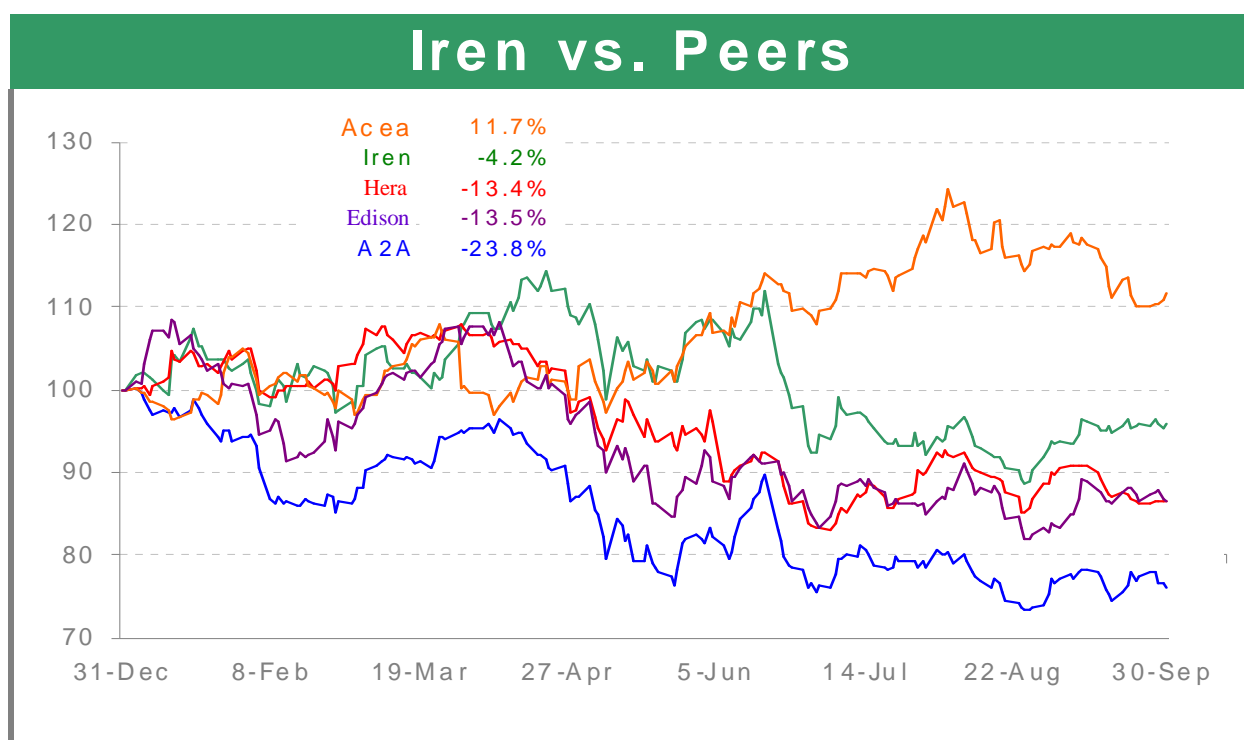
Andamento prezzo e volumi del titolo IREN



Andamento negativo nel periodo hanno mostrato anche i principali indici di Borsa come evidenziato dal grafico sottostante e l'indice settoriale FTSE Italia All Share Utilities che ha perso il 3,1%.



Se si osservano le performance dei titoli delle altre principali multiutility, solo il titolo Acea è cresciuto del 11,7% mentre le altre hanno realizzato diminuzioni superiori al 10%.



Il coverage del titolo

Il Gruppo IREN è attualmente seguito da otto broker, a Banca IMI, Banca Leonardo, Centrobanca, Cheuvreux, Equita, Intermonte e Santander che già coprivano il titolo Iride a partire da luglio 2010 si è aggiunta Mediobanca. Peraltro la visibilità del titolo è stata sostenuta a partire da luglio da un'intensa attività di comunicazione finanziaria che ha portato il team di Investor Relations ad effettuare roadshow nelle principali piazze Europee e negli Stati Uniti incontrando circa settanta investitori istituzionali.

FATTI DI RILIEVO DEL PERIODO

Nascita di IREN S.p.A.

Il 1° luglio è diventata efficace la fusione per incorporazione di Enia in Iride che ha portato alla nascita di IREN S.p.A., la prima *multiutility* attiva a livello sovraregionale e unico produttore energetico totalmente eco-friendly.

Il nuovo Gruppo IREN si colloca tra i *leader* di mercato con un posizionamento di rilievo in tutte le aree di *business*: primo operatore nel teleriscaldamento, terzo nel ciclo idrico integrato, terzo nel segmento ambiente, quinto nel gas per vendita a clienti finali e sesto nell'energia elettrica per volumi venduti.

Il profilo industriale del Gruppo IREN trova la sua *ratio* nel mix bilanciato tra attività regolate e attività libere e nella forte integrazione tra *upstream* e *downstream* tale da coprire l'intera catena del valore.

Il modello organizzativo e di *business* del Gruppo IREN è caratterizzato dalla presenza di una *holding* industriale quotata, IREN S.p.A., a cui fanno capo cinque società di primo livello per il presidio dei *business*: IREN Energia (Torino) che gestisce gli impianti di generazione e distribuzione di energia elettrica e calore, nonché i servizi tecnologici; IREN Mercato (Genova) che gestisce le attività di acquisto, *trading* e vendita di energia elettrica e gas, vendita di calore e servizi; IREN Acqua Gas (Genova) che gestisce i servizi idrici integrati; IREN Ambiente (Piacenza) che gestisce gli impianti di trattamento e smaltimento rifiuti e IREN Emilia (Reggio Emilia), che si occupa della distribuzione del gas, del servizio di raccolta rifiuti e di igiene ambientale.

Prima Assemblea degli Azionisti di IREN S.p.A.

Il 27 agosto gli Azionisti di IREN S.p.A. si sono riuniti per la prima volta in Assemblea straordinaria e ordinaria.

Nella sessione ordinaria, l'Assemblea ha proceduto alla nomina del nuovo Consiglio di Amministrazione della società che rimarrà in carica per gli esercizi 2010/2011/2012 (scadenza: data di approvazione del bilancio dell'esercizio 2012).

I tredici componenti del nuovo Consiglio di Amministrazione sono: Roberto Bazzano (già Presidente esecutivo), Roberto Garbati (già Amministratore Delegato) Paolo Cantarella (già Consigliere), Gianfranco Carbonato (già Consigliere), Alberto Clò, Ernesto Lavatelli (già Consigliere), Alcide Rosina (già Consigliere), Luigi Giuseppe Villani, Andrea Viero (già Consigliere e Direttore Generale), Ettore Rocchi, Marco Elefanti, nominati dalla lista presentata da Finanziaria Sviluppo Utilities S.r.l. e n. 71 Soci pubblici ex Enia e votata dalla maggioranza, a cui si aggiungono Franco Amato ed Enrico Salza, rispettivamente nominati dalla lista presentata da Fondazione Cassa di Risparmio di Torino, e dalla lista presentata da Equiter S.p.A., entrambe votate dalla minoranza.

L'Assemblea ha inoltre determinato il compenso da corrispondere ai Consiglieri di Amministrazione in euro 23.000 annui lordi.

Nella sessione straordinaria, l'Assemblea degli Azionisti, in relazione all'impegno assunto dai Soci Pubblici ed esplicitato nei Patti Parasociali (sottoscritti il 28 aprile), ha proceduto alla modifica dell'art. 9 dello Statuto sociale per inserire il vincolo maggioritario pubblico al possesso azionario; pertanto, il 51% del capitale sociale è e sarà detenuto dai Soci pubblici.

Governance

A seguito della nomina del nuovo Consiglio di Amministrazione, si è costituito il nuovo Comitato Esecutivo di IREN S.p.A. composto da: Roberto Bazzano, Presidente, Luigi Giuseppe Villani, Vice Presidente, Roberto Garbati, Amministratore Delegato e Andrea Viero, Direttore Generale.

Il Comitato Esecutivo, in data 30 agosto, ha proceduto all'attribuzione delle deleghe e dei poteri, così come previsto dall'art. 28 dello Statuto vigente.

Il 30 agosto, inoltre, Il Consiglio di Amministrazione ha provveduto alla nomina del Comitato per il Controllo interno, del Comitato per la Remunerazione e dell'Organismo di Vigilanza che risultano così composti:

- Comitato per il Controllo interno: Enrico Salza (Presidente), Alberto Clò ed Alcide Rosina, tutti amministratori indipendenti;
- Comitato per la Remunerazione: Paolo Cantarella (Presidente), Franco Amato ed Ernesto Lavatelli;
- Organismo di Vigilanza: Marco Elefanti (Presidente), Gianfranco Carbonato ed Ernesto Lavatelli.

Opa San Giacomo

A seguito dell'Accordo Quadro sottoscritto il 24 maggio con F2i Rete Idrica Italiana S.p.A. e F2i SGR S.p.A. per la concentrazione e lo sviluppo dell'attività nel settore idrico, e della conseguente nascita della società San Giacomo S.r.l. – controllata dal Gruppo IREN –, i cui patti parasociali sono stati pubblicati il 1° giugno 2010, è stata promossa da San Giacomo S.r.l. un'Offerta Pubblica di Acquisto Volontaria Totalitaria (art. 102 Decreto Lgs n. 58 del 24 febbraio 1998 e ss.mm.ii) su Mediterranea delle Acque S.p.A..

L'Offerta, che ha preso il via il 5 luglio 2010, ha avuto ad oggetto complessivamente n. 11.185.853 azioni ordinarie Mediterranea delle Acque, pari al 14,59% circa del capitale sociale, con valore nominale pari ad Euro 0,20 ciascuna.

Il corrispettivo offerto da San Giacomo per ciascuna azione portata in adesione all'Offerta è stato pari ad Euro 3,00.

L'Offerta, finalizzata alla revoca dalla quotazione delle azioni di Mediterranea delle Acque, si è conclusa con successo il 6 agosto, data in cui risultavano portate in adesione n. 8.737.020 Azioni, pari all'11,393% del capitale sociale di Mediterranea delle Acque, per un controvalore complessivo pari a circa Euro 26.211.060.

Pertanto, tenuto conto delle azioni portate in adesione all'Offerta, e delle azioni di Mediterranea delle Acque già possedute, San Giacomo risultava possedere, a conclusione dell'Offerta, il 96,807% del relativo capitale sociale.

CRITERI DI REDAZIONE

PREMESSA

In data 1° luglio 2010 si è completata, con l'efficacia giuridica della fusione per incorporazione di Enìa in IRIDE di cui si è data illustrazione mediante il Documento Informativo predisposto a norma dell'art. 70 del Regolamento Emittenti messo a disposizione degli azionisti e del mercato in data 28 giugno 2010, l'operazione di aggregazione dei Gruppi IRIDE ed Enìa.

