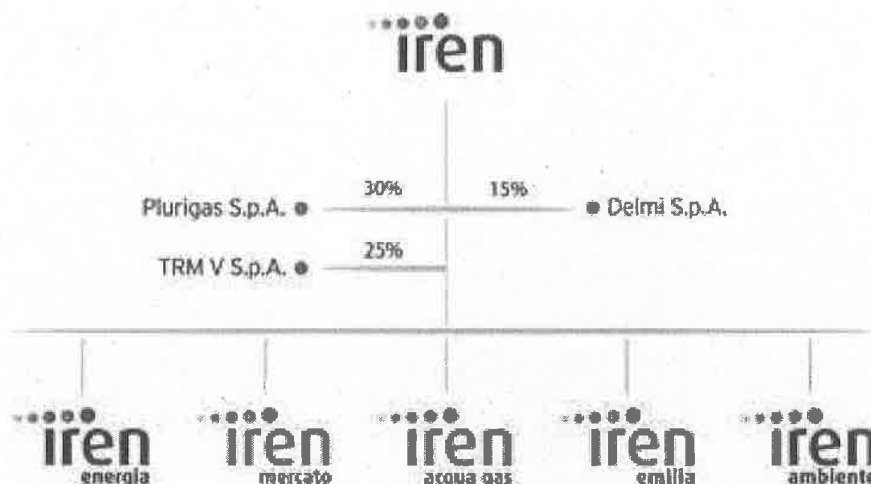


Relazione sulla gestione

al 31 dicembre 2012

IL GRUPPO IREN: L'ASSETTO SOCIETARIO



Al 31 dicembre 2012 Delmi controlla con il 70% del capitale Edipower che è a sua volta partecipata da Iren Energia al 10%. Il 1° gennaio 2013 ha avuto effetto la fusione inversa di Delmi in Edipower.
TRM V controlla con l'80% del capitale TRM S.p.A.

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

IREN ENERGIA

Produzione di energia elettrica e termica cogenerativa

Iren Energia dispone complessivamente di circa 2.700 MW di potenza installata, di cui circa 1.800 MW direttamente e circa 900 MW tramite le partecipate Edipower ed Energia Italiana. In particolare, Iren Energia ha la disponibilità di 20 impianti di produzione di energia elettrica: 12 idroelettrici e 8 termoelettrici in cogenerazione, per una potenza complessiva di circa 1.800 MW elettrici e 2.300 MW termici, di cui 900 MW in cogenerazione. Le fonti di energia primaria utilizzate sono totalmente eco-compatibili in quanto idroelettriche e cogenerative. In particolare, il sistema idroelettrico di produzione svolge un ruolo importante in tema di salvaguardia ambientale, in quanto utilizza una risorsa rinnovabile e pulita, senza emissione di sostanze inquinanti; l'energia idroelettrica consente di ridurre il ricorso ad altre forme di produzione a più elevato impatto ambientale. Iren Energia considera il rispetto dell'ambiente un valore aziendale e da sempre ritiene che lo sviluppo del sistema di produzione idroelettrico, in cui investe annualmente notevoli risorse, sia uno degli strumenti principali per la salvaguardia del territorio. La potenza termica complessiva di Iren Energia è di 2.300 MWt, di cui il 40% proviene dagli impianti di cogenerazione di proprietà e la parte restante è relativa a generatori di calore convenzionali. La produzione di calore nel 2012 è stata pari a circa 2.931 GWh, con una volumetria teleriscaldata pari a circa 77 milioni di metri cubi.

Distribuzione di energia elettrica

Iren Energia, tramite la controllata AEM Torino Distribuzione, svolge l'attività di distribuzione di energia elettrica su tutto il territorio delle città di Torino e di Parma (circa 1.094.000 abitanti); nel 2012 l'energia elettrica complessiva distribuita è stata pari a 4.241 GWh, di cui 3.313 GWh nella Città di Torino e 928 GWh nella città di Parma.

Distribuzione Gas e Teleriscaldamento

Le attività di teleriscaldamento e distribuzione del gas nel capoluogo piemontese sono svolte da AES Torino (partecipata al 51% da Iren Energia), che possiede una delle più estese reti di teleriscaldamento a livello nazionale, con circa 474 km di doppia tubazione al 31 dicembre 2012. Nel 2012 la rete del gas, estesa per 1.333 km, ha servito circa 500.000 clienti finali.

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

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

Servizi agli Enti Locali e Global Service

Iride Servizi fornisce alla città di Torino il servizio di illuminazione pubblica, il servizio semaforico, la gestione degli impianti termici ed elettrici degli edifici comunali, la gestione in Global Service Tecnologico del Palazzo di Giustizia di Torino e del facility management per il Gruppo. Le infrastrutture telematiche e la connettività nelle città di Torino e Genova sono gestite rispettivamente dalle controllate AemNet e SasterNet, quest'ultima ceduta nel corso dell'esercizio come richiamato al successivo paragrafo "Fatti di rilievo del periodo".

IREN MERCATO

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

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

Le principali fonti del Gruppo disponibili per le attività di Iren Mercato sono rappresentate dalle centrali termoelettriche e idroelettriche di Iren Energia S.p.A.; tramite i contratti di Tolling, Iren Mercato dispone dell'energia derivante dalle centrali di Edipower. Si precisa che fino al 23 maggio 2012 la quota in capo ad Iren Mercato è pari al 10%, mentre dal 24 maggio sale al 23%.

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

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi complessivi di gas naturale approvvigionati nel corso del 2012 sono stati pari a 3.169 Mmc di cui circa 1.719 Mmc commercializzati a clienti finali esterni al Gruppo, 191 Mmc impiegati nella produzione di energia elettrica tramite i contratti di tolling con Edipower, 1.214 Mmc impiegati all'interno del Gruppo Iren sia per la produzione di energia elettrica e termica che per la fornitura di servizi calore, mentre 45 Mmc rappresentano le rimanenze di gas in stoccaggio.

Al 31 dicembre 2012 i clienti retail gas gestiti direttamente da Iren Mercato sono pari a circa 756.000 distribuiti sul bacino storico genovese e sulle aree di sviluppo limitrofe, sul bacino torinese e sui bacini storici emiliani.

Commercializzazione energia elettrica

I volumi commercializzati nel corso del 2012, al netto delle perdite di distribuzione, sono risultati pari a 17.053 GWh.

I clienti retail di energia elettrica gestiti a fine 2012 sono pari a oltre 734.000 (di cui circa 344.000 sul mercato libero e 373.000 sul mercato tutelato) distribuiti principalmente sul bacino tradizionalmente servito, corrispondente a Torino e Parma, e sulle aree presidiate commercialmente dall'azienda.

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

Mercato libero e borsa

I volumi complessivamente venduti a clienti finali e grossisti sono pari a 11.145 GWh, mentre i volumi impiegati sulla borsa al netto dell'energia compravenduta sono pari a 2.159 GWh. Nel 2012 le disponibilità interne al Gruppo Iren (Iren Energia), ammontano a 6.308 GWh. I volumi provenienti dal tolling di Edipower sono stati pari a 1.321 GWh. Il ricorso a fonti esterne è stato pari a 2.139 GWh per acquisti in borsa al netto dell'energia compravenduta (gli acquisti al lordo dell'energia compravenduta ammontano a 4.174 GWh) e a 4.132 GWh per acquisti da grossisti. La parte residuale dei volumi commercializzati si riferisce principalmente alle operazioni infragruppo ed alle perdite di distribuzione.

Mercato ex vincolato

I clienti complessivamente gestiti in regime di maggior tutela da Iren Mercato nel 2012 sono pari a 373.169, mentre i volumi complessivamente venduti ammontano a 998 GWh.

Vendita calore tramite rete di teleriscaldamento

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

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

Nel 2012 la volumetria teleriscaldata ha superato i 76 milioni di metri cubi in incremento rispetto all'esercizio precedente (+4 milioni di metri cubi).

Gestione servizi calore

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

La gestione del contratto di Global Service della sanità ligure effettuata tramite il consorzio CSI si è invece conclusa a partire da ottobre con la cessione di tutti i contratti e delle opere del consorzio a Siram.

Impianto di rigassificazione LNG

Il Gruppo, attraverso la società OLT Offshore LNG, è impegnato nel Progetto di realizzazione di un Terminale di Rigassificazione *off-shore* al largo delle coste di Livorno, mediante conversione della nave gasiera Golar Frost. Nel corso del 2012 sono proseguiti i lavori di conversione da parte dell'appaltatore Saipem nel cantiere di Dubai.

L'impianto sarà avviato a regime nel terzo trimestre del 2013.

Il Gruppo ha effettuato una analisi di recuperabilità dell'investimento basata sull'impairment test che si fonda sui flussi di cassa attesi nell'arco temporale di utilizzo prevedibile del terminale, sul fattore di garanzia e sull'andamento dei prezzi del gas ritenuti prudenziali.

Relativamente ai flussi considerati è opportuno sottolineare che qualsiasi previsione sul futuro si basa su assunzioni, quantificate dal gruppo con l'ausilio di fonti ed elaborazioni esterne, determinate attraverso informazioni disponibili nel momento in cui la previsione viene formulata.

Si segnala che OLT Offshore LNG ha impugnato la delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 451/2012/R/GAS del 31 ottobre 2012 con cui è stata sospesa l'applicazione del fattore di garanzia per i terminali di rigassificazione che entreranno in esercizio tra il 6 novembre 2012 ed il 31 dicembre 2013, periodo in cui è prevista l'entrata in esercizio del terminale di OLT al largo della costa in provincia di Livorno. In esito alla domanda di sospensione in via cautelare del provvedimento impugnato, il TAR Milano ha esaminato la posizione di OLT durante l'udienza del 7 febbraio scorso, giungendo alla conclusione che "le esigenze prospettate da parte ricorrente appaiono apprezzabili favorevolmente e tutelabili adeguatamente con la sollecita definizione del giudizio nel merito": il TAR Milano ha quindi fissato al 13 giugno prossimo la discussione del merito del Ricorso. L'Autorità si è inoltre resa disponibile ad avviare un confronto con la Società finalizzato ad approfondire i costi e i benefici del terminale al fine di valutare la possibilità di un superamento di detto regime di sospensione. La strategicità dell'impianto

OLT è stata confermata anche da una specifica lettera inviata dal Ministero dello Sviluppo Economico e anche da quanto risulta riportato nel documento di Strategia Energetica Nazionale.

IREN ACQUA GAS

Servizi Idrici Integrati

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

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

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

Iren Acqua gas direttamente e tramite le sue controllate nel corso del 2012 ha venduto circa 179 Mmc di acqua nelle aree gestite, attraverso una rete di distribuzione di oltre 14.100 km. Per quanto riguarda le acque reflue gestisce una rete fognaria complessiva di circa 8.000 Km.

Distribuzione Gas

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

Iren Acqua Gas fino a fine 2012, data di cessione della partecipazione, ha fornito il servizio di distribuzione gas anche nei comuni di Grosseto e Campagnatico, tramite la società controllata Gea S.p.A..

Iren Acqua Gas tramite la sua controllata Genova Reti Gas ha distribuito gas, nel corso del 2012, per complessivi 378 milioni di metri cubi.

Servizi tecnologici specialistici / ricerca

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

IREN EMILIA

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

Iren Emilia gestisce l'attività di distribuzione del gas naturale in 72 dei 140 comuni delle province di Reggio Emilia, Parma e Piacenza. La società gestisce complessivamente quasi 5.900 km di rete di distribuzione locale di alta, media e bassa pressione per una potenzialità progettata massima di prelievo pari complessivamente a 726.879 Smc/h.

Iren Emilia svolge la sua attività nell'ambito dei servizi di Igiene Ambientale nelle province di Piacenza, Parma e Reggio Emilia per un totale di 116 comuni del territorio, servendo un bacino di 1.139.000 abitanti. Sensibile alla salvaguardia ambientale ed allo sviluppo sostenibile, Iren Emilia ha attivato sistemi di raccolta differenziata capillarizzata dei rifiuti che, anche grazie alla gestione di 123 stazioni ecologiche attrezzate, hanno consentito al bacino servito di ottenere risultati prossimi al 60%.

La società, in particolare, effettua la raccolta dei rifiuti urbani, la pulizia delle strade e dei marciapiedi, sgombero della neve; compie la pulizia e manutenzione dei parchi e delle aree verdi della città e avvia i rifiuti riciclabili alle corrette filiere per trasformarli in materia prima o energia rinnovabile. Attraverso Iren Ambiente, società del gruppo Iren, assicura che lo smaltimento dei rifiuti avvenga in modo da preservare e tutelare l'ambiente e studia gli aspetti del problema di smaltimento dei rifiuti, approfondendo la conoscenza delle tecnologie più innovative e ambientalmente sicure attualmente esistenti.

Iren Emilia svolge altresì la gestione operativa del ciclo idrico integrato (acquedotto, depurazione e fognatura) sulle province di Parma, Piacenza e Reggio Emilia. Tale attività riguarda una rete complessiva di 12.200 km di rete di acquedotto, 6.900 km di reti fognarie e 449 impianti di sollevamento delle acque reflue e 794 impianti di trattamento tra depuratori biologici e fosse imhoff distribuiti sul territorio di 110 Comuni.

L'attività di gestione operativa della rete di teleriscaldamento è attiva nelle città di Reggio Emilia, Parma e Piacenza e riguarda una rete complessiva di 320 km con una volumetria complessiva servita pari a 18.909.600 metri cubi.

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

La gestione operativa della rete di distribuzione di energia elettrica è svolta nella città di Parma e riguarda 2.370 km di rete con un numero superiore ai 123.000 punti di consegna alla clientela finale.

IREN AMBIENTE

Settore ambiente

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

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

Iren Ambiente tratta oltre 1.000.000 tonnellate annue di rifiuti con 12 impianti di trattamento, selezione e stoccaggio, 2 termovalorizzatori (Piacenza e Reggio Emilia), 1 discarica (Poatica - Reggio Emilia), 2 impianti di compostaggio (Reggio Emilia). E' in fase di costruzione, con l'obiettivo di attivarlo entro il primo semestre 2013, il Polo Ambientale Integrato di Parma (PAI), che prevede la realizzazione di un impianto di selezione e termovalorizzazione da rifiuti. In data 12 maggio, data di scadenza della relativa autorizzazione, è cessata come previsto l'attività del termovalorizzatore di Reggio Emilia.

Produzione energia elettrica da fonti rinnovabili

Iren Ambiente è attiva anche nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili attraverso diversi progetti focalizzati prevalentemente nel settore del fotovoltaico. In tale settore sono stati realizzati impianti in Puglia per 5 MW (attraverso la controllata Enia Solaris), un impianto in copertura di un fabbricato aziendale di potenza pari a 1 MW ed altri 29 minori come potenza installata su sedi aziendali e fabbricati comunali. E' continuato inoltre, attraverso la controllata Iren Rinnovabili S.r.l., l'attività di commercializzazione nel settore del fotovoltaico con il logo "Raggi & Vantaggi" che ha però subito un forte rallentamento in conseguenza delle modifiche normative approvate che hanno ridotto significativamente il livello degli incentivi nel settore.