In particolare secondo quanto previsto dal progetto di fusione a far data dal 1° luglio 2010:

- a) la società incorporante IRIDE ha assunto la denominazione IREN S.p.A.;
- b) le azioni ordinarie di IREN S.p.A. (già IRIDE) sono state assegnate in concambio agli azionisti di Enìa in ragione di 4,2 azioni ordinarie IREN S.p.A., ogni azione ordinaria Enìa. Dal giorno 1° luglio sono quotate le azioni IREN, mentre il titolo Enìa è stato revocato dalla quotazione;
- c) il capitale sociale deliberato di IREN S.p.A. è aumentato di Euro 444.183.894,00 e al 30 settembre 2010 è pari a Euro 1.276.225.677,00, interamente sottoscritto e versato, suddiviso in 1.181.725.677 azioni ordinarie e 94.500.000 azioni di risparmio non quotate.

Ai fini della rappresentazione contabile dell'operazione di aggregazione che ha dato luogo ad IREN non si sono riscontrati gli elementi caratterizzanti le "*Business Combination*" e dunque si è ritenuto non applicabile il principio contabile internazionale IFRS 3, che regola le operazioni di aggregazione aziendale, per le quali "*una sola entità, l'acquirente, ottiene il controllo di una o più attività aziendali distinte, l'acquisito*".

Nel caso di IREN, l'obbligo imposto dal principio contabile internazionale IFRS 3 di identificazione di un (solo) soggetto acquirente, pare in contrasto con la volontà espressa dai soggetti partecipanti all'operazione di unione che, in una situazione estremamente complessa, hanno adottato, nella realizzazione della stessa, logiche decisionali di tipo paritetico, in nessun modo associabili alla esistenza del controllo di uno di tali soggetti sugli altri.

Si ritiene quindi che l'operazione di aggregazione sia sostanzialmente riconducibile alla costituzione di una *joint venture* così come prevista dallo IAS 31.

Gli IFRS non dettano un criterio specifico per la contabilizzazione da parte di una *joint venture* delle attività e passività sulle quali i venturers acquisiscono congiuntamente il controllo. In relazione a tali operazioni la prassi internazionale ha principalmente sviluppato due approcci alternativi:

- Fair Value: in tal caso, le attività e le passività apportate dai soggetti partecipanti alla fusione sono rilevate in capo alla neo costituita entità al loro fair value calcolato alla data di fusione.
- Costo storico: in tale ipotesi, di contro, le attività e le passività apportate dai soggetti partecipanti alla fusione sono rilevate in capo alla neo costituita entità in continuità di valori rispetto ai valori di libro che avevano nelle contabilità delle società partecipanti alla fusione prima dell'operazione.

Nella fattispecie, gli amministratori, chiamati a definire una politica contabile al fine di rappresentare contabilmente l'operazione, ritengono che la metodologia di contabilizzazione più idonea a rappresentare gli effetti dell'operazione in oggetto sia quella della continuità dei valori, anche in continuità rispetto alle policy contabili adottate dal Gruppo Iride in precedenti operazioni similari effettuate.

Per ulteriori informazioni sull'argomento e per tutto quanto concerne la suddetta operazione di fusione, si rinvia alla documentazione predisposta ai sensi di legge e dei vigenti regolamenti Consob messa a disposizione del pubblico, nei termini previsti dalla stessa normativa.

CONTENUTO E FORMA

Il resoconto intermedio di gestione su base consolidata al 30 settembre 2010 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 nuovo Gruppo IREN sono omogenei a quelli utilizzati in sede di redazione del Bilancio Consolidato del Gruppo IRIDE al 31 dicembre 2009, ai quali si rimanda per completezza di trattazione, fatta eccezione per le modalità di rilevazione e valutazione degli "Accordi per i servizi in concessione" a seguito dell'entrata in vigore, a partire dal 1° gennaio 2010, dell'IFRIC 12.

L'IFRIC 12 "Accordi per servizi in concessione" definisce i criteri di rilevazione e valutazione da adottare per gli accordi tra settore pubblico e privato relativi allo sviluppo, finanziamento, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione. In particolare nei casi in cui il soggetto concedente controlli l'infrastruttura, regolando e controllando le caratteristiche dei servizi forniti, i prezzi applicabili e mantenendo un interesse residuo sull'attività, il concessionario deve rilevare o il diritto all'utilizzo della stessa infrastruttura o un'attività finanziaria o entrambi, in funzione delle caratteristiche degli accordi. A seguito dell'emanazione di tale interpretazione, i concessionari che rientrano nelle fattispecie sopra descritte, non possono rilevare i beni patrimoniali dedicati all'erogazione del servizio quale immobilizzazione materiale nell'attivo dello stato patrimoniale, a prescindere dal riconoscimento del titolo di proprietà a favore degli stessi concessionari nei contratti di concessione.

In considerazione degli accordi in essere nel Gruppo IREN, sulla base delle interpretazioni e delle norme ad oggi in vigore, l'applicazione dell'IFRIC 12 rileva per il settore della distribuzione del gas naturale e per il settore della gestione del servizio idrico integrato. Nello stato patrimoniale l'applicazione dell'IFRIC 12 ha comportato la classificazione delle infrastrutture in concessione da attività materiali ad attività immateriali. Tenuto conto della struttura della tariffa spettante sui servizi resi in concessione non è possibile enucleare in modo attendibile il margine dell'attività di costruzione dal margine per l'attività di esercizio; pertanto in considerazione del fatto che una parte significativa dei lavori è appaltata a terzi, gli investimenti sostenuti sono iscritti tra le immobilizzazioni immateriali in base al costo sostenuto.

Il processo di ammortamento delle attività relative agli accordi per servizi in concessione è rimasto invariato e continua ad essere operato considerando le modalità attese di ottenimento dei benefici economici futuri derivanti dall'utilizzo e dal valore residuo dell'infrastruttura, così come previsti dal quadro normativo di riferimento.

Essendo inoltre non praticabile un'applicazione retrospettica sono state identificate le attività immateriali da riconoscere alla data del 1° gennaio 2009 sulla base dei valori precedentemente iscritti come attività materiali nel bilancio al 31 dicembre 2008.

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.

I dati esposti sono confrontati con i corrispondenti dati del 2009 del Gruppo IRIDE e con i dati pro-forma del Gruppo IREN relativi allo stesso periodo.

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

AREA DI CONSOLIDAMENTO

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

Società Capogruppo:

IREN S.p.A.

Società consolidate con il metodo integrale:

Sono consolidate integralmente le 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
- LIAG
- San Giacomo e le controllate:
 - Idrotigullio
 - Mediterranea delle Acque e la controllata:
 - Immobiliare delle Fabbriche

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

- Enìa Parma
- Enìa Piacenza
- Enìa Reggio Emilia
- Eniatel
- Consorzio GPO
- AGA
- Tema
- Zeus

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

- IREN Rinnovabili e le controllate:
 - Enìa Solaris e la controllata:
 - Landco
- Tecnoborgo
- Bonifica Autocisterne

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:

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 30,9% 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 57% 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 di 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 IRIDE è in corso di implementazione ed adattamento alla nuova 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 del Legale.

Di seguito si riporta una sintesi della modalità di gestione dei rischi. Per un'analisi più dettagliata si rimanda a quanto riportato nella sezione "Risk Management" del Bilancio 2009 del Gruppo IRIDE.

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 e i livelli sono stati definiti con adeguati criteri di prudenza. 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 è essenzialmente attribuibile all'ammontare dei crediti commerciali che non presentano una particolare concentrazione, essendo l'esposizione creditizia suddivisa su un largo numero di controparti in quanto connessa alla vendita di energia elettrica, teleriscaldamento e gas alla clientela retail, business, enti pubblici e all'erogazione dei servizi idrico ed ambientale (T.I.A. ex D.Lgs. 22/97).

Al fine di controllare il rischio di credito, la cui gestione operativa è demandata alle singole funzioni territoriali, sono state definite metodologie per il monitoraggio e il controllo dei crediti oltre alla definizione di strategie atte a ridurre l'esposizione creditizia tra i quali la gestione del contenzioso legale riguardante la clientela e i servizi erogati.

La politica interna del credito commerciale e gli strumenti di valutazione ex ante del merito di credito e le attività di monitoraggio e recupero sono differenziate in relazione sia alle diverse categorie di clientela sia 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 per le attività di sollecito telefonico di alcuni segmenti di clientela e alla gestione dell'inbound telefonico derivante dai solleciti scritti.

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 alcuni clienti business, con elevati volumi di consumi di energia elettrica e gas, si è stipulata un'apposita polizza di assicurazione del credito a copertura del rischio di insoluto.

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. Infatti per una mirata quantificazione si procede con l'analisi dei singoli importi componenti i crediti da esigere presenti nella banca dati prendendo in considerazione anche l'anzianità e procedendo con il relativo accantonamento.

3. RISCHIO ENERGETICO

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

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

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

4. RISCHI OPERATIVI

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

Il modello di Enterprise Risk Management, in corso di implementazione nell'ambito del Gruppo IREN anche sulla base dei modelli implementati nelle realtà ex IRIDE ed ex Eni, 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, 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. Rischi informatici

I maggiori rischi operativi correlati al sistema informatico sono quelli di interfacciamento con la borsa elettrica, da parte della società IREN Mercato.

Essa 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, che periodicamente vengono sottoposte a simulazioni, volte a testarne l'efficacia. Fino ad ora tali procedure si sono rivelate efficaci e mai si sono verificati danni.

SITUAZIONE ECONOMICA, PATRIMONIALE E FINANZIARIA DEI PRIMI NOVE MESI 2010

Come ampiamente descritto in precedenza il Gruppo IREN nasce il 1° luglio 2010 dalla fusione per incorporazione di Enìa in Iride. Nel seguito sono presentati lo schema di conto economico e quello patrimoniale del Gruppo IREN, oltre ai prospetti pro forma a cui si riferiscono i commenti. In relazione ai dati pro forma si segnala che i Prospetti Consolidati Pro-Forma del 2009 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 patrimoniale di IRIDE, nel rispetto della seguente regola generale:

- con riferimento allo Stato patrimoniale, assumendo che l'operazione straordinaria sia avvenuta alla fine del periodo di riferimento dello Stato patrimoniale stesso, e cioè al 31 dicembre 2009;
- con riferimento al Conto economico, assumendo che l'operazione straordinaria sia avvenuta all'inizio del periodo cui si riferisce il Conto economico stesso, vale a dire al 1° gennaio 2009.

Con riferimento al 30 settembre 2010 il conto economico presenta i dati nell'assunzione che l'operazione straordinaria sia avvenuta all'inizio del periodo cui si riferisce il Conto economico stesso, vale a dire al 1° gennaio 2010, mentre la situazione patrimoniale al 30 settembre 2010 già rappresenta la realtà del nuovo Gruppo e pertanto non presenta differenze tra i dati del Gruppo IREN civilistici e quelli pro forma.