La predetta controllata è operativa anche nel settore idroelettrico, a seguito della realizzazione dell'impianto idroelettrico (2 MW) di Fornace (Baiso – provincia di Reggio Emilia), con una produzione e vendita di energia nell'anno 2012 di circa 7.000 MWh.

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

Il 29 novembre 2012 è anche diventata operativa la joint venture Iren Rinnovabili con il gruppo CCPL a seguito della sottoscrizione di un primo aumento di capitale a seguito del conferimento del 49% del capitale sociale della società PFM S.p.A. titolare di un impianto fotovoltaico in leasing. L'accordo complessivo prevede che, mediante il successivo conferimento di società operanti nel settore degli impianti fotovoltaici, il gruppo CCPL aumenti ulteriormente la sua percentuale di partecipazione che al 31 dicembre 2012 è pari al 9,815%. L'obiettivo dei due soci sarà finalizzato allo sviluppo e valorizzazione congiunta dei rispettivi assets fotovoltaici anche mediante l'ingresso di partners finanziari.

Gestione impianti di teleriscaldamento

Fino al 30 settembre 2012 (data di cessione del relativo ramo ad Iren Emilia S.p.A), Iren Ambiente ha operato altresì, sulla base di specifici contratti con Iren Energia S.p.A. proprietaria degli impianti, nel settore del teleriscaldamento svolgendo l'attività di gestione e manutenzione straordinaria di centrali termiche e impianti di cogenerazione nelle tre province emiliane di Parma, Reggio Emilia e Piacenza.

INFORMAZIONI SUL TITOLO IREN NEL 2012

Andamento del titolo Iren in Borsa

Nel corso del 2012 i mercati borsistici, con particolare riferimento a quelli dell'area Euro, hanno continuato a risentire nel primo semestre della prolungata congiuntura negativa dello scenario finanziario internazionale acuita dalla crisi finanziaria di alcuni stati sovrani europei. Si è avuta un'inversione di tendenza a partire da luglio quando la BCE ha manifestato l'intenzione di intervenire con decisione, tramite nuovi strumenti, non solo a favore dei paesi in difficoltà ma anche a sostegno della tenuta dell'euro.

Tali misure hanno portato ad un allentamento delle tensioni finanziarie anche in Italia: da luglio si è sperimentata una costante diminuzione dei valori dello spread con conseguente ripresa dei mercati finanziari con l'indice All Shares che nel 2012 è cresciuto del 5,9%.

Tuttavia l'economia reale in Italia nel 2012 è stata caratterizzata da trend di crescita negativi determinati soprattutto dal persistere delle politiche di rigore fiscale mirate al risanamento dei parametri di bilancio fissati in sede comunitaria.

In questo contesto, nel corso nel 2012 il titolo Iren ha ceduto circa il 40%: ad influenzare l'andamento negativo del titolo Iren, oltre ai suddetti fattori congiunturali a livello macroeconomico, si possono individuare ulteriori fattori specifici tra cui l'elevato livello di indebitamento e l'esposizione del portafoglio di attività al mercato della generazione e della vendita di energia in un contesto nazionale caratterizzato da uno scenario di sovraccapacità e bassi prezzi dell'energia.



Il titolo Iren dopo aver toccato il massimo a febbraio con il valore di 0,85 euro per azione, ha intrapreso un trend discendente che ha portato al minimo di 0,24 euro per azione a fine luglio (dopo la comunicazione dei dati del primo trimestre caratterizzati da un elevato livello di debito) per poi iniziare una fase di progressivo recupero, sostenuta dai positivi risultati periodici e dal miglioramento della situazione finanziaria, che ha portato il titolo a chiudere l'anno a 0,46 euro per azione.

Il titolo Iren ha realizzato nel 2012 volumi medi che si sono attestati intorno a 2,7 milioni di pezzi giornalieri con un prezzo medio di 0,49 euro per azione.

DATI DI BORSA

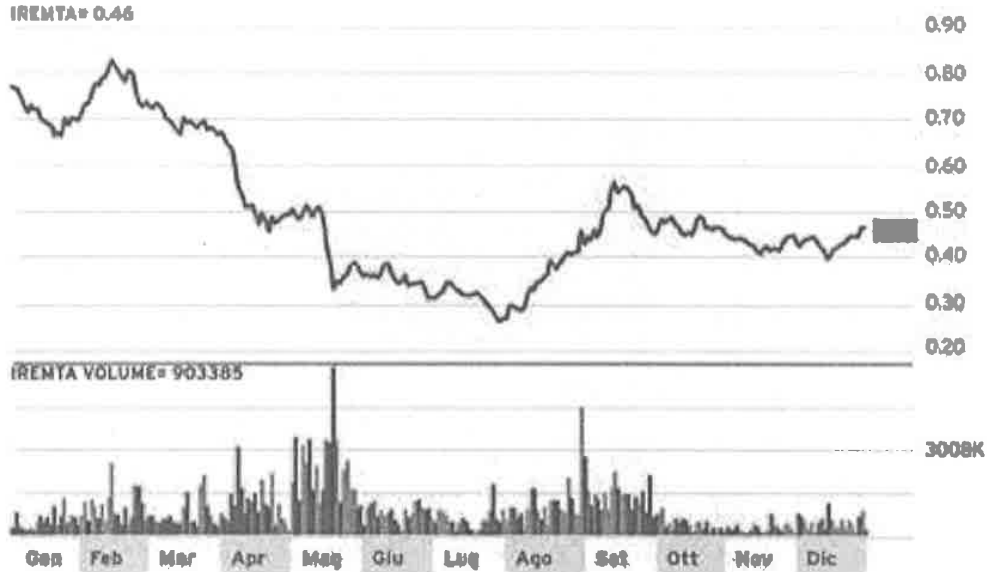
Prezzo medio
Prezzo massimo
Prezzo minimo
N. azioni ('000)

euro/azione
nel 2012

0,49
0,85
0,24
1.276.226

ANDAMENTO PREZZO E VOLUMI DEL TITOLO IREN

IRENTA= 0.46

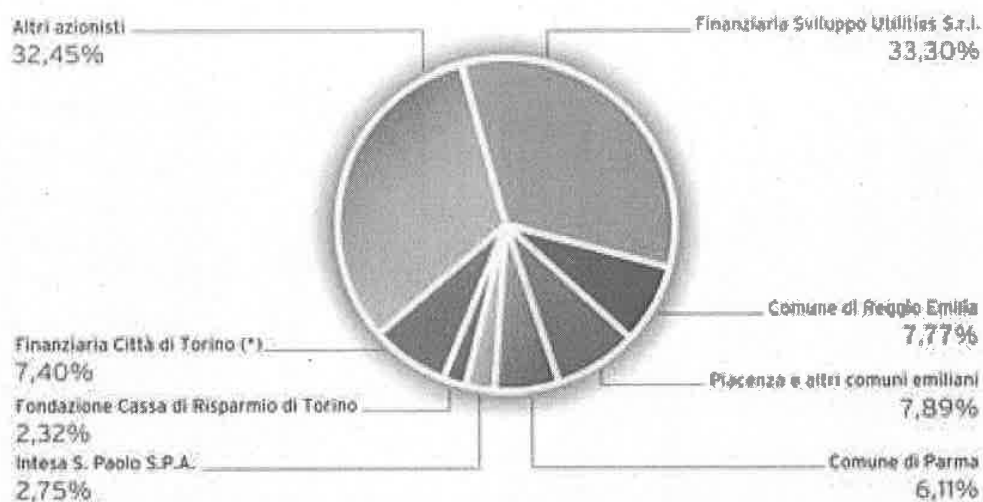
Il *coverage* del titolo

Il Gruppo Iren è attualmente seguito da undici broker: Banca IMI, Kepler, Centrobanca, Cheuvreux, Equita, Intermonte, Deutsche Bank, Mediobanca, Banca Akros, Bnp Paribas e Banca Aletti che ha attivato la copertura a febbraio 2012.

Azionariato

Al 31 dicembre 2012 sulla base delle informazioni disponibili alla società, l'azionariato di Iren era il seguente:

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



(*) azioni di risparmio prive di diritto di voto

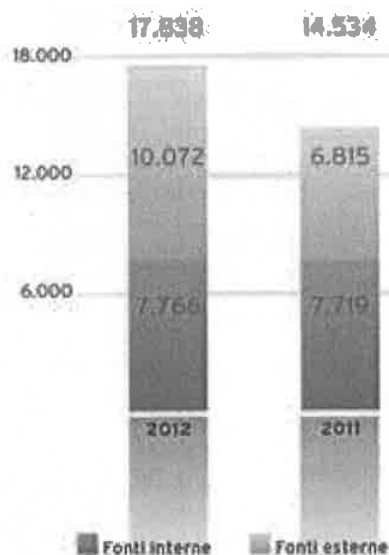
DATI OPERATIVI

Bilancio dell'energia elettrica

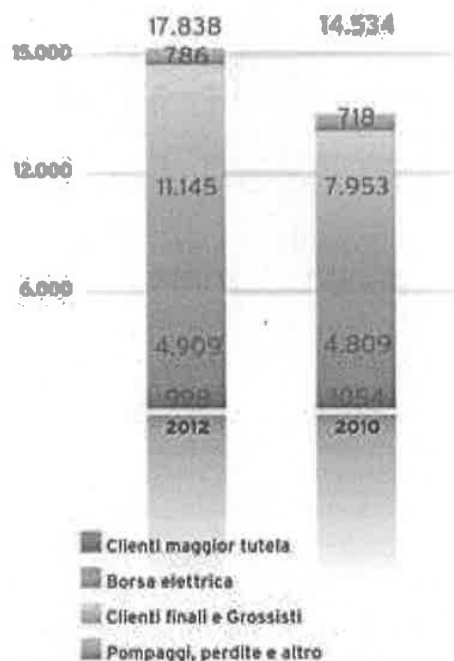
GWh	Esercizio 2012	Esercizio 2011	Variaz. %
FONTI			
Produzione lorda	7.766	7.719	0,6
a) Termoelettrica	5.248	5.024	4,5
b) Idroelettrica	1.075	978	9,9
c) Produzione da WTE e Fonti Rinnovabili	122	131	(6,9)
d) Produzione da impianti Edipower	1.321	1.309	0,9
e) Produzione da Impianti Tirreno Power	-	277	(*)
Acquisto da Acquirente Unico	1.051	1.088	(3,4)
Acquisto energia in Borsa Elettrica	4.889	4.647	5,2
Acquisto energia da grossisti e importazioni	4.132	1.080	(*)
Totale Fonti	17.838	14.534	22,7
IMPIEGHI			
Vendite a clienti di maggior tutela	998	1.054	(5,3)
Vendite in Borsa Elettrica	4.909	4.809	2,1
Vendite a clienti finali e grossisti	11.145	7.953	40,1
Pompaggi, perdite di distribuzione e altro	786	718	9,5
Totale Impieghi	17.838	14.534	22,7

(*) Variazione superiore al 100%

Composizione Fonti



Composizione Impieghi

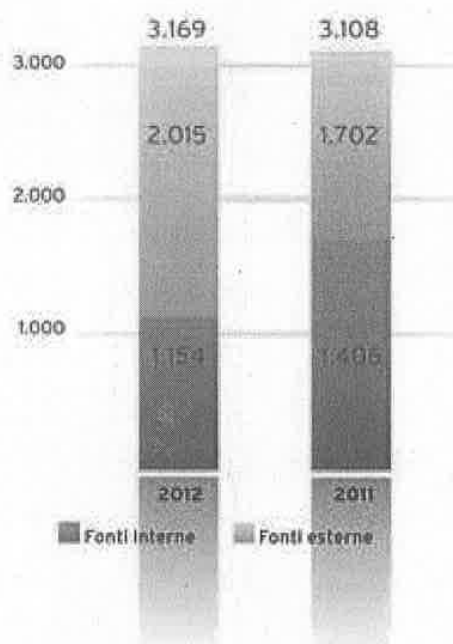


Bilancio del gas

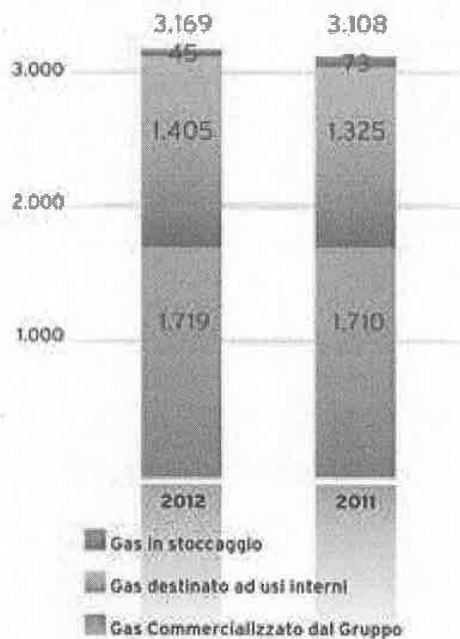
Milioni di metri cubi	Esercizio 2012	Esercizio 2011	Variaz. %
FONTI			
Fonti interne	1.154	1.406	(17,9)
Fonti esterne	2.015	1.702	18,4
Totale Fonti	3.169	3.108	2,0
IMPIEGHI			
Gas commercializzato dal Gruppo	1.719	1.710	0,5
Gas destinato ad usi interni (1)	1.405	1.325	6,0
Gas in stoccaggio	45	73	(38,4)
Totale Impieghi	3.169	3.108	2,0

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

Composizione Fonti



Composizione Impieghi



Servizi a rete

	Esercizio 2012	Esercizio 2011	Variaz. %
DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA			
Energia elettrica distribuita (GWh)	4.241	4.263	(0,5)
N. contatori elettronici	687.477	677.504	1,5
DISTRIBUZIONE GAS			
<i>Gas distribuito da AES Torino (mln mc)</i>	580	594	(2,3)
<i>Gas distribuito da Iren Acqua Gas (mln mc)</i>	397	388	2,3
<i>Gas distribuito da Iren Emilia (mln mc)</i>	952	967	(1,6)
Totale Gas distribuito	1.929	1.949	(1,0)
TELERISCALDAMENTO			
Volumetria teleriscaldata (mln mc)	76	72	5,5
Rete Teleriscaldamento (Km)	825	759	8,8
SERVIZIO IDRICO INTEGRATO			
Volumi Acqua (mln mc)	179	181	(0,9)

SCENARIO DI MERCATO

Andamento macroeconomico

Nel 2012, secondo le stime del Fondo Monetario Internazionale, la crescita del PIL mondiale è stata prossima al 3,2%, in calo rispetto al dato 2011 (3,9%).

Le diverse aree geografiche mostrano notevoli differenze. In particolare, permane il divario tra le economie avanzate, che nel 2012 hanno fatto registrare una crescita dell'1,3% (rispetto all'1,6% del 2011), e le economie in via di sviluppo che continuano a crescere a ritmi sostenuti (+5,1%) seppur in calo rispetto al 2011 (+6,3%). Di queste, l'Asia si conferma il driver dello sviluppo economico mondiale con una crescita del 6,6% nel 2012, anch'essa tuttavia in calo rispetto al dato dell'anno precedente (8,0%). Segue la zona del Medio Oriente e del Nord Africa, la cui crescita è prevista al 5,5% per il 2012, unica in incremento rispetto al 3,2% del 2011.

Per quanto riguarda l'Italia la crescita del PIL acquisita a chiusura del terzo trimestre 2012 era pari a -2,0% (fonte Istat) le prime stime indicano però un ulteriore rallentamento nel IV trimestre dell'anno. Anche l'indice della produzione industriale nei dodici mesi del 2012 ha visto una forte decrescita pari al -6,7% rispetto all'anno precedente. Tra i settori in calo, quelli che in dicembre registrano le diminuzioni tendenziali più ampie sono i beni intermedi (-9,4%) e i beni di consumo (-7,7%), mentre flessioni più contenute si rilevano per l'energia (-3,7%) e per i beni strumentali (-2,5%). In ragione d'anno i più penalizzati risultano, la fabbricazione di articoli in gomma e materie plastiche, altri prodotti della lavorazione di minerali non metalliferi (-16,8%), l'industria del legno, della carta e stampa (-11,4%), l'attività estrattiva (-10,8%) e la fabbricazione di coke e prodotti petroliferi raffinati (-10,7%).

Bilancio del Gas Naturale in Italia

Crisi economica e temperature miti hanno determinato nel corso del 2012 un forte calo dei consumi nazionali di energia. Secondo prime stime, sulla base dei dati provvisori attualmente disponibili⁽¹⁾, la domanda di energia primaria è scesa di circa il 4,3% rispetto al 2011 (da 184,2 Mtep a circa 176,5 Mtep), riportando i livelli di consumo del Paese su valori del 1997-1998.

In questo contesto il gas ha registrato un nuovo significativo calo. A chiusura d'anno, i dati provvisori di Snam Rete Gas rilevano un consumo di 74,3 md mc, -4,1% rispetto al 2011, equivalente a -3,2 md mc. Un tonfo che dopo le riduzioni 2009 e 2011 riporta i consumi nazionali di gas su livelli inferiori a quelli del 2003 (77,3 md mc).

In confronto al 2011, sono i prelievi per usi termoelettrici ad avere determinato la gran parte del calo: domanda elettrica debole (-2,8% rispetto al 2011), concorrenza delle fonti rinnovabili (+7,7 TWh la produzione fotovoltaica, +3,3 TWh quella eolica⁽²⁾), aumentato utilizzo del carbone, hanno influito sui consumi delle centrali che hanno segnato un calo dell'11% (circa 3 md mc).

I consumi industriali sono risultati minori del 2% rispetto all'anno precedente (-0,27 md mc), ma restano abbondantemente al di sotto dei livelli pre-crisi. Di poco superiori i prelievi del sistema delle reti di distribuzione (+0,8%, pari a 0,26 md mc).

Dal 2007 gli usi termoelettrici hanno perso ben 9 md mc di consumo (-26,8%); gli usi delle industrie allacciate alla rete di trasporto 2,2 md mc (-14,5%) a cui andrebbero aggiunti quelli delle piccole-medie industrie allacciate alle reti di distribuzione i cui dati 2012 non sono ancora disponibili.

⁽¹⁾ Elaborazioni su dati SNAM, MSE, TERNA.

⁽²⁾ Dati provvisori Terna

Impieghi/fonti di gas naturale nel 2012 e confronto con gli anni precedenti

Mld mc	2012	2011	2010	2009	2008	2007	Var. % '12/'11	Var. % '12/'10	Var. % '12/'09	Var. % '12/'08	Var. % '12/'07
UTILIZZI GAS NATURALE											
Impianti di distribuzione	33,9	33,6	36,5	34,0	33,4	32,4	0,8%	-7,2%	-0,3%	1,5%	4,4%
Usi industriali	13,3	13,5	13,3	12,1	14,6	15,5	-2,0%	-0,4%	9,4%	-8,8%	-14,5%
Usi termoelettrici	24,7	27,7	29,8	28,7	33,5	33,7	-11,0%	-17,2%	-13,9%	-26,3%	-26,8%
Rete Terzi e consumi di sistema (*)	2,4	2,5	3,0	2,9	3,1	2,9	-3,5%	-19,5%	-16,5%	-22,1%	-15,0%
Totale prelevato	74,3	77,4	82,7	77,7	84,5	84,5	-4,1%	-10,2%	-4,4%	-12,2%	-12,2%
FONTI GAS NATURALE											
Produzione nazionale	8,2	8,0	8,1	8,2	9,1	9,8	1,6%	0,1%	-0,9%	-10,6%	-16,6%
Importazioni	67,6	70,3	75,2	68,7	76,5	73,5	-3,8%	-10,1%	-1,6%	-11,7%	-8,0%
Stoccaggi	-1,51	-0,90	-0,6	0,8	-1,1	1,2	68,8%	136,3%	-294,8%	34,8%	-221,2%
Totale immesso	74,3	77,4	82,7	77,7	84,5	84,5	-4,1%	-10,2%	-4,4%	-12,2%	-12,2%

(*) 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. Dati provvisori per il 2012.

Sul lato Fonti, le importazioni complessive 2012 risultano di 67,6 md mc, in diminuzione di -3,8% (-2,7 md mc), effettuate per l'88,5% tramite gasdotti e per l'11,5% tramite i due terminali GNL di Panigaglia e Rovigo.

Anche nel 2012 la capacità tecnica nominale delle infrastrutture di importazione è stata ampiamente sottoutilizzata (tasso di utilizzo medio = 54% circa) ampliando l'overcapacity degli anni precedenti. In lieve aumento la produzione nazionale +1,6% (+0,13 md mc) a 8,2 md mc circa, però inferiore del 16,6% rispetto al 2007 (-1,6 md mc).

Bilancio dell'energia elettrica in Italia

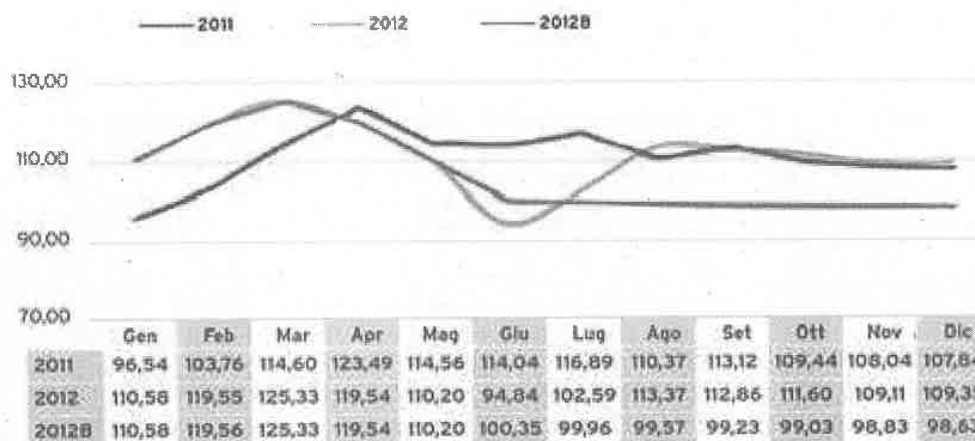
Il 2012 ha visto complessivamente una netta riduzione della domanda elettrica che è tornata in flessione rispetto alla crescita dell'anno precedente (-2,8 vs 1,3% del 2011) passando da 334.640 GWh a 325.259 GWh.

La riduzione della richiesta è stimabile pertanto in -9,3 TWh. Decremento che segue il più ampio verificatosi nel 2009 (-19,2 TWh) e che conferma il quinquennio 2008-2012 come il primo nella storia del settore elettrico di così lunga riduzione/stagnazione della domanda dove la richiesta non è pertanto in grado di recuperare, nel tempo trascorso, il "gap" subito.

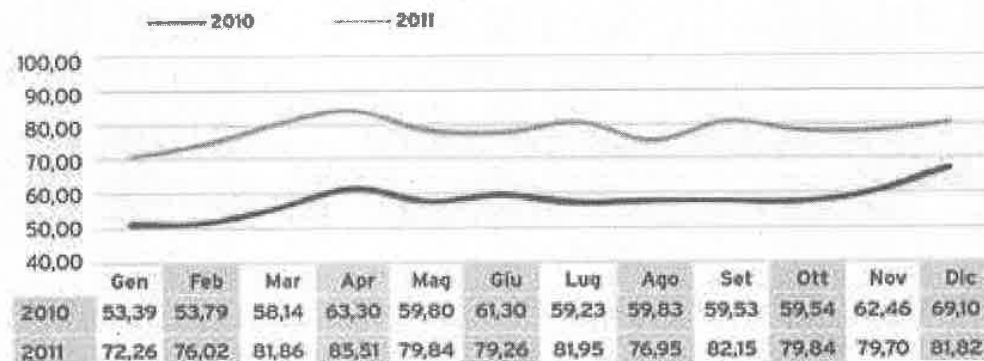
La richiesta di energia elettrica è stata soddisfatta per l'86,8% dalla produzione nazionale (-2,3% rispetto al 2011) e per la restante parte pari a 13,2% dal saldo con l'estero (-5,8%). Rispetto al 2011 la produzione da fonte geotermica, eolica e fotovoltaica vede un incremento del +42,2% mentre quella da fonte idroelettrica rileva un calo del -8,2%. La produzione termoelettrica ha registrato una riduzione del -6,3% rispetto al 2011.

Prodotti Petrolieri

BRENT \$/BBL



BRENT €/BBL

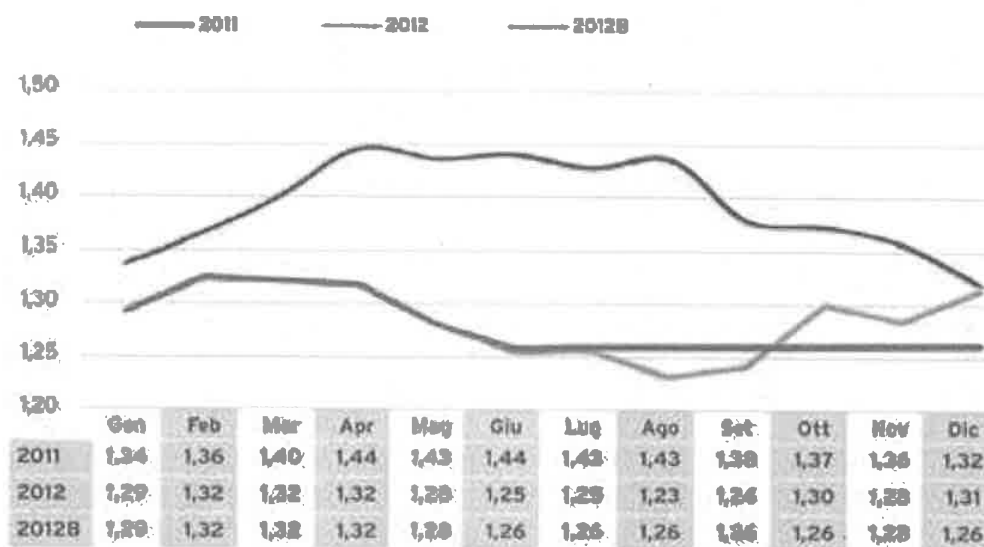


Fonte: statistiche RIE/REF

Sostanziale stabilità per la media mensile del Brent Dated che a dicembre si attesta a 109,4 doll./bbl contro i 109 del mese precedente. Nonostante le molteplici criticità che affliggono l'economia mondiale, il 2012 si è quindi chiuso con un valore annuo di 111,6 doll./bbl, in linea con il dato del 2011 (111,8) che fu un record assoluto per i prezzi su base annua. Occorre poi notare come alla stabilità del prezzo annuo in dollari, si contrapponga un aumento del 9% in euro/bbl, da 81 a 88. Nel 2012, il Brent ha oscillato all'interno di un range di circa 30 dollari, tra un valore minimo giornaliero di 89 dollari e un livello massimo di 128. Queste significative variazioni hanno tuttavia caratterizzato solo la prima parte dell'anno, mentre soprattutto dopo l'estate il prezzo si è assestato attorno ad un livello di equilibrio pari a 109-112 doll./bbl.

Il mese di dicembre, in particolare, ha esibito una certa tenuta delle quotazioni, con un trend rialzista negli ultimi giorni dell'anno e ad inizio gennaio 2013. Questa dinamica può essere attribuita ad un allentamento delle preoccupazioni sul fronte dell'economia mondiale grazie: alla parziale soluzione della questione del fiscal cliff negli Stati Uniti; alle dichiarazioni della FED a sostegno dell'economia americana; ai segnali positivi che provengono dalla Cina, con dati sulla crescita dell'attività manifatturiera in sensibile miglioramento alla fine dell'anno; al rafforzamento dell'euro e alla meno probabile ipotesi di un implosione di Eurozona.

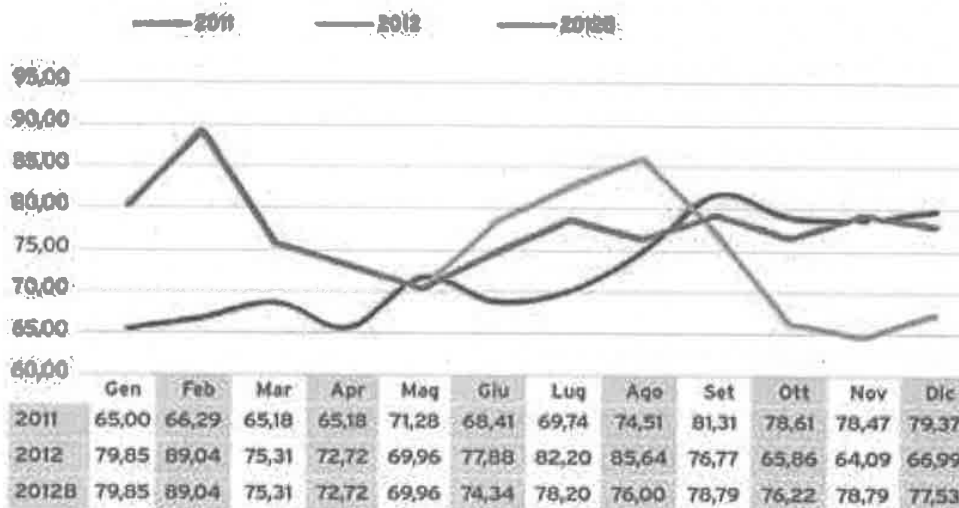
CAMBIO \$/€



Fonte: statistiche RIE/REF

Nel 2012 il cambio euro/dollaro si è attestato ad un livello inferiore del - 3,7% al dato medio del 2011, 1,29 vs 1,34. Tuttavia, l'andamento è stato di apprezzamento della moneta unica rispetto alla valuta statunitense nella prima parte dell'anno con il valore di massimo raggiunto a febbraio del 2012 di 1,32 ed il minimo a luglio con 1,23. Nella seconda parte si è tornati ad un apprezzamento fino al valore di 1,31 di dicembre 2012. L'andamento è tuttavia principalmente ascrivibile alla debolezza della valuta americana più che alla forza dell'euro, che continua a fronteggiare l'emergenza dei debiti sovrani dei paesi PIIGS. Sul dollaro, infatti, incide l'oscillazione di dati macroeconomici migliori o peggiori rispetto alle aspettative e previsioni da parte della Federal Reserve su una ripresa dell'economia.