SITUAZIONE ECONOMICA

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO GRUPPO IREN - PRIMI NOVE MESI 2010

(Valori in migliaia di euro)

	Primi 9 mesi 2010	Primi 9 mesi 2009 (1) (2)	Var. %
RICAVI			
Ricavi per beni e servizi	1.712.185	1.538.903	11,3
Variazione dei lavori in corso	2.399	358	(*)
Altri proventi	118.822	129.618	(8,3)
Totale ricavi	1.833.406	1.668.879	9,9
COSTI OPERATIVI			
Acquisto materie prime sussidiarie di consumo e merci	(891.581)	(857.791)	3,9
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(467.534)	(366.784)	27,5
Oneri diversi di gestione	(48.900)	(66.746)	(26,7)
Costi per lavori interni capitalizzati	13.324	13.897	(4,1)
Costo del personale	(134.935)	(104.368)	29,3
Totale costi operativi	(1.529.626)	(1.381.792)	10,7
MARGINE OPERATIVO LORDO	303.780	287.087	5,8
AMMORTAMENTI E ACCANTONAMENTI			
Ammortamenti	(108.217)	(82.395)	31,3
Accantonamenti	(37.990)	(17.587)	(*)
Totale ammortamenti e accantonamenti	(146.207)	(99.982)	46,2
RISULTATO OPERATIVO	157.573	187.105	(15,8)
GESTIONE FINANZIARIA			
Proventi finanziari	8.646	20.684	(58,2)
Oneri finanziari	(50.599)	(113.887)	(55,6)
<i>di cui non ricorrenti</i>	-	(64.312)	
Totale gestione finanziaria	(41.953)	(93.203)	(55,0)
Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	9.551	7.570	26,2
Rettifica di valore di partecipazioni	(29)	(1.701)	(98,3)
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	125.142	99.771	25,4
Imposte sul reddito	(46.823)	(111.659)	(58,1)
<i>di cui non ricorrenti</i>	-	(38.749)	
RISULTATO NETTO DELLE ATTIVITA' IN CONTINUITA'	78.319	(11.888)	(*)
Risultato netto da attività operative cessate	1.783	6.172	(71,1)
RISULTATO NETTO DEL PERIODO	80.102	(5.716)	(*)
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	75.596	(10.373)	(*)
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	4.506	4.657	(3,2)

(*) Variazione superiore al 100%

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

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

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO PRO-FORMA GRUPPO IREN - PRIMI NOVE MESI 2010

(Valori in migliaia di euro)

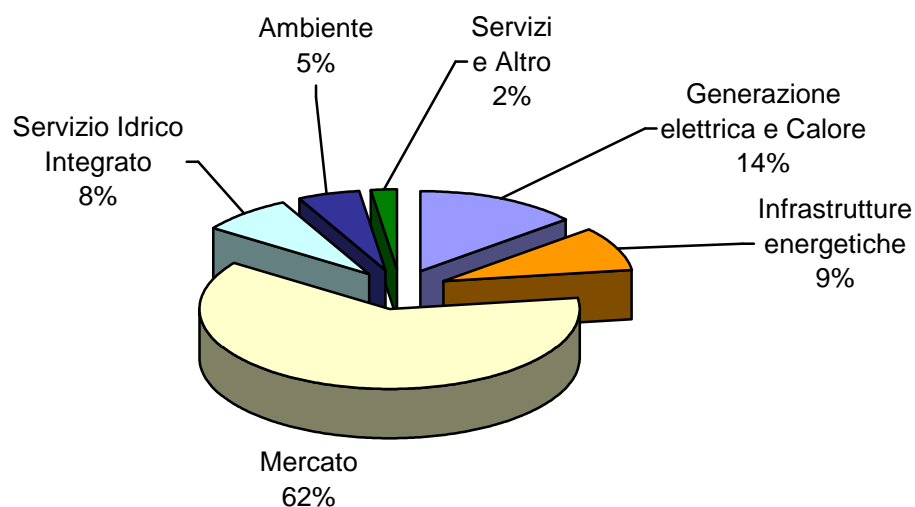
	Primi 9 mesi 2010 pro-forma	Primi 9 mesi 2009 pro-forma	Var. %
RICAVI			
Ricavi per beni e servizi	2.242.812	2.258.352	(0,7)
Variatione dei lavori in corso	2.469	482	(*)
Altri proventi	139.525	155.530	(10,3)
Totale ricavi	2.384.806	2.414.363	(1,2)
COSTI OPERATIVI			
Acquisto materie prime sussidiarie di consumo e merci	(1.141.664)	(1.192.781)	(4,3)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(603.157)	(562.466)	7,2
Oneri diversi di gestione	(56.508)	(77.633)	(27,2)
Costi per lavori interni capitalizzati	23.838	31.648	(24,7)
Costo del personale	(196.450)	(193.113)	1,7
Totale costi operativi	(1.973.941)	(1.994.346)	(1,0)
MARGINE OPERATIVO LORDO	410.865	420.017	(2,2)
AMMORTAMENTI E ACCANTONAMENTI			
Ammortamenti	(147.299)	(135.726)	8,5
Accantonamenti	(54.066)	(36.336)	48,8
Totale ammortamenti e accantonamenti	(201.365)	(172.063)	17,0
RISULTATO OPERATIVO	209.500	247.955	(15,5)
GESTIONE FINANZIARIA			
Proventi finanziari	17.824	25.175	(29,2)
Oneri finanziari	(62.156)	(135.921)	(54,3)
<i>di cui non ricorrenti</i>	-	(64.312)	
Totale gestione finanziaria	(44.332)	(110.746)	(60,0)
Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	11.613	10.395	11,7
Rettifica di valore di partecipazioni	(29)	(1.701)	(98,3)
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	176.752	145.903	21,1
Imposte sul reddito	(62.794)	(130.247)	(51,8)
<i>di cui non ricorrenti</i>	-	(38.749)	
RISULTATO NETTO DELLE ATTIVITA' IN CONTINUITA'	113.958	15.656	(*)
Risultato netto da attività operative cessate	1.783	6.172	(71,1)
RISULTATO NETTO DEL PERIODO	115.741	21.828	(*)
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	110.072	15.442	(*)
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	5.669	6.386	(11,2)

(*) Variazione superiore al 100%

Ricavi

Il Gruppo IREN nei primi nove mesi 2010 (in seguito 9M10) ha conseguito ricavi per 2.385 milioni di euro in leggera flessione (-1,2%) rispetto a 2.414 milioni di euro dei primi nove mesi 2009 (in seguito 9M09). Tale andamento è principalmente imputabile al negativo effetto prezzo delle commodities che ha superato l'effetto dei maggiori volumi venduti, oltre al minor contributo dei certificati verdi maturati sull'energia idroelettrica e sulla cogenerazione abbinata al teleriscaldamento.

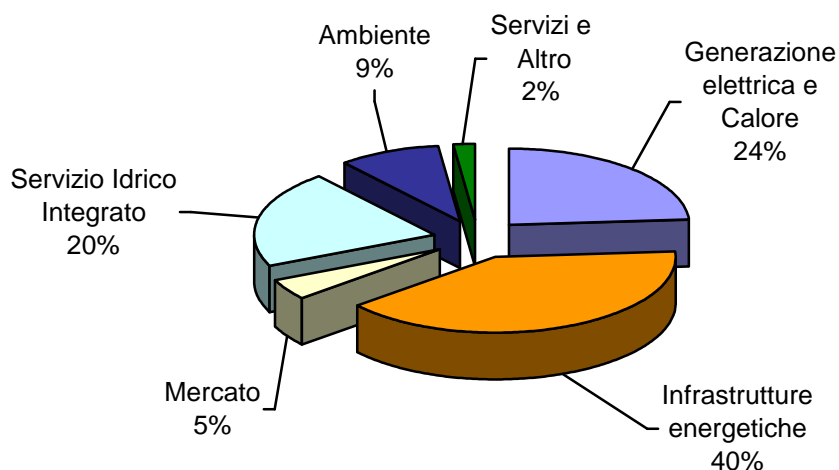
Composizione Ricavi



Margine operativo lordo

Il margine operativo lordo (Ebitda) pari a 411 milioni di euro è in riduzione del 2,2% rispetto ai 420 milioni di euro dei primi nove mesi del 2009. La flessione è attribuibile prevalentemente ai settori Mercato e Produzione idroelettrica, contrazione che tuttavia è in buona parte assorbita dai risultati positivi dei settori Calore, Reti energetiche, Ambiente e Servizio Idrico Integrato.

Composizione Ebitda



Risultato operativo

Il risultato operativo, per effetto delle suddette dinamiche, ha raggiunto 210 milioni, in diminuzione del 15% rispetto ai primi nove mesi del 2009.

Lo scostamento rispetto al consuntivo dei 9M09 è dovuto a maggiori ammortamenti per 11 milioni di euro e maggiori accantonamenti per 18 milioni di euro.

L'incremento degli ammortamenti è legato all'aumento degli investimenti e all'accelerazione di alcune aliquote di ammortamento, mentre per ciò che concerne la variazione degli accantonamenti si evidenziano maggiori accantonamenti per 5 milioni al Fondo svalutazione crediti e per 15 milioni al fondo rischi di cui circa 7 milioni di euro per il probabile pagamento all'AEEG delle perdite sull'energia elettrica in seguito alla sentenza del Consiglio di Stato n.02943/210 oltre ad accantonamenti per 8 milioni connessi a rischi sulla produzione idroelettrica per canoni demaniali e certificati verdi (6 ml) ed alla sentenza della Corte di Cassazione n. 335/08 relativa al ciclo idrico (2 ml).

Oneri e Proventi finanziari

Gli oneri e proventi finanziari esprimono un saldo negativo per 44 milioni. In particolare gli oneri finanziari ammontano a 62 milioni, in riduzione rispetto allo stesso periodo del 2009, in quanto quest'ultimo includeva una componente straordinaria relativa agli oneri finanziari sui rimborsi dei cosiddetti "aiuti di Stato", per 64 milioni, mentre i proventi finanziari ammontano a 18 milioni (-28%). Oltre a ciò si segnala una riduzione del costo medio del debito dal 3,25% al 2,66%. Il risultato di società collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto è positivo per 12 milioni, in crescita (14%) rispetto al corrispondente periodo del 2009.

Risultato prima delle imposte

Per effetto delle dinamiche sopra indicate il risultato consolidato prima delle imposte ha raggiunto 177 milioni, in crescita del 21% rispetto ai primi nove mesi del 2009.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito dei primi nove mesi del 2010 sono stimate pari a 63 milioni, con una riduzione del 52% rispetto allo stesso periodo del 2009, che includeva componenti straordinarie registrate nel periodo per 39 milioni, connesse alla restituzione dei cosiddetti “aiuti di Stato”. Inoltre, nei primi nove mesi del 2010 è stato possibile applicare agevolazioni non ricorrenti che hanno inciso positivamente sulle imposte. In particolare l’inapplicabilità (a seguito di chiarimenti ministeriali) per il 2009 dell’incremento dell’1% dell’aliquota della cosiddetta “Robin Hood Tax” (addizionale IRES) e l’agevolazione fiscale per gli investimenti (cosiddetta Tremonti Ter), prevista dal DL 1/7/2009 n. 78, convertito nella L. n. 102/2009 consistente nella riduzione del reddito d’impresa per un ammontare pari al 50% del valore degli investimenti effettuati entro il 30 giugno 2010.

Risultato netto delle attività in continuità

Il risultato netto delle attività in continuità è pari a 116 milioni, in notevole aumento per effetto del venir meno del recupero dei cosiddetti “aiuti di Stato”.

Risultato netto del periodo

Il risultato netto è pari a 116 milioni di euro, in notevole aumento rispetto ai 22 milioni di euro dello stesso periodo del 2009. Tale incremento sconta la contabilizzazione, relativa allo scorso esercizio, del pagamento degli aiuti di stato connesso alla “moratoria fiscale” (+103 milioni), i maggiori dividendi percepiti dalla partecipata Delmi S.p.A. (+7 milioni) e l’effetto fiscale positivo della “Tremonti ter” (+10 milioni).

Al netto dell’effetto “moratoria”, il risultato netto di periodo presenterebbe un valore in flessione del 7% sul 9M09.

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 30 settembre 2010 ammonta a 449 milioni di euro in diminuzione del 10% rispetto ai 498 milioni dei primi 9 mesi del 2009

Generazione elettrica e calore

		2010 Cons 30.09	2009 Cons 30.09	Δ %
Ricavi	€/mil.	448,9	498,1	-9,9%
Margine operativo lordo	€/mil.	98,4	131,1	-24,9%
<i>Ebitda Margin</i>		21,9%	26,3%	
Risultato Operativo	€/mil.	39,2	85,8	-54,3%
Investimenti	€/mil.	133,4	59,6	123,8%
Energia elettrica prodotta	GWh	3.852	3.956	-2,6%
<i>da fonte idroelettrica</i>	<i>GWh</i>	782	1.109	-29,5%
<i>da fonte termoelettrica</i>	<i>GWh</i>	3.070	2.847	7,9%
Calore prodotto	GWh_t	1.713	1.515	13,1%
<i>da fonte cogenerativa</i>	<i>GWh_t</i>	1.278	1.077	18,6%
<i>da fonte non cogenerativa</i>	<i>GWh_t</i>	435	437	-0,5%

Nel corso dei primi nove mesi del 2010 l'energia elettrica prodotta è stata pari a 3.852 GWh in calo del 3% rispetto allo stesso periodo del 2009, per l'effetto congiunto della maggiore produzione in cogenerazione (+8%) e della minore produzione idroelettrica (-30%), dovuta principalmente alla minore idraulicità nonché all'indisponibilità programmata degli impianti della Valle Orco, per le attività di Repowering della Centrale di Rosone, e dell'impianto di Pont Ventoux.

La produzione di calore è stata 1.713 GWht, superiore rispetto allo stesso periodo del 2009 (+13%), determinata dall'incremento delle volumetrie allacciate e dai maggiori gradi giorno.

Il margine operativo lordo è stato pari a 98 milioni di euro, in calo del 25% rispetto ai nove mesi del 2009; detta riduzione, che in valore assoluto ammonta a 33 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, è causata dall'effetto congiunto dei seguenti fattori:

- -46 milioni nel settore idroelettrico, prevalentemente per minori volumi prodotti (-327 GWh) e minore contributo da certificati verdi; inoltre il 2009 beneficiava di sopravvenienze attive per rimborsi penali che non si sono manifestate nel corso dei nove mesi 2010.
- -6 milioni nel settore cogenerazione, prevalentemente attribuibile ad una minore marginalità sulla cogenerazione elettrica soltanto parzialmente compensata dai maggiori volumi prodotti (+223 GWh).
- +21 milioni nel settore calore, prevalentemente per maggiori volumi (+201 GWht da fonte cogenerativa), e maggiori contributi da certificati verdi, compensati soltanto parzialmente da una minor marginalità sulla generazione calore.

L'utile operativo è stato pari a circa 39 milioni (-54% rispetto ai primi nove mesi del 2009).

Gli investimenti tecnici relativi al settore sono pari a circa 133 milioni e riguardano principalmente per 106 milioni la cogenerazione (quasi interamente inerenti il progetto Torino Nord), per 22 milioni la produzione idroelettrica (ripotenziamento degli impianti idroelettrici della Valle Orco) e per 4 milioni gli investimenti relativi ad energia rinnovabile.

Infrastrutture energetiche

Il settore di attività Reti Energetiche, che include i business della distribuzione gas, energia elettrica e calore, ha registrato nel periodo ricavi per 289 milioni di euro, in aumento del 12% rispetto ai 258 milioni di euro dei primi nove mesi del 2009.

Il margine operativo lordo è stato pari a 164 milioni di euro in miglioramento (+18,4%) rispetto ai 139 milioni di euro dei 9M09. Il Risultato Operativo è stato pari a 106 milioni di euro in aumento (+22%) rispetto agli 87 milioni di euro dei 9M09.

Infrastrutture energetiche

		2010	2009	Δ %
		Cons 30.09	Cons 30.09	
Ricavi	€/mil.	289,1	258,1	12,0%
Margine operativo lordo	€/mil.	164,3	138,8	18,4%
<i>Ebitda Margin</i>		<i>56,8%</i>	<i>53,8%</i>	
<i>da Reti Elettriche</i>	€/mil.	63,6	49,8	27,7%
<i>da Reti Gas</i>	€/mil.	68,4	58,6	16,7%
<i>da Teleriscaldamento</i>	€/mil.	32,3	30,4	6,3%
Risultato Operativo	€/mil.	106,2	87,1	21,9%
Investimenti	€/mil.	110,0	116,6	-5,6%
<i>in Reti Elettriche</i>	€/mil.	17,2	24,7	-30,4%
<i>in Reti Gas</i>	€/mil.	34,7	29,4	18,0%
<i>in Reti Teleriscaldamento</i>	€/mil.	27,6	19,3	43,0%
<i>in Rigassificatori</i>	€/mil.	30,5	43,2	-29,3%
Energia elettrica distribuita	GWh	3.187	3.177	0,3%
Gas distribuito	Mln mc	1.433	1.334	7,4%
Volumetrie teleriscaldare	Mln mc	65	61	5,5%

Reti elettriche

Il margine operativo lordo è stato pari a 64 milioni di euro, in forte aumento rispetto ai 50 milioni di euro dei primi nove mesi del 2009 (+27,7%). L'incremento è dato principalmente dal maggior margine di contribuzione oltre al saldo positivo di alcune sopravvenienze relative a perequazioni degli anni precedenti ed al premio per la continuità del servizio.

Nel corso del periodo sono stati effettuati investimenti per circa 17 milioni di euro, prevalentemente inerenti alla sostituzione dei contatori elettronici, nuovi allacciamenti e la costruzione di nuove cabine primarie di trasformazione AT/MT.

Distribuzione di gas metano

Il margine operativo lordo della distribuzione reti gas ammonta a 68 milioni di euro in aumento (+16,7%) rispetto ai primi nove mesi del 2009 pari a 59 milioni di euro. L'incremento del margine di circa 10 milioni di euro sul corrispondente periodo del 2009 è attribuibile per circa 7 milioni di euro ad incrementi tariffari (di cui circa 3 milioni di euro costituiscono il recupero dello scostamento dovuto alla revisione dei meccanismi tariffari introdotti dalla delibera 159/08 e seguenti dell'AEEG) e per circa 3 milioni di euro da maggiori ricavi e minori costi diversi.

Gli investimenti tecnici realizzati dal settore ammontano a circa 35 milioni e riguardano principalmente il piano di risanamento decennale della rete tramite sostituzione delle tubazioni ghisa grigia, 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).

Teleriscaldamento

Il ramo teleriscaldamento ha registrato un margine operativo lordo di 32 milioni di euro in aumento (+6%) rispetto ai 30 milioni di euro del corrispondente periodo del 2009.

Nel corso dei primi nove mesi del 2010 sono stati effettuati investimenti per circa 28 milioni, prevalentemente inerenti al progetto Torino Nord (15 milioni), oltre Nichelino Energia (5 milioni) e territorio emiliano (7 milioni).

Rigassificatore

Gli investimenti realizzati dal settore sono relativi alla realizzazione dell'impianto di rigassificazione di Livorno (OLT) e ammontano a 30,5 milioni contro i 43,2 milioni a consuntivo dei primi 9 mesi del 2009.

Servizio idrico integrato

Il volume d'affari di settore ammonta a 255 milioni di euro in aumento del 5,8% rispetto ai 241 milioni di euro del corrispondente periodo del 2009.

Servizio Idrico Integrato

		2010	2009	Δ %
		Cons 30.09	Cons 30.09	
Ricavi	€/mil.	255,0	241,0	5,8%
Margine operativo lordo	€/mil.	83,4	78,4	6,4%
<i>Ebitda Margin</i>		32,7%	32,5%	
Risultato Operativo	€/mil.	30,1	35,6	-15,4%
Investimenti	€/mil.	65,3	71,8	-9,1%
Acqua Venduta	Mln mc	141	144	-2,0%

L'incremento dei ricavi è attribuibile prevalentemente agli aumenti tariffari deliberati dagli ATO di tutte le aree gestite dal gruppo (Mediterranea delle Acque, da Società Acque Potabili ed area emiliana).

Il margine operativo lordo è pari a 83 milioni di euro, in aumento (+6,4%) rispetto ai 78 milioni del 2009. Detta variazione è principalmente attribuibile agli aumenti tariffari deliberati dagli ATO.

Si segnala per Mediterranea delle Acque e per l'area territoriale emiliana una diminuzione, anche per il terzo trimestre 2010, dei volumi venduti di acqua rispetto allo stesso periodo del 2009. L'Autorità di Ambito Territoriale Ottimale di Reggio Emilia ha approvato l'aggiornamento delle Tariffe del Servizio Idrico Integrato nella delibera n.14 del 29/10/2010. Tali aumenti sono riferibili al secondo semestre 2010 e saranno applicati già nel corso dello stesso periodo.

Il risultato operativo è pari a 30 milioni di euro (-15,4%) rispetto ai primi nove mesi del 2009. Tale diminuzione è da attribuirsi oltre ai maggiori accantonamenti al fondo svalutazione crediti e al fondo rischi per la sentenza 335/08 della Cassazione, anche ai maggiori ammortamenti in relazione all'incremento del capitale immobilizzato.

Gli investimenti tecnici nel settore della gestione dei servizi idrici integrati ammontano a circa 65 milioni di euro, per la realizzazione di infrastrutture previste dai Piano di Ambito per lo sviluppo della rete distribuzione, della rete fognaria e dei sistemi di depurazione.