PUN € / MWh

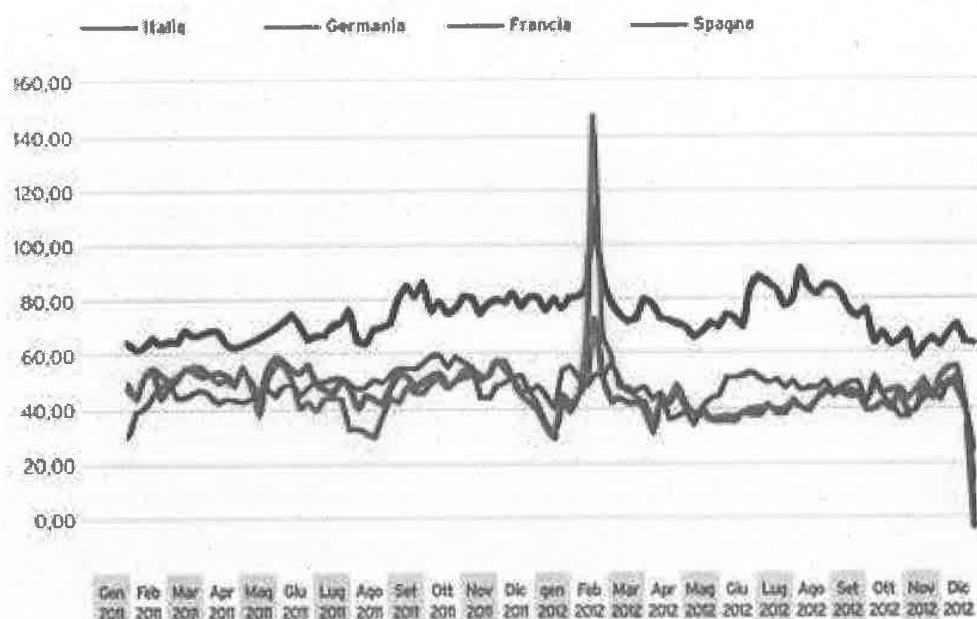


Fonte: GME

Il prezzo medio di acquisto (PUN) della borsa elettrica italiana è stato pari a 75,5 €/MWh, in aumento del +4,6% rispetto al 2011 (72,2 €/MWh).

Il differenziale tra il PUN ed il prezzo di acquisto delle altre borse europee, che nel 2011 era di circa 22 €/MWh, nel 2012, ha subito un ulteriore aumento di circa 8 €/MWh. Due picchi contrapposti da segnalare nell'anno, il forte e generale rialzo per motivi climatici nel mese di febbraio e la punta di minimo di fine anno con valori negativi raggiunti dalla borsa tedesca nel mese di dicembre.

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



Fonte: elaborazioni RIE su IPEX, EEX, Powernext, Omel

Prezzi gas

Domanda sempre debole a livello italiano ed europeo (-2% i consumi UE nei primi sei mesi 2012⁽³⁾), situazione di oversupply, forte concorrenza del mercato spot hanno determinato nel corso dell'anno il persistere di pressioni sui mercati gas e difficoltà per gli operatori integrati verticalmente con portafoglio di approvvigionamento esposto a contratti a lungo termine *Take or Pay (ToP)*. I prezzi di vendita all'ingrosso e ai consumatori industriali e termoelettrici sono risultati sempre meno agganciati ai prezzi di questi contratti di importazione. Rinegoziazioni e arbitrati hanno caratterizzato il 2012, così come era già accaduto nei due anni precedenti.

I risultati delle rinegoziazioni sembrano comunque lontani dal colmare il divario tra i prezzi dei ToP con i prezzi a breve. Nel corso dell'anno i prezzi spot agli hubs europei si sono mantenuti sensibilmente inferiori a quelli dei contratti long term rinegoziati, indicativamente nell'ordine del 20%. Il processo di rafforzamento degli hubs, come riferimento sempre più importante del mercato, è andato proseguendo, favorito dal varo e da iniziali applicazioni delle nuove regole europee riguardanti la gestione delle congestioni contrattuali sui gasdotti transnazionali.

Nel corso del 2012 si è registrata una forte riduzione dello spread tra l'hub italiano PSV, che ha visto i prezzi diminuire da 31,7 Euro /MWh in gennaio a 28,0 Euro/MWh in dicembre, e le quotazioni degli hubs del Nord-Europa che sono tendenzialmente aumentate da circa 22 Euro/MWh a circa 27 Euro/MWh a fine anno. In particolare in confronto all'olandese TTF - considerato il più liquido e significativo hub dell'UE continentale - lo spread è passato dai circa 10 Euro/MWh di gennaio (+49%) a circa 1 Euro/MWh nell'ultimo trimestre (+3,4%). Rispetto all'hub austriaco di Baumgarten, collegato fisicamente al sistema

⁽³⁾ Fonte: Eurogas

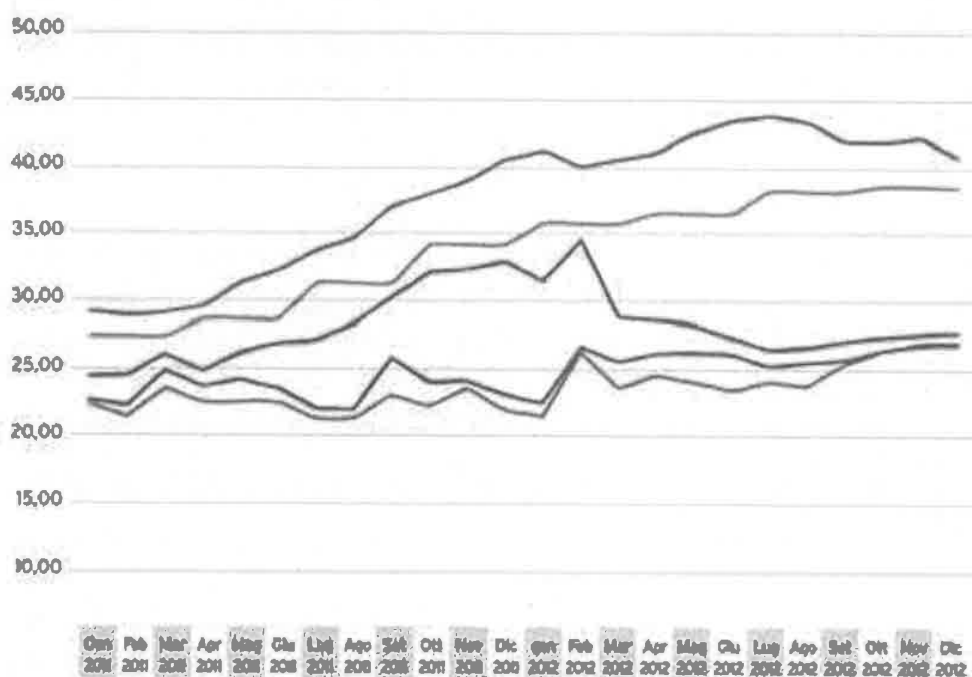
italiano dal gasdotto TAG, mentre nel primo trimestre si registravano differenze di circa 6,7 Euro/MWh (+32%) con punte fino a 9 Euro/MWh, gli ultimi mesi hanno rilevato delta di solo 0,8 Euro/MWh (+3%).

In un contesto di mercato "lungo", la riduzione delle differenze su valori "fisiologici" connessi al costo di trasporto del gas tra gli hubs è presumibilmente stata favorita sia dalle iniziali applicazioni di regolamenti e linee guida UE diretti alla riduzione delle congestioni (determinando un maggior accesso alla capacità disponibile e a costi minori) sia dall'introduzione del mercato del bilanciamento nazionale che ha contribuito a dare maggiore accessibilità allo stoccaggio e migliorato la liquidità. Questi interventi hanno potuto dispiegare i loro effetti su un terreno reso fertile dalla persistente situazione di oversupply che caratterizza da alcuni anni i mercati. Il 2013 dirà se tali relazioni tra i prezzi confermeranno o meno il carattere strutturale che sembrano avere assunto.

In Italia, nell'ultimo trimestre 2012, mentre il valore medio della Gas Release 2007 (formula interamente oil linked) è stato di 41,75 Euro/MWh (44,2 cEuro/mc) e quello della CCI (Componente Commercializzazione all'Ingrosso) - definita da AEEG con formula prevalentemente (95%) legata ai contratti ToP - è risultato di 38,76 Euro/MWh (41,5 cEuro/mc), il PSV ha registrato un prezzo medio di 27,88 Euro/MWh.

Il mercato del bilanciamento (PB-Gas), entrato nella sua configurazione a regime ad aprile 2012, ha espresso nell'ultimo trimestre 2012 una media di 27,58, Euro/MWh sostanzialmente in linea con il prezzo delle contrattazioni al PSV. In attesa della partenza del comparto per la negoziazione dei contratti a termine, si osserva che la M-Gas (Borsa Gas) è rimasta nel 2012 un mercato poco utilizzato con volumi scambiati poco significativi o addirittura nulli come negli ultimi tre mesi dell'anno. A parte il mercato del bilanciamento su cui vigono obblighi offerta, la maggior parte delle contrattazioni a breve avviene quindi su base bilaterale.

Dinamica dei prezzi del gas



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

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

Di seguito si rappresenta la sintesi dei principali indicatori:

	2012	2011	DELTA	DELTA%
Brent U\$/bbl	111,58	111,49	0,09	0,1%
U\$/euro	1,29	1,34	-0,05	-3,7%
Brent euro/bbl	86,79	83,49	3,30	4,0%
Domanda Gas (Bcm)	74.300	77.500	-3.200	-4,1%
Gas Release 2, cent/scm	44,49	35,75	8,74	24,4%
CCI, cent/scm	48,09	39,26	8,83	22,5%
Domanda Elettricità (TWh)	325,26	334,64	-9,38	-2,8%
Prezzo EE PUN (euro/MWh)	75,5	72,2	3,30	4,6%

Fonte: statistiche: RIE/ REF

Mercato vendita calore tramite rete di teleriscaldamento in Italia

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

	2011
volumetria complessiva riscaldata (Mmc)	260,3
energia termica fornita all'utenza (GWht)	7.322
risparmio energetico (Tep)	404.922
emissioni evitate di anidride carbonica (t)	1.323.601

Fonte: elaborazione annuario AIRU – dati 2011

Il numero di città in Italia teleriscaldate è passato da 27 del 1995 a 104 del 2011.

La prima città italiana a dotarsi di un sistema di teleriscaldamento, all'inizio degli anni '70, è stata Brescia, seguita negli anni '80 da Torino che oggi possiede la rete di teleriscaldamento più estesa d'Italia.

E' ormai consolidata la situazione che vede le reti concentrate nell'Italia settentrionale e la quasi totalità della volumetria teleriscaldata (più del 97% della volumetria totale) localizzata nel Nord, in sette regioni: Lombardia, Piemonte, Emilia Romagna, Veneto, Trentino Alto Adige, Liguria e Valle d'Aosta.

Certificati verdi

A livello di sistema, il mercato ha continuato a presentarsi "lungo" così come nell'anno precedente, in quanto l'offerta ha superato la domanda.

La percentuale di "obbligo" (immissione di energia da fonte rinnovabile e/o di consegna di certificati verdi) per le produzioni non da fonte rinnovabile 2012 è pari al 7,55%.

Il prezzo di ritiro, da parte del GSE, dei CV emessi nel 2012 e che risulteranno invenduti al marzo 2013, è pari a 80,3 €/MWh.

Il prezzo medio dei Certificati Verdi (esclusi quelli per il teleriscaldamento) riscontrato nelle sessioni di mercato GME del 2012 è pari a 76,3 €/MWh.

Saranno ritirabili da GSE anche i CV "teleriscaldamento" relativi alla produzione 2011; il prezzo di ritiro è pari al prezzo medio di mercato registrato nel 2010.

Con la riforma del sistema delle incentivazioni delle fonti rinnovabili, vi sarà il graduale azzeramento, entro il 2015, del sistema dei CV.

CO²

Il 2012, anno in cui termina la fase 2 dell'ETS e segna il passaggio per gran parte degli impianti assoggettati dall'allocatione gratuita a quella all'asta, registra un'ulteriore contrazione dei prezzi dei permessi EUA che chiudono a quota 6,44€/ton (-7% rispetto al 2011). Il valor medio nell'anno è stato di 7,37 €/ton. Autentico tracollo, invece, per i crediti internazionali che accusano perdite superiori al 90% (0,18 €/ton la chiusura a fine dicembre).

Le principali motivazioni di questo andamento sono da ricercarsi nel protrarsi della crisi economico-finanziaria delle economie periferiche dell'area euro e nell'aumento di liquidità dovuta all'immissione sul mercato dei permessi relativi alle ultime aste per la fase 2 e alle aste anticipate per la fase 3 e al

quantitativo di crediti internazionali che si è riversato sull'ETS per anticipare le limitazioni imposte dalla Commissione sui crediti provenienti dai progetti di distruzione dei gas industriali a partire da maggio 2013. Per riportare fiducia sui mercati e sospingere verso l'alto i prezzi la Commissione europea si è candidata a supervisore del mercato ETS, con potere di agire sul calendario delle aste e allo stesso tempo di ridurre il volume di permessi in vendita (900 milioni). Tuttavia l'approvazione finale del documento è rimandata ai primi mesi del 2013.

Il 2012 è stato anche l'anno dell'accordo di collegamento tra i sistemi europeo e australiano per lo scambio delle quote di emissione. Dal luglio del 2015, infatti, 300 impianti energivori australiani potranno acquistare i permessi EUA per adempiere ai propri obblighi emissivi. Dal 2018 il sistema dovrebbe andare a completo regime offrendo anche agli impianti europei la possibilità di utilizzare i permessi di emissione australiani.

Certificati Bianchi

Titoli di Efficienza Energetica (TEE) sono emessi dal GME a favore dei distributori, delle società controllate dai distributori medesimi e a favore di società operanti nel settore dei servizi energetici (ESCO) al fine di certificare la riduzione dei consumi conseguita attraverso interventi e progetti di incremento di efficienza energetica. Il mercato dei TEE consente la vendita di titoli ottenuti da progetti autonomi da parte delle ESCO che, non dovendo ottemperare ad alcun obbligo, hanno la possibilità di realizzare dei profitti sul mercato.