Mercato

Il volume d'affari dell'area mercato ammonta a 1.996 milioni di euro in lieve flessione (-2,2%) rispetto ai 2.042 milioni del corrispondente periodo del 2009.

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

		Mercato		
		2010	2009	Δ %
		Cons 30.09	Cons 30.09	
Ricavi	€/mil.	1.996,3	2.042,1	-2,2%
Margine operativo lordo	€/mil.	18,5	35,9	-48,5%
<i>Ebitda Margin</i>		<i>0,9%</i>	<i>1,8%</i>	
<i>da Energia Elettrica</i>	€/mil.	2,9	19,3	-85,0%
<i>da Gas</i>	€/mil.	12,3	12,1	1,7%
<i>da Calore e Teleriscaldamento</i>	€/mil.	3,3	4,5	-26,7%
Risultato Operativo	€/mil.	9,0	24,7	-63,6%
Energia Elettrica Venduta	GWh	11.011	11.075	-0,6%
Energia Elettrica Venduta al netto Compravendita in Borsa	GWh	8.674	9.688	-10,5%
Gas Acquistato	Mln mc	2.146	1.904	12,7%
<i>Gas commercializzato dal Gruppo</i>	Mln mc	1.393	1.087	28,1%
<i>Gas destinato ad usi interni</i>	Mln mc	753	816	-7,8%

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi complessivi di gas naturale approvvigionati nei primi nove mesi dell'anno sono stati pari a circa 2.146 milioni di metri cubi (circa 1.904 milioni di metri cubi nel 2009), 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 maggiori volumi venduti rispetto al 2009 tengono conto degli effetti di una stagionalità favorevole e dell'effetto dello sviluppo commerciale sia sul mercato retail che sul business (Tirreno Power).

Il margine operativo lordo pari a 12,3 milioni di euro risulta in linea con i primi nove mesi del 2009.

Commercializzazione energia elettrica

I volumi complessivamente venduti sul mercato libero sono pari a 10.002 GWh; 9.913 GWh nel 2009 (+1%).

Nel 2010 le disponibilità di energia elettrica da produzioni interne al Gruppo IREN, (IREN Energia, Tirreno Power), sono in linea rispetto all'esercizio passato ed ammontano a 4.104 GWh (4.240 GWh nel 2009) mentre i volumi provenienti dalla gestione del tolling di Edipower risultano in calo ed ammontano a 1.035 GWh (1.410 GWh nel 2009).

I volumi venduti ai clienti finali e grossisti ammontano a 5.518 GWh contro i 5.965 del 2009; le vendite in Borsa lorde ammontano a 4.399 GWh contro i 3.871 del 2009 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 2,9 milioni di euro in flessione rispetto allo scorso esercizio di 16,4 milioni di euro (19,3 milioni di euro nel 2009). Tale riduzione è riconducibile alla situazione di overcapacity energetica e all'andamento degli scenari energetici.

Sviluppo mercato

Nel corso del 2010, sono proseguite le attività di sviluppo sulla propria clientela, con la doppia finalità di consolidare la propria presenza sul mercato di riferimento, attraverso azioni mirate di fidelizzazione, e di ampliare il proprio perimetro nelle aree di interesse, attraverso azioni di penetrazione del mercato (consolidamento dei canali di vendita ed estensione della attività di teleselling all'area emiliana, differenziazione delle offerte per segmento di clientela).

L'insieme delle attività poste in essere ha consentito di aumentare in maniera significativa, rispetto al 31 dicembre 2009, il numero dei clienti serviti.

Vendita calore tramite reti di teleriscaldamento:

Il margine operativo lordo nei primi nove mesi del 2010 ammonta a 3,3 milioni di euro contro i 4,5 milioni di euro del corrispondente periodo del 2009.

Ambiente

Servizio Ambiente

		2010 Cons 30.09	2009 Cons 30.09	Δ %
Ricavi	€/mil.	170,6	157,7	8,2%
Margine operativo lordo	€/mil.	38,1	31,5	21,0%
<i>Ebitda Margin</i>		22,3%	20,0%	
Risultato Operativo	€/mil.	19,1	13,8	38,4%
Investimenti	€/mil.	22,1	20,2	9,4%
Rifiuti trattati	ton	744.792	718.503	3,7%
<i>Rifiuti urbani</i>	ton	596.465	598.049	-0,3%
<i>Rifiuti speciali</i>	ton	148.327	120.453	23,1%

Il volume d'affari del settore ammonta complessivamente a 171 milioni di euro a fronte dei 158 milioni di euro dei primi nove mesi del 2009. L'aumento delle tariffe di raccolta e smaltimento deliberato dagli Ambiti Territoriali Ottimali e i maggiori volumi di rifiuti speciali trattati sono le principali motivazioni all'incremento dei ricavi del periodo considerato.

Il margine operativo lordo del settore ammonta a 38,1 milioni di euro e presenta una crescita importante del 21% rispetto ai 31,5 milioni di euro del corrispondente periodo 2009. Il miglioramento del margine è da attribuire prevalentemente agli incrementi tariffari per 7 milioni di euro, e ad altri ricavi (produzione di energia, recupero materiali, sopravvenienze discariche). Nel periodo sono state ulteriormente estese sul territorio le modalità di raccolta differenziata che hanno comportato maggiori costi compensati solo parzialmente da minori costi di smaltimento.

Gli investimenti tecnici del settore Ambiente ammontano a circa 22 milioni, principalmente per l'avanzamento della realizzazione del Polo Ambientale Integrato di Parma (pari a circa 13 milioni di euro), per le dotazioni a supporto della raccolta differenziata e altri impianti di smaltimento (complessivamente pari a circa 9 milioni).

Servizi

Gli altri servizi del gruppo comprendono le attività di Global Service, Facility Management, Telecomunicazione, Illuminazione Pubblica, Servizi cimiteriali ed altri di importanza minore.

I ricavi ammontano a 71,5 milioni di euro in lieve flessione (-2,9%) rispetto ai 73,6 milioni del corrispondente periodo del 2009.

I margini in calo recepiscono gli accordi di riduzione delle convenzioni in essere.

		Servizi		
		2010	2009	Δ %
		Cons 30.09	Cons 30.09	
Ricavi	€/mil.	71,5	73,6	-2,9%
Margine operativo lordo	€/mil.	12,3	14,8	-16,9%
<i>Ebitda Margin</i>		17,2%	20,1%	
Risultato Operativo	€/mil.	8,5	11,4	-25,4%

SITUAZIONE PATRIMONIALE

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO GRUPPO IREN AL 30 SETTEMBRE 2010

(Valori in migliaia di euro)

	30.09.2010	31.12.2009	Variazione %
Attivo immobilizzato	4.465.580	2.858.104	56,2
Altre attività (Passività) non correnti	(115.291)	11.822	(*)
Capitale circolante netto	241.238	111.903	(*)
Attività (Passività) per imposte differite	28.728	(14.125)	(*)
Fondi e Benefici ai dipendenti	(340.964)	(169.926)	(*)
Attività (Passività) destinate a essere cedute	34.840	7.838	(*)
Capitale investito netto	4.314.131	2.805.616	53,8
Patrimonio netto	1.930.436	1.386.603	39,2
<i>Attività finanziarie a lungo termine</i>	<i>(272.713)</i>	<i>(279.154)</i>	<i>(2,3)</i>
<i>Indebitamento finanziario a medio e lungo termine</i>	<i>1.727.501</i>	<i>1.338.039</i>	<i>29,1</i>
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	1.454.788	1.058.886	37,4
<i>Attività finanziarie a breve termine</i>	<i>(359.733)</i>	<i>(222.949)</i>	<i>61,4</i>
<i>Indebitamento finanziario a breve termine</i>	<i>1.288.640</i>	<i>583.077</i>	<i>(*)</i>
Indebitamento finanziario netto a breve termine	928.907	360.128	(*)
Indebitamento finanziario netto	2.383.695	1.419.013	68,0
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	4.314.131	2.805.616	53,8

(*) Variazione superiore al 100%

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO PRO - FORMA GRUPPO IREN AL 30 SETTEMBRE 2010

(Valori in migliaia di euro)

	30.09.2010	31.12.2009 pro-forma	Variazione %
Attivo immobilizzato	4.465.580	4.287.890	4,1
Altre attività (Passività) non correnti	(115.291)	(127.776)	(9,8)
Capitale circolante netto	241.238	121.850	98,0
Attività (Passività) per imposte differite	28.728	9.015	(*)
Fondi e Benefici ai dipendenti	(340.964)	(323.513)	5,4
Attività (Passività) destinate a essere cedute	34.840	8.980	(*)
Capitale investito netto	4.314.131	3.976.446	8,5
Patrimonio netto	1.930.436	1.920.750	0,5
<i>Attività finanziarie a lungo termine</i>	<i>(272.713)</i>	<i>(279.153)</i>	<i>(2,3)</i>
<i>Indebitamento finanziario a medio e lungo termine</i>	<i>1.727.501</i>	<i>1.870.294</i>	<i>(7,6)</i>
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	1.454.788	1.591.141	(8,6)
<i>Attività finanziarie a breve termine</i>	<i>(359.733)</i>	<i>(249.645)</i>	<i>44,1</i>
<i>Indebitamento finanziario a breve termine</i>	<i>1.288.640</i>	<i>714.200</i>	<i>80,4</i>
Indebitamento finanziario netto a breve termine	928.907	464.555	100,0
Indebitamento finanziario netto	2.383.695	2.055.696	16,0
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	4.314.131	3.976.446	8,5

(*) Variazione superiore al 100%

Nel seguito sono commentate le principali dinamiche patrimoniali del periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2010.

L'incremento dell'**attivo immobilizzato** riflette l'avanzamento degli investimenti con particolare riferimento: alla *generazione elettrica* con il progetto Torino nord per 106 milioni di euro, alle *infrastrutture energetiche* (reti gas per 34 milioni di euro, reti di teleriscaldamento per 28 milioni di euro, reti elettriche per 23 milioni di euro), al *ciclo idrico* per 65 milioni di euro, al *mercato* con il progetto OLT per 31 milioni di euro ed all'*ambiente* per 22 milioni di euro.

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

L'incremento della **fiscalità differita** risulta essenzialmente legata agli incrementi del Fondo Svalutazione crediti e dei **Fondi rischi** che accolgono principalmente gli accantonamenti per le perdite sull'energia elettrica in seguito alla sentenza del Consiglio di Stato n. 02943/2010 e della Corte di Cassazione n. 335/08 relativa al ciclo idrico integrato.

L'incremento delle **attività destinate ad essere cedute** risente della riclassifica delle attività nette della controllata Aquamet la cui vendita verrà perfezionata entro la fine del 2010.

L'incremento del **Patrimonio netto** deriva principalmente dall'utile del periodo e dalla distribuzione di dividendi per complessivi 111 milioni di euro.

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 dei nove mesi 2010.

SITUAZIONE FINANZIARIA

RENDICONTO FINANZIARIO PRO-FORMA DEL GRUPPO IREN

(Valori in migliaia di euro)

	Primi 9 mesi 2010 pro-forma	Primi 9 mesi 2009 pro-forma	Var. %
A. Disponibilità liquide iniziali	56.905	120.123	(52,6)
Flusso finanziario generato dall'attività operativa			
Risultato del periodo	115.741	21.828	(*)
Rettifiche per:			
Ammortamenti attività materiali e immateriali	147.299	135.726	8,5
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	(2.566)	(2.973)	(13,7)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	20.017	12.086	65,6
Utili dalla vendita di attività operative cessate al netto degli effetti fiscali	(1.783)	(6.172)	(71,1)
Variazione imposte anticipate e differite	(19.713)	4.230	(*)
Variazione altre attività/passività non correnti	(12.485)	(627)	(*)
Dividendi ricevuti	(6.665)	(5.038)	32,3
Quota del risultato di collegate	(11.613)	(10.395)	11,7
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di partecipazioni	29	1.701	(98,3)
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	228.260	150.366	51,8
Variazione rimanenze	(2.649)	(567)	(*)
Variazione crediti commerciali	5.923	269.639	(97,8)
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	52.882	(98.835)	(*)
Variazione debiti commerciali	(174.605)	(300.551)	(41,9)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	(939)	148.211	(*)
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(119.388)	17.897	(*)
D. Cash flow operativo (B+C)	108.872	168.263	(35,3)
Flusso finanziario da (per) attività di investimento			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(363.549)	(320.226)	13,5
Investimenti in attività finanziarie	(7.717)	(6.844)	12,8
Realizzo investimenti, variazione area di consolidamento e attività destinate ad essere cedute	34.466	10.210	(*)
Cessione di attività operative cessate al netto della liquidità ceduta	-	11.445	(100,0)
Dividendi ricevuti	6.665	5.038	32,3
Altri movimenti di attività finanziarie	(681)	(1.094)	(37,8)
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(330.816)	(301.471)	9,7
F. Free cash flow (D+E)	(221.944)	(133.208)	66,6
Flusso finanziario da attività di finanziamento			
Erogazione di dividendi	(110.589)	(111.179)	(0,5)
Altre variazioni di Patrimonio netto	4.534	(14.727)	(*)
Variazione crediti finanziari	(55.395)	(75.731)	(26,9)
Variazione debiti finanziari	431.647	296.341	45,7
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	270.197	94.704	(*)
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	48.253	(38.504)	(*)
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	105.158	81.619	28,8

(*) Variazione superiore al 100%

L'indebitamento finanziario netto al 30/09/2010 è pari a 2.384 milioni, in aumento di 328 milioni rispetto al 31/12/2009, per effetto di un free cash flow negativo per 222 milioni a cui si aggiunge la variazione del Patrimonio Netto, comprensiva dei dividendi erogati, negativa per 106 milioni.

In particolare il free cash flow, negativo per 222 milioni, deriva dall'effetto congiunto dei seguenti flussi monetari:

- il cash flow operativo è positivo per 109 milioni in peggioramento di 59 milioni rispetto ai primi nove mesi 2009 principalmente per effetto del maggior assorbimento di risorse a livello di capitale circolante netto.

- il flusso monetario da attività di investimento, negativo per 331 milioni, è generato da investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali per 364 milioni (comprensivi degli investimenti effettuati per la costruzione delle infrastrutture in regime di concessione secondo

quanto stabilito dall'IFRIC 12), da investimenti in immobilizzazioni finanziarie per 8 milioni e da realizzo investimenti e variazione di attività nette destinate ad essere cedute relative alla controllata Aquamet per 41 milioni.

SCENARIO DI MERCATO

Scenario energetico nazionale

Nel periodo Gennaio - Settembre 2010 la produzione netta di energia elettrica in Italia è stata pari a 213.074 GWh in leggero aumento (+2,1%) rispetto allo stesso periodo del 2009. La richiesta di energia elettrica, pari a 243.347 GWh (+1,7%) è stata soddisfatta per l'87,2% dalla produzione nazionale (+2,1%) e per il restante 12,8% dalle importazioni di energia (-3,6%). A livello nazionale, la produzione termoelettrica è stata pari a 164.413 GWh, con un aumento del 5,4% rispetto al 2009 ed ha coperto il 77,2% dell'offerta; la produzione di fonte idroelettrica è stata pari a 37.937 GWh (-14% rispetto al 2009) coprendo il 17,8% dell'offerta, mentre la produzione da fonte geotermica, eolica e fotovoltaica è stata pari a 10.724 GWh (+25,9%) coprendo il 5% dell'offerta.

Domanda e offerta di energia elettrica cumulata (GWh e variazioni tendenziali)			
	fino a 30/09/2010	fino a 30/09/2009	Var. %
Domanda	243.347	239.264	1,7%
- Nord	110.799	108.140	2,4%
- Centro	71.014	71.020	0,0%
- Sud	36.417	34.870	4,4%
- Isole	25.117	25.234	-0,5%
Produzione netta	213.074	208.639	2,1%
- Idroelettrico	37.937	44.113	-14,0%
- Termoelettrico	164.413	156.009	5,4%
- Geotermoelettrico	3.728	3.739	-0,3%
- Eolico e fotovoltaico	6.996	4.778	46,4%
Saldo estero	33.607	34.845	-3,6%

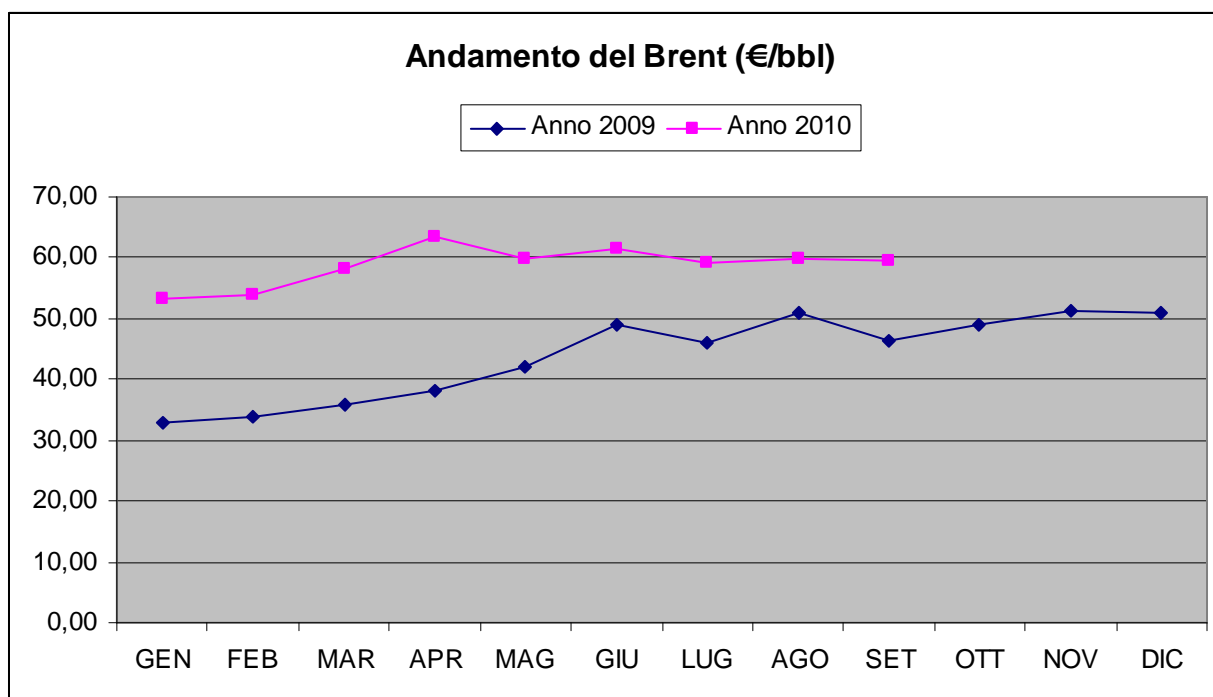
Fonte: elaborazione RIE su dati TERNA

I primi nove mesi del 2010 hanno visto complessivamente una ripresa della domanda elettrica rispetto all'anno precedente, soprattutto per quanto riguarda il periodo Gennaio - Luglio (+2,5%). Gli ultimi due mesi (Agosto - Settembre) sono stati al contrario caratterizzati da una flessione rispetto al pari periodo del 2009 (rispettivamente -2,5% e -1,6%). Si ricorda che il 2009 aveva visto una caduta sensibile della richiesta di energia elettrica (-5,7% vs 2008) concentrata particolarmente nei primi sette mesi dell'anno (-7,6%). I segnali degli ultimi due mesi del 2010 mostrano comunque un rallentamento rispetto alla crescita dei mesi precedenti.

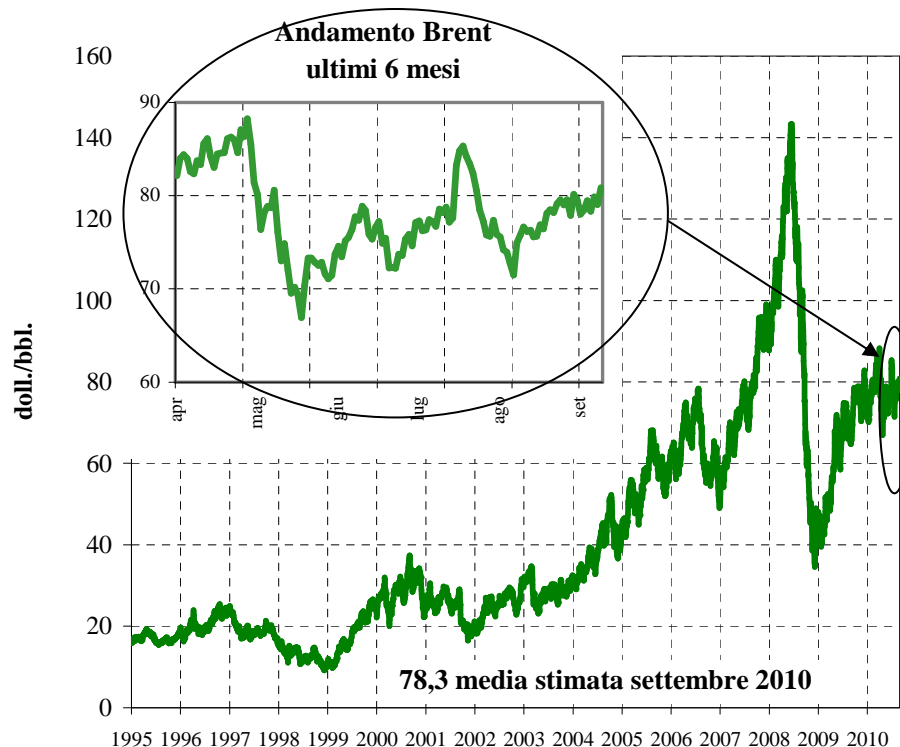
Nei primi nove mesi del 2010 il prezzo medio del greggio è stato pari a 77,14 \$/bbl, in aumento rispetto allo stesso periodo del 2009 (+35%). Il cambio €//\$ medio è stato 1,32 in discesa di 0,04 cent rispetto alla media dello stesso periodo del 2009. Per effetto delle precedenti dinamiche, la

quotazione media del greggio in euro è stata 58,79 €/bbl nel 2010 in aumento rispetto al valore medio del 2009 (+29%).