I titoli sono negoziabili sulla piattaforma del GME (Gestore del Mercato Elettrico).

Il DM datato 28 dicembre 2012 ha determinato "gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e il gas per gli anni dal 2013 al 2016 e introdotto disposizioni per il rafforzamento del meccanismo dei certificati bianchi".

FATTI DI RILIEVO DEL PERIODO

Polo Ambientale Integrato di Parma (PAI)

Il 4 aprile 2012 è passata in giudicato la sentenza, emessa dalla sezione di Parma del Tribunale Amministrativo Regionale, con cui è stata confermata la regolarità dell'iter autorizzativo adottato per il Polo Ambientale Integrato di Parma ed è stato riconosciuto che il permesso di costruire è stato rilasciato nell'ambito della procedura autorizzativa e di VIA (Valutazione di Impatto Ambientale), valutando illegittima l'ordinanza di sospensione dei lavori emessa dal Comune di Parma che, pertanto, è stata annullata.

Nei primi giorni di settembre 2012, Iren Ambiente ha appreso dell'indagine della Procura della Repubblica di Parma e dei presunti reati in merito alla realizzazione del Polo Ambientale Integrato (PAI).

La Procura della Repubblica aveva aperto un procedimento penale contro alcune persone fisiche di Iren Ambiente, della Provincia, del Comune di Parma e dell'ATO di Parma e contestualmente si chiedeva il sequestro del cantiere del PAI. Il GIP ha rigettato la richiesta di sequestro.

La Procura ha proposto appello contro la decisione del GIP davanti al Tribunale della Riesame. Il Tribunale del Riesame di Parma ha rigettato l'appello presentato dalla Procura con ordinanza del 5 dicembre 2012.

La Procura ha promosso ricorso per Cassazione contro l'ordinanza del Tribunale del Riesame, chiedendone l'annullamento con rinvio. Si è in attesa di fissazione dell'udienza di discussione.

Nomina del nuovo Collegio Sindacale e affidamento dell'incarico alla Società di revisione

Contestualmente all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2011, l'Assemblea degli Azionisti, riunitasi in data 14 maggio 2012, ha provveduto a nominare per il triennio 2012-2014 il Collegio Sindacale nelle persone dei sindaci effettivi Anna Maria Fellegara ed Aldo Milanese, insieme al sindaco supplente Emilio Gatto, sulla base della lista presentata da Finanziaria Sviluppo Utilities S.r.l. e 73 Soci pubblici delle province di Reggio Emilia, Parma e Piacenza, e del sindaco effettivo Paolo Peveraro, insieme al sindaco supplente Alessandro Cotto, sulla base della lista presentata dall'azionista Equiter S.p.A. L'assemblea ha nominato Paolo Peveraro presidente del Collegio Sindacale.

L'Assemblea degli Azionisti ha inoltre deliberato di conferire, a norma dell'art. 13 del Decreto Legislativo n. 39 del 27 gennaio 2010, l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio e del bilancio consolidato alla società PricewaterhouseCoopers S.p.A. per il novennio 2012-2020.

Riassetto del Gruppo Edison

Il 24 maggio 2012 – in esecuzione degli accordi stipulati in data 15 febbraio 2012 e successivamente modificati in data 5 maggio 2012 tra A2A, Delmi ed EDF e tra A2A, Delmi, Edison e Alpiq – Delmi ha ceduto a WGRM 4 Holding S.p.A., società interamente posseduta da EdF, il 50% di Transalpina di Energia di proprietà di Delmi stessa per un prezzo pari ad Euro 783.748.900 e ha acquistato il 70% di Edipower da Edison (quanto al 50%) e da Alpiq (quanto al 20%) per un prezzo totale pari a Euro 883.748.900.

Sono stati altresì conclusi tra A2A, Iren, Iren Energia (attuale socio di Edipower) e gli altri soci di Delmi accordi relativi alla *governance* e al modello di funzionamento di Delmi e Edipower e all'eventuale uscita dei soci di minoranza.

Variazione dei componenti del Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. e del Comitato di Controllo Interno

Il Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A., in data 18 giugno 2012, ha nominato per cooptazione la Dott.ssa Carla Patrizia Ferrari membro del board in sostituzione dell'Ing. Enrico Salza, dimessosi il 22 maggio 2012 a seguito dell'impegno assunto quale Presidente di Banca Fideuram.

Nel corso della seduta del 27 luglio 2012, il Consiglio di Amministrazione ha indicato il dott. Franco Amato, in possesso dei requisiti di indipendenza, quale componente del Comitato di Controllo Interno in sostituzione della dott.ssa Carla Patrizia Ferrari che ha ritenuto di rinunciare alla carica in considerazione degli impegni e delle attività svolte all'esterno del Gruppo Iren.

Cessione della partecipazione in Sasternet S.p.A.

In data 30 ottobre è stata perfezionata tra Iride Servizi e F2i Reti TLC la cessione della partecipazione detenuta dal Gruppo Iren in Sasternet S.p.A. (85% del capitale sociale). Il prezzo incassato a tale data, soggetto entro il 2012 ad eventuali conguagli conseguenti alle effettive risultanze contabili al 30 ottobre, è stato pari a 14,9 milioni di euro per l'85% del capitale sociale. Un ulteriore integrazione di prezzo potrà essere realizzata attraverso la componente di *earn out* a 5 anni per massimi 3 milioni di euro in funzione della performance e del valore futuro della società.

Modifiche statutarie

Il Consiglio di Amministrazione di Iren, nella seduta del 14 novembre 2012, ha approvato l'adeguamento dello Statuto alle nuove disposizioni di legge in tema di parità di accesso agli organi di amministrazione e controllo delle società quotate e di diritti degli azionisti.

Aggiudicazione Gara Amiat-Trm

Il 20 dicembre 2012 è stata comunicata la definitiva aggiudicazione della gara bandita dal Comune di Torino per l'individuazione di un socio privato operativo industriale e per l'affidamento del servizio di igiene ambientale della città e del servizio di gestione e manutenzione dell'impianto di termovalorizzazione a servizio della zona Sud della provincia di Torino.

Alla gara il Gruppo Iren ha partecipato in Raggruppamento Temporaneo di Imprese insieme a F2i Fondi Italiani per le Infrastrutture Sgr S.p.A. e Acea Pinerolese Industriale S.p.A.

Per quanto concerne la cessione del 49% delle azioni di Amiat S.p.A., l'aggiudicazione è andata a favore del Raggruppamento Temporaneo di Imprese al cui interno è stato costituito un veicolo societario composto da Iren S.p.A., Iren Emilia S.p.A. (che deterrà una quota di maggioranza) ed Acea Pinerolese Industriale S.p.A. Il prezzo di cessione aggiudicato è pari a 28,8 milioni di Euro.

Per quanto riguarda la cessione dell'80% di TRM S.p.A., nell'ambito del Raggruppamento Temporaneo di Imprese è stata costituita una *partnership* tra Iren S.p.A. ed altre società del Gruppo Iren (Iren Emilia S.p.A., Iren Ambiente S.p.A., Iren Energia S.p.A.) ed F2i, che ne detiene la maggioranza. Il prezzo di cessione aggiudicato è pari a 126 milioni di Euro.

Conferimento di parte del patrimonio immobiliare del Gruppo Iren al Fondo Core MultiUtilities costituito e gestito da Ream SGR S.p.A.

Il 21 dicembre 2012 il Gruppo Iren ha concluso il conferimento di parte del proprio patrimonio immobiliare, ritenuto non core rispetto allo sviluppo delle attività industriali, al fondo comune di investimento immobiliare costituito e gestito da Ream SGR S.p.A., denominato Fondo Core MultiUtilities, con contestuale collocamento del 51% delle quote di quest'ultimo a investitori terzi qualificati previamente individuati dalla società di gestione del Fondo. Il restante 44% sarà collocato nel corso del 2013. Il Gruppo Iren manterrà per almeno 5 anni una quota pari al 5% del Fondo Core MultiUtilities ed avrà diritto di esprimere un rappresentante nel Comitato Consultivo.

Dall'operazione il Gruppo Iren godrà di un incasso complessivo pari a circa 92 milioni di euro con la generazione di plusvalenze operative per circa 28 milioni di euro.

Accordo per la cessione della partecipazione di Iren in GEA S.p.A. a E.S.T.R.A. S.p.A.

Il 28 dicembre 2012 Iren Acqua Gas S.p.A. ed E.S.T.R.A. S.p.A. hanno sottoscritto il contratto per la cessione dell'intera partecipazione detenuta dal Gruppo Iren in GEA S.p.A., società operante nel servizio distribuzione gas per i Comuni di Grosseto e Campagnatico.

L'accordo, stipulato a seguito di una procedura di vendita ad evidenza pubblica, prevede che per la cessione del 59,34% del capitale sociale di GEA S.p.A. detenuto dal Gruppo Iren, E.S.T.R.A. S.p.A. corrisponda il prezzo convenuto di 19.060.000 euro.

SITUAZIONE ECONOMICA, PATRIMONIALE E FINANZIARIA DEL GRUPPO IREN

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

Situazione economica

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO GRUPPO IREN

	migliaia di euro		
	Esercizio 2012	Esercizio 2011 Rideterminato	Var. %
Ricavi			
Ricavi per beni e servizi	4.003.654	3.254.248	23,0
Variazione dei lavori in corso	669	632	5,9
Altri proventi	323.518	265.719	21,8
- di cui non ricorrenti	23.015	-	(*)
Totale ricavi	4.327.841	3.520.599	22,9
Costi operativi			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(2.116.257)	(1.682.008)	25,8
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(1.236.254)	(940.605)	31,4
Oneri diversi di gestione	(105.250)	(71.563)	47,1
- di cui non ricorrenti	(14.644)	-	(*)
Costi per lavori interni capitalizzati	20.667	28.208	(26,7)
Costo del personale	(261.142)	(262.565)	(0,5)
Totale costi operativi	(3.698.236)	(2.928.533)	26,3
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	629.605	592.066	6,3
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni			
Ammortamenti	(205.495)	(209.293)	(1,8)
Accantonamenti e svalutazioni	(83.179)	(74.140)	12,2
- di cui accantonamenti relativi ad operazioni non ricorrenti	(7.631)	-	(*)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(288.674)	(283.433)	1,8
Risultato Operativo (EBIT)	340.931	308.633	10,5
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	26.533	23.783	11,6
Oneri finanziari	(129.610)	(93.704)	38,3
Totale gestione finanziaria	(103.077)	(69.921)	47,4
Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	9.673	(3.806)	(*)
Rettifica di valore di partecipazioni	(105)	(224.308)	(100,0)
- di cui non ricorrenti	-	(217.466)	(100,0)
Risultato prima delle imposte	247.422	10.598	(*)
Imposte sul reddito	(85.251)	(113.013)	(24,6)
Risultato netto delle attività in continuità	162.171	(102.415)	(*)
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	(*)
Risultato netto del periodo	162.171	(102.415)	(*)
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	152.559	(110.970)	(*)
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	9.612	8.555	12,4

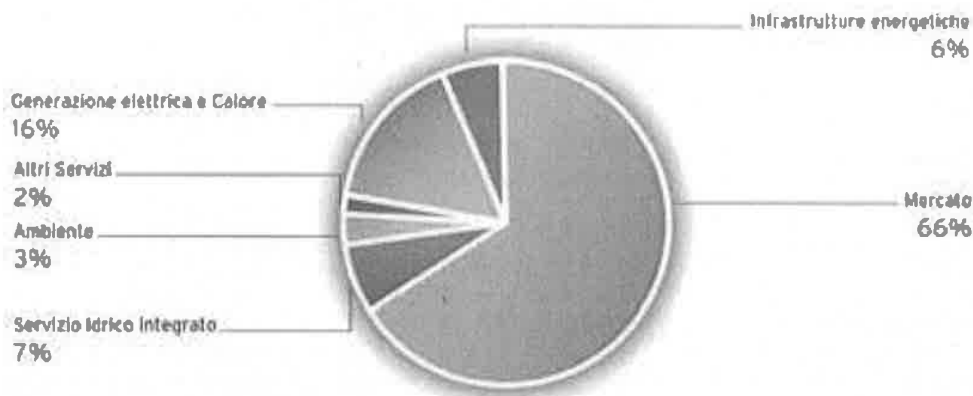
(*) Variazione superiore al 100%

I dati dell'esercizio 2011, posti a confronto, sono stati rideterminati per effetto dell'adozione in via anticipata della versione rivista del principio IAS 19 *Benefici per i dipendenti*.

Ricavi

Nel 2012 il Gruppo Iren ha conseguito ricavi per 4.327,8 milioni di euro in aumento del 22,9% rispetto ai 3.520,6 milioni di euro del 2011. L'incremento dei ricavi è riconducibile sia all'aumento dei quantitativi venduti nei settori energetici, attribuibile alla maggiore disponibilità di energia elettrica e termica (entrata in esercizio della Centrale Torino Nord) e allo sviluppo del portafoglio clienti e delle attività di trading nel settore dell'energia elettrica, sia all'incremento dei prezzi delle commodities energetiche.

Composizione ricavi



Margine Operativo Lordo

Il margine operativo lordo (Ebitda) ammonta a 629,6 milioni di euro in aumento del 6,3% rispetto al 592,1 milioni di euro dell'esercizio 2011.

Al miglioramento del margine hanno contribuito tutti i settori di attività con la sola eccezione dell'Ambiente che presenta margini in leggera flessione rispetto al corrispondente periodo del 2011.

In particolare il settore della Generazione e teleriscaldamento, con le maggiori quantità prodotte di energia elettrica e calore ed il contributo positivo del rimborso degli stranded costs relativi all'impianto idroelettrico di Telesio e il risultato positivo derivante dallo sviluppo delle reti del Teleriscaldamento, ha consentito di assorbire il negativo andamento dovuto agli effetti della perdurante situazione di overcapacity produttiva che ha determinato una riduzione dei margini unitari sulla produzione di energia elettrica da fonte termoelettrica.