Il terzo trimestre 2010 è stato caratterizzato da una significativa volatilità intra-mese delle quotazioni del Brent Dated, mentre osservando le medie mensili non ci sono state nel periodo significative oscillazioni, ma un tendenziale e moderato aumento. Di fatto, l'andamento dei prezzi degli ultimi 12 mesi indica una sostanziale e protratta stabilità delle quotazioni petrolifere che hanno oscillato all'interno di un range contenuto e pari ad "appena" 10 dollari (70-80 doll/bbl), ben diverso da quello che ha caratterizzato il recente passato.

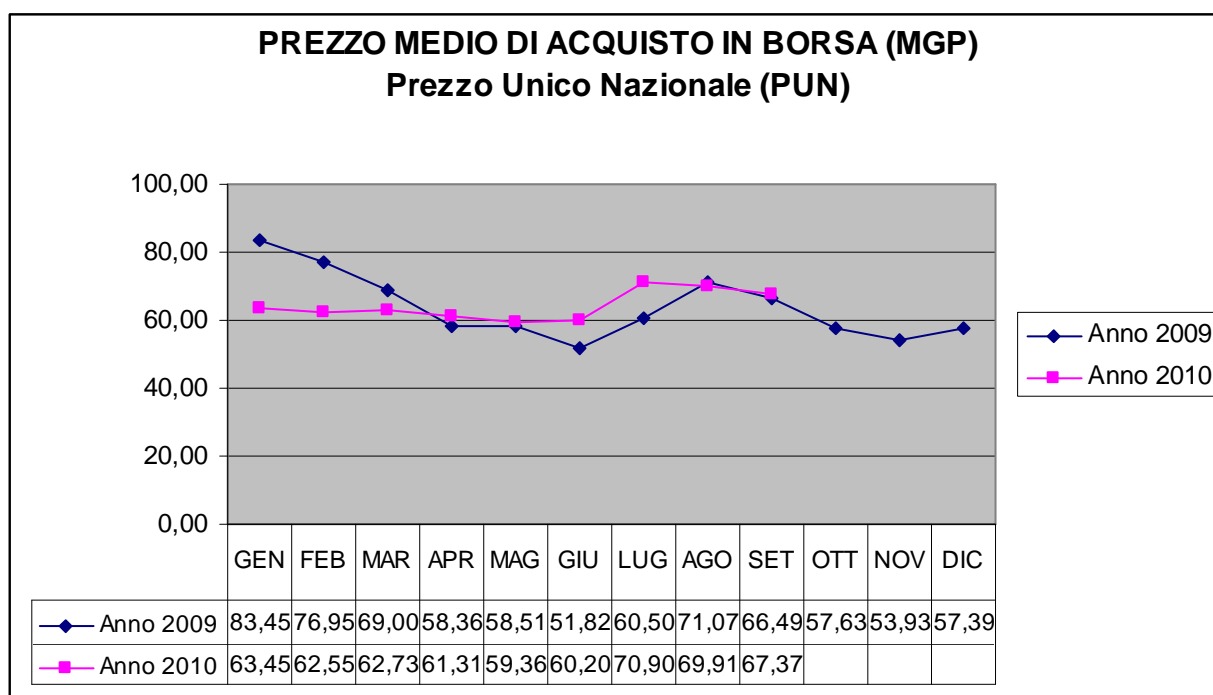


Andamento del prezzo del Brent Dated



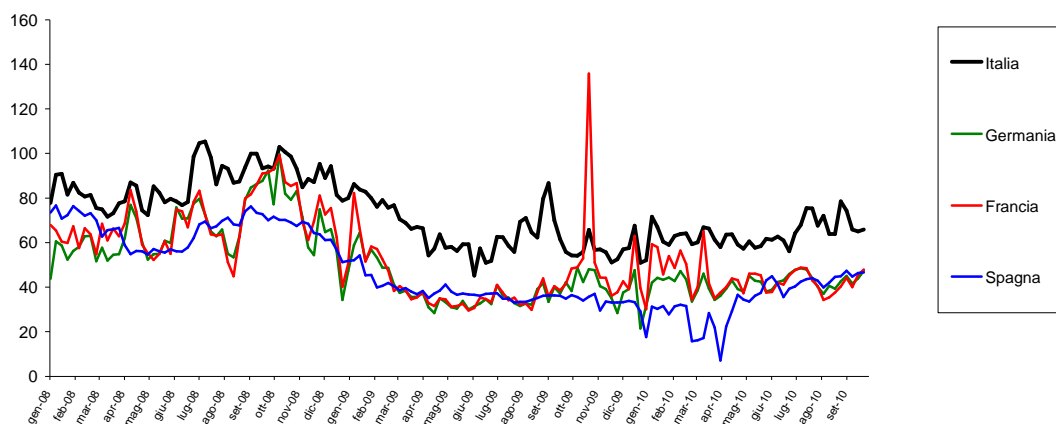
Fonte: Rie su dati Platts

Il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica sulla Borsa elettrica nei nove mesi del 2010 è stato pari a 64,20 €/MWh, in diminuzione di 2,04 €/MWh (-3%) rispetto allo stesso periodo del 2009.



I prezzi di vendita hanno evidenziato dinamiche molto differenziate tra le zone: in aumento su base annua nel Nord e nel Sud (entrambe +6,1%), pressoché stabili al Centro Sud ed al Centro Nord, in calo nelle due isole (-35,3% in Sardegna; -16,7% in Sicilia). Quanto al livello, il Sud si attesta ancora sul prezzo più basso con 62,20 €/MWh; tra 65 e 66 €/MWh le altre zone continentali; più alto il prezzo delle due isole: 70,85 €/MWh la Sardegna e 83,18 €/MWh la Sicilia.

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



La liquidità del mercato borsistico nei nove mesi del 2010 ha ceduto 5,4 punti percentuali su base annua attestandosi al 62,8%, (148,9 TWh) livello ai minimi dal 2007. Per contro la Piattaforma dei Conti Energia ha visto un aumento degli scambi pari a 18 punti percentuali, portandosi al 37,2% della domanda di energia elettrica (pari a circa 88,2 TWh).

Nella tabella seguente l'indicazione ed il confronto tra i prezzi futures di Gennaio rispetto a quelli di Settembre, minime le variazioni come si può vedere confrontando i valori del futures annuale che quotava 68,88 €/MWh ad inizio anno e 68,36 €/MWh in media mensile a Settembre.

gen-10		set-10	
Futures		Futures	
mensili	€/MWh	mensili	€/MWh
feb-10	62,10	ott-10	65,89
mar-10	60,56	nov-10	69,44
apr-10	59,04	dic-10	68,57
trimestrali		trimestrali	
giu-10	60,92	dic-10	68,12
set-10	66,72	mar-11	69,22
dic-10	67,39	giu-11	63,29
mar-11	69,40	set-11	70,31
annuali		annuali	
dic-11	68,66	dic-11	68,36

Fonte: elaborazioni RIE su dati IDEX

Il Mercato del Gas Naturale

A Settembre 2010 il gas naturale prelevato si è attestato a 47.000 milioni di metri cubi, segnando un aumento del 10% rispetto allo stesso periodo del 2009. Le importazioni segnano un +10% rispetto al 2009 così come la produzione interna pari a 6.700 milioni di mc fa segnare un incremento del 2% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Di seguito si riportano i consumi totali di gas naturale per anno solare e anno termico.

Tabella 2. Consumi di gas naturale per anno solare e per anno termico (AT)

(Gmc e variazioni)

	2008*	2009*	2010*	2010 vs 2008	2010 vs 2009	A.T. 07*	A.T. 08*	A.T. 09*	A.T. 09 vs A.T. 07	A.T. 09 vs A.T. 08
Importazioni	55.0	47.8	52.6	-4%	10%	77.0	67.9	72.1	-6%	6%
Produzione nazionale	6.7	6.0	6.1	-10%	2%	9.1	8.3	8.2	-11%	-2%
Prelievi da stoccaggio	-2.2	-1.3	-2.1	-5%	62%	-0.2	-0.4	0.2	-200%	-154%
Settore Termoelettrico	24.5	19.8	21.1	-14%	6%	33.6	28.0	29.3	-13%	5%
Settore Industriale	10.9	8.5	9.8	-10%	15%	15.0	11.8	13.1	-13%	11%
Distribuzione	22.0	22.1	23.7	8%	7%	34.2	33.2	35.3	3%	6%
Altro	2.4	2.2	2.0	-17%	-8%	3.3	3.0	2.8	-16%	-6%
Totale prelevato	48.7	42.6	47.0	-3%	10%	75.5	66.0	70.9	-6%	7%

* Dati fino al 23 settembre

Fonte: dati Snam Rete Gas

In base ai dati di Snam Rete Gas, da inizio anno i volumi di gas complessivamente richiesti dal sistema risultano maggiori del 7,8% rispetto al 2009, per circa 4,2 md di mc, ed inferiori del 5% in confronto al 2008. Si ricorda che sui consumi gas la recessione cominciò a fare sentire i propri effetti in modo significativo da ottobre 2008.

Dei 4,3 md di mc di aumento, 1,7 md di mc circa sono dovuti ai prelievi degli impianti di distribuzione (+7,4%) connessi soprattutto a temperature più rigide e al loro protrarsi fino a primavera inoltrata, 1,2 md di mc circa agli usi termoelettrici (+6,1%) e 1,40 md di mc al comparto industriale (+15,9%). Il settore termoelettrico rileva consumi inferiori agli anni pre-crisi 2008 e 2007 rispettivamente di 13,8% e di 11,6%, quello industriale di 9,3% e 10,6%.

Dopo i primi 7 mesi in cui si sono registrati consumi complessivi in incremento rispetto ai corrispondenti mesi del 2009, agosto e settembre hanno registrato rispettivamente -3,7% e -2,0%. La riduzione è dovuta soprattutto al minor utilizzo del gas per usi termoelettrici (-15,4% e -11,2%), mentre il comparto industriale rileva invece variazioni sempre di segno positivo con +24,2% e +17,3% in confronto al 2009.