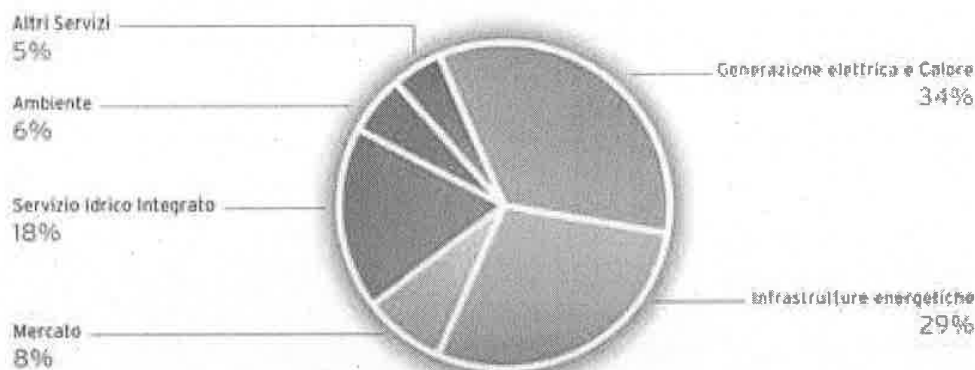
Il settore Mercato presenta un margine complessivo in linea con l'esercizio 2011, grazie alla positiva performance della Vendita gas riconducibile all'effetto combinato delle attività di approvvigionamento, di trading e di gestione del gas in stoccaggio in un contesto di volumi venduti a clienti finali sostanzialmente stabile, e ciò ha consentito di assorbire la flessione della Vendita di energia elettrica caratterizzata dagli oneri derivanti dalla gestione del contratto di tolling sugli impianti di Edipower (di cui 20 milioni di euro quale onere aggiuntivo derivante dalla valutazione, fino alla scadenza nel 2013, del tolling Edipower quale "onerous contract").

Risultato positivo anche del settore Infrastrutture energetiche pur in presenza di andamenti diversificati tra Distribuzione reti gas in notevole miglioramento e Distribuzione di energia elettrica in flessione rispetto all'esercizio 2011.

In lieve crescita anche il settore del Ciclo idrico integrato per l'effetto positivo dell'aumento delle tariffe in parte compensato dai maggiori costi di energia elettrica e manutenzione impianti.

Il settore Ambiente presenta una flessione principalmente dovuta al venir meno di un recupero straordinario di tariffa di igiene ambientale che aveva caratterizzato l'esercizio 2011.

Composizione Ebitda



Risultato operativo

Il risultato operativo (Ebit) è pari a 340,9 milioni di euro e risulta in miglioramento del 10,5% rispetto ai 308,6 milioni di euro dell'esercizio 2011 (+32,3 milioni di euro). Il contributo positivo del margine operativo lordo è stato parzialmente assorbito dal rilevante incremento degli accantonamenti al fondo svalutazione crediti (+20,5 milioni di euro sul 2011) a fronte di una riduzione degli ammortamenti e degli accantonamenti a fondi rischi.

Oneri e Proventi finanziari

Gli oneri e proventi finanziari esprimono un saldo negativo per 103 milioni. In particolare gli oneri finanziari ammontano a 130 milioni. L'incremento rispetto all'esercizio 2011 è dovuto principalmente all'aumento del costo medio del debito e all'aumento dell'indebitamento finanziario medio del 2012 rispetto al 2011. I proventi finanziari ammontano a 27 milioni (+11,6%).

Il risultato di società collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto è positivo per circa 10 milioni, in crescita rispetto al corrispondente periodo del 2011, principalmente per il risultato positivo di Edipower e delle altre partecipate Plurigas, ASA e Delmi. Nell'esercizio 2012 l'impatto negativo di Sinergie Italiane è pari a 10 milioni di euro, mentre nell'esercizio 2011 la svalutazione era stata di circa 26 milioni di euro.

Risultato prima delle imposte

Per effetto delle dinamiche sopra indicate il risultato consolidato prima delle imposte ha raggiunto 247 milioni di euro, in forte incremento rispetto agli 11 milioni di euro dell'esercizio 2011 che aveva risentito negativamente della svalutazione delle partecipazioni in Delmi, Edipower e Sinergie Italiane.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito dell'esercizio 2012 sono pari a 85 milioni, con una riduzione del 24,6% rispetto all'esercizio 2011.

Nel 2012 il tax rate adjusted è pari al 43,83% ed è depurato principalmente dalle plusvalenze generate dal conferimento di alcuni immobili al fondo immobiliare Fondo Core Multiutilities, dalla cessione di partecipazioni e dalla vendita dell'immobile di via Bertola a Torino, nonché dall'IRES richiesta a rimborso per la deduzione dell'IRAP sul costo del personale ai sensi dell'art. 2 comma 1 quater del DL 201/2011 (pari a circa 13,6 milioni di euro). Il tax rate si è ridotto anche per una minore incidenza dell'addizionale IRES per effetto di una variazione del perimetro di applicazione.

Risultato netto del periodo

Il risultato netto è positivo per 162 milioni di euro, rispetto alla perdita di 102 milioni di euro del 2011 che risentiva principalmente delle svalutazioni delle partecipate Delmi, Edipower e Sinergie Italiane.

Analisi per settori di attività

Il Gruppo Iren opera nei seguenti settori di attività:

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

Tali segmenti operativi sono presentati in accordo all'IFRS 8 che richiede di basare l'informativa di settore sugli elementi che il comitato esecutivo ed il management utilizzano nel prendere le proprie decisioni operative e strategiche.

Ai fini di una corretta lettura dei conti economici relativi alle singole attività, esposti e commentati nel seguito, si precisa che i ricavi ed i costi riferiti alle attività comuni sono stati interamente allocati sui business, in base all'utilizzo effettivo dei servizi forniti oppure in base a driver tecnico-economici.

L'informativa di settore che segue non contiene l'informativa secondaria di settore per area geografica data la sostanziale univocità territoriale in cui il Gruppo opera prevalentemente (area Nord-Ovest).

Nei prospetti seguenti vengono esposti il capitale investito netto e i conti economici (fino al risultato operativo) per settore di attività e il comparativo con i valori del 2011.

Relativamente al capitale immobilizzato si è ritenuto opportuno appostare nella colonna "non allocabili" le partecipazioni detenute dal gruppo. Inoltre in un'ottica di riorganizzazione e sviluppo del business del teleriscaldamento si è deciso di ricomprendere anche le attività relative alla gestione della rete di distribuzione dell'energia termica nell'ambito del settore della Generazione che pertanto, dall'esercizio 2012, ha assunto la denominazione di Generazione e Teleriscaldamento; al fine di consentire un confronto omogeneo sono stati riclassificati anche i valori dell'esercizio 2011.

Risultati per settori di attività al 31 dicembre 2012

	milioni di euro							
	Genera- zione	Mercato	Infrastrut- ture ener- getiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.621	51	1.287	950	296	36	494	4.735
Capitale circolante netto	161	48	(20)	106	(25)	(43)	8	235
Altre attività e passività non correnti	(77)	3	(55)	(264)	(46)	(11)	(12)	(461)
Capitale investito netto (CIN)	1.705	102	1.212	792	225	(17)	490	4.509
Patrimonio netto								1.954
Posizione Finanziaria netta								2.555
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								4.509

Risultati per settori di attività al 31 dicembre 2011 Rideterminato

	milioni di euro							
	Genera- zione e TIR	Mercato	Infrastrut- ture ener- getiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.658	45	1.258	952	265	69	406	4.653
Capitale circolante netto	120	142	(37)	72	5	(28)	13	288
Altre attività e passività non correnti	(80)	(8)	(61)	(246)	(40)	8	(15)	(443)
Capitale investito netto (CIN)	1.698	179	1.160	778	230	49	404	4.497
Patrimonio netto								1.845
Posizione Finanziaria netta								2.653
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								4.497

Risultati per settori di attività al 31 dicembre 2012

	milioni di euro							
	Genera- zione e Tlr	Mercato	Infrastrut- ture ener- getiche	Ciclo Idrico	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	983	4.052	385	432	211	131	(1.867)	4.328
Totale costi operativi	(773)	(3.999)	(205)	(316)	(172)	(99)	1.867	(3.698)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	210	52	180	116	39	32	-	630
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(82)	(39)	(54)	(76)	(23)	(15)	-	(289)
Risultato operativo (EBIT)	129	14	126	40	16	17	-	341

Risultati per settori di attività al 31 dicembre 2011 Rideterminato

	milioni di euro							
	Genera- zione e Tlr	Mercato	Infrastrut- ture ener- getiche	Ciclo Idrico	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	840	3.072	382	438	217	112	(1.542)	3.521
Totale costi operativi	(643)	(3.020)	(211)	(326)	(175)	(96)	1.542	(2.929)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	197	53	171	113	42	16	-	592
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(105)	(18)	(51)	(77)	(27)	(7)	-	(283)
Risultato operativo (EBIT)	93	35	120	36	15	10	-	309

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

Generazione e Teleriscaldamento

Al 31 dicembre 2012 i ricavi ammontano a 983,0 milioni di euro, in aumento rispetto ai 839,9 milioni di euro dell'esercizio 2011 (+17,0%).

		Esercizio 2012	Esercizio 2011 Rideterminato	Δ %
Ricavi	€/mil.	983,0	839,9	17,0%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	210,3	197,3	6,6%
<i>Ebitda Margin</i>		21,4%	23,5%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	128,6	92,7	38,7%
Investimenti	€/mil.	68,9	197,8	-65,1%
Energia elettrica prodotta	GWh	6.338,9	6.012,4	5,4%
<i>da fonte idroelettrica</i>	GWh	1.075,3	978,0	10,0%
<i>da fonte termoelettrica</i>	GWh	5.247,8	5.023,8	4,5%
<i>da fonti rinnovabili</i>	GWh	15,8	10,6	49,3%
Calore prodotto	GWh _t	2.931,5	2.571,7	14,0%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh _t	2.232,1	2.001,9	11,5%
<i>da fonte non cogenerativa</i>	GWh _t	699,4	569,8	22,7%
Volumetrie teleriscaldate	Mmc	76,5	72,5	5,5%

L'energia elettrica prodotta è stata pari a 6.338,9 GWh in aumento del 5,4% rispetto ai 6.012,4 GWh dell'esercizio 2011, per effetto sia della maggiore produzione idroelettrica (+10,0%), sia della maggiore produzione in cogenerazione (+4,5%).

In particolare la produzione idroelettrica è stata pari a 1.075,3 GWh, in aumento del 10,0% rispetto ai 978 GWh del 2011, per effetto della maggiore produzione degli impianti di Pont Ventoux ed all'entrata in esercizio, dopo l'attività di repowering, degli impianti di Rosone e Telessio. Tale andamento è in controtendenza rispetto al dato nazionale della produzione da fonti idroelettriche, che ha visto una riduzione dell'8,2% rispetto al 2011.

La produzione termoelettrica è stata pari a 5.247,8 GWh, in aumento del 4,5% rispetto ai 5.023,8 GWh del 2011, grazie al contributo del nuovo impianto Torino Nord, entrato in esercizio a ottobre 2011. La crescita registrata è in controtendenza con il dato nazionale della produzione da fonti termoelettriche (-6,3% rispetto al 2011).

La produzione di calore è stata pari a 2.931,5 GWh_t in aumento del 14% rispetto ai 2.571,7 GWh_t del 2011, per effetto dei maggiori consumi legati all'andamento climatico (temperature mediamente inferiori) e per un importante sviluppo delle volumetrie servite in incremento di circa 4 milioni di metri cubi (+3,5 milioni di mc area Torino e +0,5 milioni mc su area Emilia). Complessivamente la volumetria teleriscaldata ha superato i 76 milioni di metri cubi, di cui 54,2 milioni su Torino, 3,4 milioni su Genova e 18,9 milioni nell'area emiliana.

Il margine operativo lordo (Ebitda) è stato pari a 210,3 milioni di euro, in aumento del 6,6% rispetto ai 197,3 milioni di euro dell'esercizio 2011.

L'incremento del margine è attribuibile ai maggiori quantitativi prodotti sia di energia elettrica che di calore e dall'impatto positivo del rimborso degli "stranded cost" relativi all'impianto idroelettrico di Telessio, parzialmente compensati dai minori certificati verdi, da una riduzione della marginalità sulla produzione di energia elettrica e da maggiori costi connessi alla manutenzione degli impianti.

Il risultato operativo ammonta a 128,6 milioni di euro in aumento del 38,7% rispetto ai 92,7 milioni di euro del 2011. Il miglioramento è attribuibile sia all'incremento registrato dal margine operativo lordo che ai minori ammortamenti per beni devolvibili relativi a concessioni idroelettriche (+14 milioni di euro).

Gli investimenti realizzati relativi al settore Cogenerazione e Teleriscaldamento ammontano a 58,2 milioni di euro di cui circa 34,3 milioni di euro sono relativi alla Cogenerazione e 23,8 milioni di euro sono relativi allo sviluppo delle reti di teleriscaldamento.

Gli investimenti realizzati del settore idroelettrico sono pari a circa 10,3 milioni di euro, mentre nel settore delle rinnovabili gli investimenti ammontano a 0,5 milioni di euro.

Mercato

Il volume d'affari dell'area mercato ammonta a 4.051,9 milioni di euro in aumento (+31,9%) rispetto ai 3.072,4 milioni di euro dell'esercizio precedente. Il margine operativo lordo (Ebitda) pari a 52,4 milioni di euro è sostanzialmente invariato rispetto all'esercizio 2011.

		Esercizio 2012	Esercizio 2011	Δ %	
Ricavi	€/mil.	4.051,9	3.072,4	31,9%	
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	52,4	52,5	-0,2%	
Ebitda Margin		1,3%	1,7%		
	da Energia Elettrica	€/mil.	-27,7	-4,4	(*)
	da Gas	€/mil.	74,4	48,9	52,2%
	da Calore	€/mil.	5,7	8,1	-29,5%
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	13,8	35,0	-60,6%	
Investimenti		8,1	5,4	50,3%	
Energia Elettrica Venduta	GWh	17.052,6	13.816,0	23,4%	
Energia Elettrica Venduta al netto Compravendita In Borsa	GWh	14.302,9	10.713,0	33,5%	
Gas Acquistato	Mmc	3.168,9	3.108,0	2,0%	
	Gas commercializzato dal Gruppo	Mmc	1.718,9	1.709,7	0,5%
	Gas destinato ad usi Interni	Mmc	1.404,8	1.325,4	6,0%
	Gas In stoccaggio	Mmc	45,2	72,8	-38,0%
(*) Variazione superiore al 100%					

(*) Variazione superiore al 100%

Commercializzazione Energia Elettrica

I volumi commercializzati al netto dell'energia compravenduta in borsa ammontano a 14.302,9 GWh (l'energia elettrica lorda ammonta 17.052,6 GWh) con un aumento del 33,5% rispetto al 10.713 GWh dell'esercizio 2011.

I volumi venduti a clienti finali e grossisti sono pari a 11.145 GWh (7.953 GWh nel 2011) con un incremento pari al 40,1% (+3.192 GWh), mentre i volumi impiegati sulla borsa al netto dell'energia compravenduta in borsa ammontano a 2.159 GWh (1.706 GWh nel 2011).

Relativamente ai clienti gestiti in regime di maggior tutela, i volumi complessivamente venduti nel corso del 2012 sono stati pari a 998 GWh in lieve calo rispetto all'esercizio precedente (1.054 GWh) per effetto della liberalizzazione del mercato a cui la società ha risposto con iniziative commerciali di sviluppo che hanno determinato il passaggio di una quota di mercato rilevante di clientela dal mercato vincolato al mercato libero.

Nel corso del 2012 le disponibilità di produzione interne al Gruppo Iren (Iren Energia) sono aumentate rispetto al periodo precedente di circa il 5,4% ed ammontano a 6.308 GWh (5.986 GWh nel 2011). I volumi

prodotti attraverso il contratto di tolling con Edipower ammontano a 1.321 GWh contro i 1.309 GWh dello scorso anno. Le transazioni di Borsa nette sono pari a 2.139 Gwh (l'energia elettrica al lordo della compravendita ammonta a 4.174 GWh) contro i 1.543 GWh del 2011, mentre gli acquisti da grossisti sono pari a 4.132 GWh contro i 1.357 GWh del 2011 sui quali incidono per circa 2.000 GWh i volumi forniti da ERG. Sono stati inoltre acquistati 1.051 Gwh dall'acquirente unico.

Il margine operativo lordo della vendita di energia elettrica ammonta a -27,7 milioni di euro in flessione (-23,3 milioni di euro) rispetto ai -4,4 milioni di euro dell'esercizio 2011. Tale riduzione è imputabile prevalentemente al risultato negativo della gestione dei contratti di tolling relativi agli impianti Edipower. In particolare si segnala che tale contratto di tolling è stato valutato, ai fini del principio contabile IAS 37 e fino alla scadenza nel corso del 2013, come "onerous contract" attribuendo in tal modo un onere straordinario nell'esercizio 2012.

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi complessivi di gas naturale approvvigionati nel corso del 2012 sono stati pari a 3.168,9 milioni di metri cubi (circa 3.108 milioni di metri cubi per lo stesso periodo del 2011), di cui 1.718,9 milioni di metri cubi sono stati commercializzati a clienti esterni al Gruppo (1.714 milioni di metri cubi nell'esercizio precedente), 191 milioni di metri cubi sono stati impiegati nella produzione di energia elettrica tramite il contratto di tolling con Edipower (189 milioni di metri cubi nel 2011) mentre 1.214 milioni di metri cubi sono stati impiegati all'interno del Gruppo Iren sia per la produzione di energia elettrica sia per la fornitura di servizi calore (1.136 milioni di metri cubi nel 2011). Le rimanenze di gas in stoccaggio ammontano a 45 milioni di metri cubi (73 milioni di metri cubi nel 2011).

I maggiori volumi venduti rispetto al 2011 (+60,9 milioni di mc) sono attribuibili essenzialmente all'incremento dell'attività di trading ed all'aumento dei volumi destinati alle produzioni termoelettriche (entrata in esercizio della Centrale Torino Nord). I volumi destinati al mercato retail sono sostanzialmente in linea con i volumi del 2011.

Il margine operativo lordo pari a 74,4 milioni di euro risulta in miglioramento rispetto ai 48,9 milioni dello scorso anno prevalentemente per gli effetti derivanti dalle favorevoli condizioni di approvvigionamento connesse anche all'utilizzo del gas in stoccaggio e per l'ottimizzazione dell'attività di trading.

Sviluppo mercato

Nel corso del 2012 le attività relative alla fidelizzazione della clientela sui territori storicamente gestiti ed allo sviluppo sulle aree di riferimento del Gruppo sono state ulteriormente incrementate rispetto al passato.

Anche per il 2012 si è riscontrata una forte crescita dell'attività dei competitors, che hanno incrementato ulteriormente le azioni di promozione sui territori storicamente gestiti dal Gruppo. Al fine di rispondere in maniera adeguata al mercato sono stati rafforzati i canali di promozione (agenzie e tele seller), nonché la gamma di offerte proposte, attraverso la definizione di proposte mirate per i diversi segmenti di clientela. Al 31 dicembre 2012 i clienti gas gestiti direttamente da Iren Mercato sono pari a circa 756.000 (+1,6%) distribuiti sull'area genovese, torinese ed emiliana; i clienti energia elettrica gestiti sono pari a oltre 734.000 (+6,3%) anch'essi distribuiti principalmente sul bacino tradizionalmente servito, corrispondente a Torino e Parma.

Vendita calore tramite reti di teleriscaldamento:

Il margine operativo lordo nel 2012 ammonta a 5,7 milioni di euro contro gli 8,1 milioni di euro dello scorso esercizio con una flessione di 2,4 milioni di euro (-29,5%).

Nel 2012 la volumetria teleriscaldata sul territorio piemontese è pari a circa 54 milioni di metri cubi, corrispondenti a oltre 450.000 abitanti ossia il 40% dei cittadini torinesi, mentre per l'area emiliana la volumetria teleriscaldata è di circa 18,9 milioni di metri cubi e nell'area genovese è di circa 3,4 milioni di metri cubi.

Infrastrutture energetiche

Al 31 dicembre 2012 il settore di attività Infrastrutture Energetiche, che include i business della distribuzione gas, distribuzione energia elettrica e impianti di rigassificazione LNG, ha registrato ricavi per 385,2 milioni di euro, sostanzialmente allineati rispetto ai 382,5 milioni di euro dell'esercizio 2011.

Il margine operativo lordo (Ebitda) è stato pari a 179,8 milioni di euro in miglioramento del 4,9% rispetto ai 171,3 milioni di euro dell'esercizio 2011.

Il risultato operativo (Ebit) è stato pari a 126,2 milioni di euro, in miglioramento del 4,8% rispetto ai 120,4 milioni di euro dell'esercizio 2011. Di seguito vengono esposte le principali dinamiche dei settori interessati.

		Esercizio 2012	Esercizio 2011 Rideterminato	Δ %
Ricavi	€/mil.	385,2	382,5	0,7%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	179,8	171,3	4,9%
<i>Ebitda Margin</i>		<i>46,7%</i>	<i>44,8%</i>	
	<i>da Reti Elettriche</i>	€/mil. 67,4	76,1	-11,5%
	<i>da Reti Gas</i>	€/mil. 113,2	96,2	17,6%
	<i>da Rigassificatore</i>	€/mil. -0,8	-1,0	21,1%
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	126,2	120,4	4,8%
Investimenti	€/mil.	102,2	100,2	2,1%
	<i>In Reti Elettriche</i>	€/mil. 15,3	24,0	-36,3%
	<i>In Reti Gas</i>	€/mil. 42,2	55,0	-23,2%
	<i>In Rigassificatore</i>	€/mil. 44,7	21,2	(*)
Energia elettrica distribuita	GWh	4.241,0	4.263,4	-0,5%
Gas distribuito	Mmc	1.928,8	1.949,0	-1,0%
(*) Variazione superiore al 100%				

Reti Distribuzione Energia elettrica

Il margine operativo lordo è stato pari a 67,4 milioni di euro, in flessione dell'11,5% rispetto ai 76,1 milioni di euro dell'esercizio 2011.

La contrazione del margine per oltre 8 milioni di euro rispetto al 2011 è attribuibile al saldo negativo perequazione anni precedenti (2007-2009) e alla ridefinizione delle tariffe di distribuzione in base alle revisioni previste dall'AEEG per il periodo regolatorio 2012-2015.

Nel corso del 2012 sono stati effettuati investimenti per circa 15,3 milioni di euro prevalentemente inerenti ai nuovi allacciamenti, alla costruzione di nuove cabine MT/BT e stazioni AT/MT.

Reti Distribuzione Gas

Il margine operativo lordo della distribuzione reti gas ammonta a 113,2 milioni di euro in aumento di 17 milioni di euro rispetto ai 96,2 milioni di euro dell'esercizio 2011 (+17,6%). Il miglioramento registrato è attribuibile alla plusvalenza operativa della cessione della controllata GEA per circa 11 milioni di euro, all'incremento dei ricavi di vettoramento nelle aree di Genova e Torino e a minori costi operativi.

Gli investimenti tecnici realizzati dal settore ammontano a circa 42,2 milioni di euro e riguardano quanto previsto dalle delibere dell'AEEG; in particolare il piano di risanamento decennale della rete tramite la sostituzione delle tubazioni ghisa grigia, le iniziative di sviluppo della rete di distribuzione (telelettura dei misuratori) e degli allacciamenti nei principali ambiti serviti dal Gruppo.

Rigassificatore

Gli investimenti realizzati nel periodo ammontano a circa 44,7 milioni di euro.

L'attuale schedulazione dei lavori prevede che il Terminale terminerà la fase di collaudo ed inizierà l'attività d'esercizio entro il mese di settembre 2013.

Servizio idrico integrato

Al 31 dicembre 2012 il settore di attività Servizio Idrico Integrato ha registrato ricavi per 431,8 milioni di euro in flessione dell'1,5% rispetto ai 438,4 milioni di euro del 2011.

Gli aumenti tariffari deliberati dagli ATO delle aree territoriali servite hanno generato incrementi di ricavi per circa 12 milioni di euro in parte compensati da minori consumi (-0,9%).

Si sono inoltre rilevati minori costi capitalizzati conseguenti ai minori investimenti su beni in concessione che, per l'applicazione del principio contabile IFRIC 12, sono contabilizzati alla voce ricavi (-16,7 milioni di euro).

		Esercizio 2012	Esercizio 2011	Δ %
Ricavi	€/mil.	431,8	438,4	-1,5%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	115,7	112,6	2,8%
<i>Ebitda Margin</i>		26,8%	25,7%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	39,6	36,0	9,9%
Investimenti	€/mil.	74,4	94,7	-21,4%
Acqua Venduta	Mmc	179,0	180,5	-0,9%

Il margine operativo lordo (Ebitda) è pari a 115,7 milioni di euro, in aumento del 2,8% rispetto ai 112,6 milioni di euro dell'esercizio 2011. Gli incrementi tariffari deliberati sono stati parzialmente compensati dalla riduzione dei quantitativi venduti, dall'aumento dei costi operativi per manutenzione delle reti ed in particolare dell'energia elettrica utilizzata negli impianti di gestione dell'acquedotto e della depurazione. Si sono inoltre registrati minori ricavi per allacciamenti.

Il risultato operativo (Ebit) è pari a 39,6 milioni di euro e risulta in miglioramento del 9,9% rispetto ai 36 milioni di euro dell'esercizio 2011. L'incremento degli ammortamenti dell'esercizio, in parte imputabili ad una revisione delle aliquote in coerenza con quelle definite dall'AEEG, ha assorbito l'effetto positivo dei minori accantonamenti al fondo rischi pari a circa 7 milioni di euro nell'esercizio 2011.

Gli investimenti tecnici di periodo del settore ammontano a 74,4 milioni di euro in contrazione rispetto ai 94,7 milioni di euro del 2011. Detti investimenti riguardano la realizzazione di infrastrutture previste dal Piano d'Ambito per la manutenzione e lo sviluppo delle reti e impianti di distribuzione, della rete fognaria e dei sistemi di depurazione.

Ambiente

Al 31 dicembre 2012 il volume d'affari del settore ammonta a 211,2 milioni di euro in flessione del 2,7% rispetto ai 217,0 milioni di euro dell'esercizio 2011. La riduzione dei ricavi è dovuta principalmente alla variazione del perimetro di consolidamento per la cessione della controllata Undis Servizi ed ai minori ricavi sulla tariffa di igiene ambientale. Gli aumenti tariffari deliberati per il 2012 non determinano un incremento nell'ammontare complessivo dei ricavi in quanto nel corso del 2011 era stato realizzato un recupero tariffario pregresso non ricorrente pari a circa 3 milioni di euro. La riduzione dei ricavi riguarda inoltre anche le attività di trattamento dei rifiuti speciali, della vendita dei materiali di recupero della raccolta differenziata e di energia elettrica.

		Esercizio 2012	Esercizio 2011	Δ %
Ricavi	€/mil.	211,2	217,0	-2,7%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	38,9	41,8	-6,9%
<i>Ebitda Margin</i>		18,4%	19,3%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	15,8	14,7	7,5%
Investimenti	€/mil.	60,9	70,4	-13,5%
Rifiuti trattati	ton	954.450	1.017.312	-6,2%
<i>Rifiuti urbani</i>	ton	728.225	767.896	-5,2%
<i>Rifiuti speciali</i>	ton	226.225	249.416	-9,3%

Il margine operativo lordo (Ebitda) del settore ammonta a 38,9 milioni di euro con un decremento del 6,9% rispetto ai 41,8 milioni di euro dell'esercizio 2011. La flessione del margine è conseguenza della riduzione dei ricavi ed in particolare di quelli derivanti dalla vendita dei materiali recuperati, dell'energia elettrica e dei certificati verdi, oltre ai minori ricavi da tariffa dovuti principalmente al venir meno di recuperi tariffari una tantum conseguiti nell'esercizio 2011.

Il risultato operativo (Ebit) di periodo ammonta a 15,8 milioni di euro, in aumento del 7,5% rispetto ai 14,7 milioni di euro del 2011. Tale miglioramento è dovuto principalmente ad una minore incidenza degli accantonamenti e al rilascio di alcuni fondi relativi alla gestione post-mortem delle discariche.

Gli investimenti di periodo ammontano a 60,9 milioni di euro e sono relativi prevalentemente alla realizzazione del Polo Ambientale Integrato di Parma ed in misura residuale a manutenzioni straordinarie di impianti di smaltimento nonché ad attrezzature e mezzi per il servizio di raccolta.

Servizi

		Esercizio 2012	Esercizio 2011	Δ %
Ricavi	€/mil.	131,4	112,1	17,2%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	32,5	16,4	98,2%
<i>Ebitda Margin</i>		24,7%	14,6%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	17,1	9,8	74,5%
Investimenti	€/mil.	25,2	24,8	1,6%

I ricavi conseguiti ammontano complessivamente a 131,4 milioni di euro, in aumento del +17,2% rispetto ai 112,1 milioni di euro dell'esercizio 2011.

Il margine operativo lordo (Ebitda) ammonta a 32,5 milioni di euro e risulta in aumento rispetto ai 16,4 milioni di euro del corrispondente periodo del 2011.

L'incremento del margine è attribuibile alle plusvalenze connessa alle operazioni straordinarie di vendita dell'immobile della sede torinese di via Bertola e della cessione delle altre sedi aziendali al Fondo Core Multiutilities, parzialmente compensate da minori margini per contratti di service di gestione degli impianti di illuminazione pubblica, fabbricati ed altro.