Fonte RIE : elaborazioni su dati preconsumivi Snam Rete Gas

Valori in ml mc	Gennaio-Settembre						
	2010	2009	2008	2007	Var.% 10/09	Var.% 10/08	Var.% 10/07
Impianti distribuzione	24.093	22.434	22.351	20.238	7,4%	7,8%	19,0%
Termoelettrico	21.773	20.513	25.246	24.642	6,1%	-13,8%	-11,6%
Industriale	10.187	8.785	11.232	11.392	15,9%	-9,3%	-10,6%
Rete Terzi e consumi di sistema (*)	2.030	2.096	2.302	1.903	-3,1%	-11,8%	6,7%
Totale Prelevato	58.083	53.828	61.130	58.175	7,9%	-5,0%	-0,2%

(*) 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. Consumivi definitivi fino a marzo 2010, consuntivi non definitivi per aprile-giugno 2010, preconsumivi per luglio-settembre 2010

In Italia il blocco, dalla fine del luglio scorso, del gasdotto Transitgas, che immette gas nella rete italiana attraverso il punto di entrata di Passo Gries (proveniente principalmente da Olanda e Norvegia) e che nel 2009 ha trasportato oltre 13 mld di mc di gas (17% circa delle importazioni), ha indotto il Ministero a chiedere cautelativamente agli operatori di accelerare il riempimento degli stoccaggi, facendo ricorso ad un aumento delle importazioni da altri gasdotti e dai terminali di rigassificazione. Conseguentemente agli indirizzi del MSE, AEEG è intervenuta con misure transitorie sui corrispettivi di bilanciamento per trasporto e stoccaggio, riducendo il rischio di penali al fine di agevolare l'utilizzo delle capacità di stoccaggio conferite.

Non è ancora chiaro quanto perdurerà l'inutilizzabilità del gasdotto, che potrebbe protrarsi per diversi mesi. Sul mercato italiano il blocco sembra aver determinato tensioni sui prezzi. Il prezzo al PSV risulta significativamente superiore rispetto a quello rilevato sugli hubs europei. Ciò ha indotto AEEG (delibera VIS 108/10) ad avviare un'istruttoria conoscitiva sulla situazione del mercato a seguito dell'interruzione del Transitgas e "alla perdurante difficoltà a completare il riempimento dei siti di stoccaggio".

Secondo le comunicazioni di Stogit, al 31 ottobre (fine del periodo formale di iniezione) i siti saranno comunque riempiti a circa il 96,5% della capacità complessivamente conferita.

Novità Normative

Documento per la consultazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas C 5/10.

L'AEEG con il documento per la consultazione n° 5/10 del 26/03/10 traccia gli elementi che potrebbero modificare le modalità di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura di gas. In particolare, poiché non vi sarebbero misure in grado di promuovere la concorrenzialità dell'intero mercato all'ingrosso, al fine di rimuovere gli effetti dell'esercizio del potere di mercato nel valore assunto dalla Qe e per garantire comunque che le strategie di acquisto sul mercato all'ingrosso da parte degli operatori garantiscano un adeguato pass-through dei prezzi di mercato nei confronti dei clienti finali, potrebbe prevedere:

- di far assumere all'AU anche nel gas un ruolo analogo a quello svolto nel mercato elettrico (unico approvvigionatore);
- di prevedere un obbligo a carico dell'operatore di cedere all'AU quantitativi di gas, a costi efficienti, pari a quelli destinati al mercato civile. L'AU procederebbe quindi ad acquistare le restanti quantità di gas sul mercato potendo decidere, in quanto terzo, come e quando procedere all'acquisto delle quantità necessarie determinando la Qe sulla base dei suoi costi di approvvigionamento medi.

Borsa Gas

Secondo il Decreto Ministeriale 18 marzo 2010, dal 1/10/2010 il GME dovrebbe assumere la funzione di controparte centrale del mercato gas. Il GME ha reso nota l'intenzione di avviare un mercato spot a partire da questa data trasformando così la P/gas da una piattaforma ad una vera e propria borsa similmente a quanto accade sul mercato elettrico.

La delibera ARG/Gas 89/10

La congiuntura 2010 caratterizzata da un'accresciuta competitività nel mercato upstream dovuta ai nuovi rapporti offerta/domanda e dalla disponibilità di partite di gas infrannuale a prezzi bassi, ha permesso, almeno ad una parte di operatori (contrariamente a quanto è generalmente avvenuto in passato, la congiuntura ha favorito l'operatore non integrato rispetto a chi possiede

contratti a lungo termine), costi di approvvigionamento più favorevoli rispetto ai precedenti anni termici e conseguentemente spazi di competizione più ampi. Ciò ha cominciato a riflettersi sul mercato finale con offerte a sconto rispetto ai prezzi di riferimento fissati dall'AEEG. E' stato il primo anno termico in cui ciò è avvenuto. L'AEEG ha però ritenuto tali offerte insufficienti a riflettere automaticamente le nuove condizioni di approvvigionamento e con delibera ARG/Gas n. 89/10 è intervenuta riducendo, con efficacia dal 1 ottobre 2010 e per l'anno termico 2010-2011, la QE e quindi la CCI, di circa 2 cEuro/mc. Cifra che si amplia in caso di aumento dell'indice di riferimento It (ossia di aumento dei prezzi dei combustibili di riferimento) o si riduce in caso contrario.

La riduzione può avere conseguenze sui margini delle società di vendita, in correlazione con le specifiche modalità di approvvigionamento nonché agli spazi e agli esiti delle eventuali ricontrattazioni upstream dei contratti a lungo termine.

Alcuni operatori hanno presentato ricorso al TAR Lombardia contro la delibera. Il TAR è atteso pronunciarsi nel merito entro fine anno.

La delibera ARG/elt 161/10 del 28 settembre 2010

Tratta dei criteri per la determinazione dei corrispettivi da riconoscere agli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico di cui agli articoli 64 e 65 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 giugno 2006, n. 111/06.

Dopo il primo documento di consultazione dell'agosto 2009 ed il seguente del maggio 2010 l'AEEG ha rivisto il meccanismo di riconoscimento dei costi per le unità essenziali alla sicurezza del sistema elettrico.

Il preciso intento è stato quello di conformarsi al dettato della legge n. 2/09, laddove stabiliva il principio secondo cui la regolazione delle unità essenziali deve essere fondata su "*meccanismi puntuali volti ad assicurare la minimizzazione degli oneri per il sistema e un'equa remunerazione dei produttori*".

Con la delibera si prevede di continuare a distinguere gli oneri in costi fissi e costi variabili ai fini della determinazione dei corrispettivi; si prevedono però alcune flessibilità rispetto agli standard, così da tenere conto delle peculiarità di singole unità; in particolare, nel caso di unità essenziali in regime di reintegrazione dei costi, si introduce un meccanismo di conguaglio *ex post* che, su istanza dell'utente del dispacciamento e previa verifica degli elementi sufficienti, oggettivi e verificabili forniti dallo stesso, consente di riconoscergli un corrispettivo diverso da quello derivante dall'applicazione di parametri standard; nel caso di unità in regime ordinario, invece, si definisce una procedura che, su istanza dell'utente del dispacciamento e previa verifica degli elementi sufficienti, oggettivi e verificabili forniti dallo stesso, permetta – prima dell'inizio dell'anno rilevante - di apportare variazioni alle componenti del costo variabile riconosciuto relativo a una specifica unità.

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

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA

Opa San Giacomo

A seguito della chiusura dell'Offerta Pubblica di Acquisto Volontaria Totalitaria, svoltasi dal 5 luglio 2010 al 6 agosto 2010, San Giacomo S.r.l. è giunta a detenere complessivamente il 96,807% del capitale ordinario di Mediterranea delle Acque S.p.A.

Avendo superato la soglia del 95% del capitale sociale di Mediterranea delle Acque S.p.A. ed essendosi verificati i presupposti di legge, San Giacomo S.r.l. ha deciso di adempiere all'obbligo di acquisto (ai sensi dell'art. 108, comma 1 del TUF) e di esercitare il diritto di acquisto (ai sensi dell'art. 111 del TUF), attraverso una procedura congiunta concordata con Consob e Borsa Italiana S.p.A.

San Giacomo S.r.l. ha pertanto proceduto in data 18 ottobre, all'adempimento della procedura congiunta per l'acquisto delle n. 2.448.833 azioni ordinarie di Mediterranea delle Acque S.p.A. ancora in circolazione (azioni residue), pari al 3,193% del relativo capitale sociale, ad un prezzo pari ad Euro 3,00 per azione, fissato da Consob in misura pari a quello della precedente offerta.

Sempre in data 18 ottobre San Giacomo S.r.l. ha comunicato a Mediterranea delle Acque S.p.A. l'avvenuto deposito del controvalore complessivo necessario all'espletamento della procedura congiunta – pari ad Euro 7.346.499,00, maggiorato dell'importo dei dividendi maturati e non riscossi – per il pagamento delle somme dovute agli azionisti titolari delle azioni residue. Conseguentemente è divenuto efficace il trasferimento della proprietà delle azioni residue in capo a San Giacomo S.r.l..

Borsa Italiana S.p.A., con provvedimento n. 6.797 dell'11 ottobre 2010, ha disposto la revoca delle azioni Mediterranea delle Acque S.p.A. dalla quotazione presso il Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana S.p.A. stessa, con efficacia a decorrere dal 18 ottobre.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Sulla base delle informazioni ad oggi disponibili e delle previsioni per l'esercizio in corso, si prevede anche per l'ultimo trimestre 2010 uno scenario macroeconomico ancora sostanzialmente caratterizzato dal perdurare della debolezza registrata nel corso del 2010 che ha condizionato la domanda di energia elettrica e di gas. Il Gruppo IREN prevede per la fine del 2010, un consolidamento crescita delle attività per effetto della progressiva contribuzione degli investimenti realizzati e utili in aumento anche per il venire meno degli oneri straordinari registrati nel 2009. I risultati del Gruppo IREN saranno comunque influenzati dall'evoluzione dello scenario energetico, della normativa di riferimento e dalla stagionalità dei settori in cui opera con particolare riferimento all'andamento climatico.

Nell'ultima parte dell'anno in corso proseguiranno gli investimenti previsti dal piano industriale del Gruppo IREN, inclusa la costruzione della nuova centrale di cogenerazione da 390 MW nella zona Nord Ovest di Torino per proseguire il piano di sviluppo della cogenerazione e del teleriscaldamento in Torino e la costruzione del terminale di rigassificazione di Livorno.

Si segnala, come, grazie alle positive azioni, principalmente nei settori della Cogenerazione, delle Infrastrutture Energetiche e dell'Ambiente, il Gruppo sia attualmente nelle condizioni di confermare un livello dell'Ebitda atteso per fine anno in linea con quello dello scorso esercizio.

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 30 settembre 2010 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Torino, 12 novembre 2010

IREN S.p.A.
Il Dirigente Preposto alla redazione
dei documenti contabili e societari

(dr. Massimo Levrino)