Situazione patrimoniale

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO GRUPPO IREN AL 31 DICEMBRE 2012 (1)

	migliaia di euro		
	31.12.2012	31.12.2011	Var. %
Attivo immobilizzato	4.734.916	4.652.774	1,8
Altre attività (Passività) non correnti	(116.258)	(118.297)	(1,7)
Capitale circolante netto	235.106	287.974	(18,4)
Attività (Passività) per imposte differite	105.197	60.412	74,1
Fondi rischi e Benefici ai dipendenti	(457.291)	(416.909)	9,7
Attività (Passività) destinate a essere cedute	7.718	31.427	(75,4)
Capitale investito netto	4.509.388	4.497.381	0,3
Patrimonio netto	1.954.257	1.844.706	5,9
<i>Attività finanziarie a lungo termine</i>	<i>(116.168)</i>	<i>(132.299)</i>	<i>(12,2)</i>
<i>Indebitamento finanziario a medio e lungo termine</i>	<i>2.197.827</i>	<i>2.051.413</i>	<i>7,1</i>
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	2.081.659	1.919.114	8,5
<i>Attività finanziarie a breve termine</i>	<i>(301.591)</i>	<i>(421.993)</i>	<i>(28,5)</i>
<i>Indebitamento finanziario a breve termine</i>	<i>775.063</i>	<i>1.155.554</i>	<i>(32,9)</i>
Indebitamento finanziario netto a breve termine	473.472	733.561	(35,5)
Indebitamento finanziario netto	2.555.131	2.652.675	(3,7)
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	4.509.388	4.497.381	0,3

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

Nel seguito sono commentate le principali dinamiche patrimoniali del periodo chiuso al 31 dicembre 2012.

L'attivo immobilizzato risulta in leggera crescita rispetto al 31 dicembre 2011 in quanto l'avanzamento degli investimenti effettuati nell'anno risultano leggermente superiori all'ammortamento del periodo e alle dismissioni. Per maggiori informazioni sul dettaglio degli investimenti dell'esercizio si rimanda al paragrafo Analisi per settori di attività.

La riduzione del Capitale Circolante netto risente della dinamica dei debiti e crediti commerciali e delle poste tributarie.

L'incremento della fiscalità differita risulta essenzialmente legata agli incrementi del Fondo Svalutazione crediti e dei fondi rischi.

La riduzione delle attività destinate ad essere cedute risente dell'uscita dal perimetro di consolidamento della società collegata Gesam Gas per effetto del perfezionamento della cessione delle relative quote e alla riclassifica tra le attività in continuità della controllata GPO.

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

Il rendiconto finanziario, presentato nel seguito, fornisce un dettaglio analitico delle ragioni della movimentazione dell'esercizio 2012.

Situazione Finanziaria

RENDICONTO FINANZIARIO DEL GRUPPO IREN

	migliaia di euro		
	Esercizio 2012	Esercizio 2011 Rideterminato	Var. %
A. Disponibilità liquide iniziali	44.758	144.112	(68,9)
Flusso finanziario generato dall'attività operativa			
Risultato del periodo	162.171	(102.415)	(*)
Rettifiche per:			
Ammortamenti attività materiali e immateriali	205.495	209.293	(1,8)
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	(33.073)	(11.975)	(*)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	818	(4.399)	(*)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	33.538	40.348	(16,9)
Variazione imposte anticipate e differite	(30.683)	(30.073)	2,0
Variazione altre attività/passività non correnti	1.392	(623)	(*)
Dividendi ricevuti	(656)	(558)	17,6
Quota del risultato di collegate	(9.673)	3.806	(*)
Svalutazioni di attività immobilizzate e partecipazioni	(1.784)	230.553	(*)
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	327.545	333.957	(1,9)
Variazione rimanenze	(21.321)	(22.704)	(6,1)
Variazione crediti commerciali	(18.269)	(124.495)	(85,3)
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	(3.540)	(59.029)	(94,0)
Variazione debiti commerciali	98.154	84.338	16,4
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	(3.998)	(29.044)	(86,2)
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	51.026	(150.934)	(*)
D. Cash flow operativo (B+C)	378.571	183.023	(*)
Flusso finanziario da (per) attività di investimento			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(339.749)	(493.254)	(31,1)
Investimenti in attività finanziarie	(60.285)	(46)	(*)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	157.775	38.369	(*)
Dividendi ricevuti	9.417	11.137	(15,4)
Altri movimenti di attività finanziarie	131	-	(*)
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(232.711)	(443.794)	(47,6)
F. Free cash flow (D+E)	145.860	(260.771)	(*)
Flusso finanziario da attività di finanziamento			
Erogazione di dividendi	(22.282)	(121.297)	(81,6)
Altre variazioni di Patrimonio netto	-	1.042	(100,0)
Nuovi finanziamenti a lungo termine	440.250	655.758	(32,9)
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(503.133)	(109.518)	(*)
Variazione crediti finanziari	118.438	(43.927)	(*)
Variazione debiti finanziari	(195.850)	(220.641)	(11,2)
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	(162.577)	161.417	(*)
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	(16.717)	(99.354)	(83,2)
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	28.041	44.758	(37,3)

(*) Variazione superiore al 100%

I dati dell'esercizio 2011, posti a confronto, sono stati rideterminati per effetto dell'adozione in via anticipata della versione rivista del principio IAS 19 *Benefici per i dipendenti*.

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

	migliaia di euro		
	Esercizio 2012	Esercizio 2011 Rideterminato	Var. %
Free cash flow	145.860	(260.771)	(*)
Erogazione di dividendi	(22.282)	(121.297)	(81,6)
Altre variazioni di Patrimonio netto	-	1.042	(100,0)
Variazione fair value strumenti derivati di copertura	(26.488)	(11.499)	(*)
Attività (Passività) finanziarie cessate	454	-	(*)
Variazione posizione finanziaria netta	97.544	(392.525)	(*)

(*) Variazione superiore al 100%

I dati dell'esercizio 2011, posti a confronto, sono stati rideterminati per effetto dell'adozione in via anticipata della versione rivista del principio IAS 19 *Benefici per i dipendenti*.

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2012 è pari a 2.555 milioni di euro, in diminuzione di 98 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011.

In particolare il free cash flow, positivo per 146 milioni di euro, deriva dall'effetto congiunto dei seguenti flussi monetari:

- il cash flow operativo è positivo per 379 milioni di euro e si compone per 328 milioni di euro da cash flow operativo prima delle variazioni di capitale circolante netto e per 51 milioni di euro dal flusso finanziario derivante da variazioni di capitale circolante netto;
- il flusso monetario da attività di investimento, negativo per 233 milioni di euro, è generato da investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali per 340 milioni di euro (comprensivi degli investimenti effettuati per la costruzione delle infrastrutture in regime di concessione secondo quanto stabilito dall'IFRIC 12), da investimenti in attività finanziarie per 60 milioni di euro, da realizzo di attività immobilizzate per 158 milioni di euro e dall'incasso di dividendi per 9 milioni di euro.

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

Situazione Economica

CONTO ECONOMICO IREN S.p.A.

	migliaia di euro		
	Esercizio 2012	Esercizio 2011 Rideterminato	Var. %
Ricavi			
Ricavi per beni e servizi	13.320	13.250	0,5
Altri proventi	18.542	2.403	(*)
Totale ricavi	31.862	15.653	(*)
Costi operativi			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(12)	(17)	(29,4)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(16.870)	(15.602)	8,1
Oneri diversi di gestione	(5.368)	(2.931)	83,1
Costi per lavori interni capitalizzati	166	-	-
Costo del personale	(19.905)	(19.728)	0,9
Totale costi operativi	(41.989)	(38.278)	9,7
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	(10.127)	(22.625)	(55,2)
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni			
Ammortamenti	(114)	(545)	(79,1)
Accantonamenti e svalutazioni	(3.772)	(342)	(*)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(3.886)	(887)	(*)
Risultato Operativo (EBIT)	(14.013)	(23.512)	(40,4)
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	180.649	183.938	(1,8)
Oneri finanziari	(110.273)	(96.614)	14,1
Totale gestione finanziaria	70.376	87.324	(19,4)
Rettifica di valore di partecipazioni	-	(136.126)	(100,0)
- di cui non ricorrenti	-	(136.126)	(100,0)
Risultato prima delle imposte	56.363	(72.314)	(*)
Imposte sul reddito	13.948	15.021	(7,1)
Risultato netto delle attività in continuità	70.311	(57.293)	(*)
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	-
Risultato netto del periodo	70.311	(57.293)	(*)

(*) Variazione superiore al 100%

I dati dell'esercizio 2011, posti a confronto, sono stati rideterminati per effetto dell'adozione in via anticipata della versione rivista del principio IAS 19 *Benefici per i dipendenti*.

Ricavi

Il totale dei ricavi di Iren S.p.A. è stato pari a 32 milioni di euro ed è principalmente riferito alla plusvalenza di circa 15 milioni di euro generata a seguito della vendita del fabbricato sede situato in Via Bertola 48 a Torino e alle attività di servizio prestate a favore di società del Gruppo.

Costi operativi

I costi operativi sono pari a 42 milioni di euro e includono prestazioni di servizi e godimento beni di terzi (17 milioni di euro), oneri diversi di gestione (5 milioni di euro) e costo del lavoro (20 milioni di euro).

Ammortamenti e accantonamenti

Gli ammortamenti e accantonamenti ammontano a 4 milioni di euro.

Oneri e proventi finanziari

Il saldo oneri e proventi finanziari è positivo per 70 milioni di euro. I proventi finanziari, pari a 181 milioni di euro, includono tra l'altro dividendi da società controllate e collegate (circa 100 milioni di euro) e interessi attivi verso società controllate (78 milioni di euro). I proventi da partecipazioni includono la distribuzione straordinaria effettuata dalle società di primo livello Iren Acqua Gas, Iren Energia, Iren Ambiente, attingendo dalle riserve distribuibili, per complessivi 78 milioni di euro. Gli oneri finanziari sono pari a 110 milioni di euro.

Rettifica di valore di partecipazioni

Tale voce non è valorizzata al 31 dicembre 2012. Al 31 dicembre 2011 a seguito della svalutazione della partecipazione nella società Delmi ammontava a 136 milioni di euro.

Risultato prima delle imposte

Il risultato prima delle imposte è positivo per 56 milioni di euro.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito sono positive per 14 milioni di euro in quanto sono prevalentemente costituite dai proventi da consolidamento. La Società, infatti, ha optato per il consolidato fiscale ai sensi dell'art. 118 del nuovo Tuir, Iren S.p.A. determina l'IRES su una base imponibile corrispondente alla somma algebrica degli imponibili positivi e negativi delle singole società che partecipano al consolidato.

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

Risultato netto

Il risultato, al netto delle imposte di periodo, è positivo per 70 milioni di euro.

Situazione Patrimoniale

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

	migliaia di euro		
	31.12.2012	31.12.2011	Var. %
Attivo immobilizzato	2.412.370	2.383.709	1,2
Altre attività (Passività) non correnti	1.826	368	(*)
Capitale circolante netto	5.967	12.983	(54,0)
Attività (Passività) per imposte differite	24.803	22.942	8,1
Fondi rischi e Benefici ai dipendenti	(30.261)	(29.348)	3,1
Capitale investito netto	2.414.705	2.390.654	1,0
Patrimonio netto	1.504.872	1.463.488	2,8
Attività finanziarie a lungo termine	(1.453.795)	(984.121)	47,7
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	2.076.087	1.855.587	11,9
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	622.291	871.466	(28,6)
Attività finanziarie a breve termine	(278.988)	(996.033)	(72,0)
Indebitamento finanziario a breve termine	566.530	1.051.733	(46,1)
Indebitamento finanziario netto a breve termine	287.542	55.700	(*)
Indebitamento finanziario netto	909.833	927.166	(1,9)
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	2.414.705	2.390.654	1,0

(*) Variazione superiore al 100%

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

Attivo Immobilizzato

Le immobilizzazioni immateriali, materiali e finanziarie sono pari a 2.412 milioni di euro.

Capitale Circolante Netto

Il capitale circolante netto è positivo per 6 milioni di euro. Le attività per imposte anticipate ammontano a 25 milioni di euro, mentre i Fondi Rischi sono pari a 30 milioni di euro.

Patrimonio netto

L'esercizio 2012 si è chiuso con un Patrimonio netto pari a 1.505 milioni di euro.

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto a fine 2012 ammonta a 910 milioni di euro. In particolare l'indebitamento a medio-lungo termine, pari a 622 milioni di euro, è composto da passività finanziarie a medio-lungo termine per 2.076 milioni di euro e da attività finanziarie a medio-lungo termine per 1.454 milioni di euro. Queste ultime sono rappresentate in gran parte da finanziamenti verso controllate. L'indebitamento finanziario a breve termine è pari a 288 milioni di euro e si compone di debiti a breve termine prevalentemente verso Istituti bancari per 567 milioni di euro, crediti finanziari a breve termine prevalentemente verso società del Gruppo per 274 milioni di euro e disponibilità liquide per 5 milioni di euro.

Situazione Finanziaria

RENDICONTO FINANZIARIO DI IREN S.p.A.

	migliaia di euro		
	Esercizio 2012	Esercizio 2011 Rideterminato	Var. %
A. Disponibilità liquide e saldo gestione tesoreria accentrata iniziali	457.742	405.178	13,0
Flusso finanziario generato dall'attività operativa			
Risultato del periodo	70.311	(57.294)	(*)
Rettifiche per:			
Ammortamenti attività materiali e immateriali	114	545	(79,1)
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	(14.780)	-	(*)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	(434)	(99)	(*)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	(220)	698	(*)
Variazione imposte anticipate e differite	3.962	(1.404)	(*)
Variazione altre attività/passività non correnti	(1.458)	46	(*)
Dividendi ricevuti	(93.194)	(157.003)	(40,6)
Svalutazioni di attività immobilizzate e partecipazioni	(2.458)	136.126	(*)
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	(38.157)	(78.385)	(51,3)
Variazione crediti commerciali	4.808	(6.723)	(*)
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	1.563	8.558	(81,7)
Variazione debiti commerciali	4.358	(16.625)	(*)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	(3.713)	(9.495)	(60,9)
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	7.016	(24.285)	(*)
D. Cash flow operativo (B+C)	(31.141)	(102.670)	(69,7)
Flusso finanziario da (per) attività di investimento			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(324)	(155)	(*)
Investimenti in attività finanziarie	(31.214)	(67.137)	(53,5)
Realizzo investimenti	20.000	-	(*)
Dividendi ricevuti	93.194	157.003	(40,6)
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	81.656	89.711	(9,0)
F. Free cash flow (D+E)	50.515	(12.959)	(*)
Flusso finanziario da attività di finanziamento			
Erogazione di dividendi	(16.591)	(108.479)	(84,7)
Nuovi finanziamenti a lungo termine	402.000	525.000	(23,4)
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(458.085)	(97.651)	(*)
Variazione crediti finanziari	(110.593)	(71.808)	54,0
Variazione debiti finanziari	(245.360)	(181.539)	35,2
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	(428.629)	65.523	(*)
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	(378.114)	52.564	(*)
I. Disponibilità liquide e saldo gestione tesoreria accentrata finali (A+H)	79.628	457.742	(82,6)
L. Saldo gestione tesoreria accentrata verso società controllate	(74.998)	(440.336)	(83,0)
M. Disponibilità liquide finali (I+L)	4.630	17.406	(73,4)

(*) Variazione superiore al 100%

I dati dell'esercizio 2011, posti a confronto, sono stati rideterminati per effetto dell'adozione in via anticipata della versione rivista del principio IAS 19 *Benefici per i dipendenti*.

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

	migliaia di euro		
	Esercizio 2012	Esercizio 2011 Rideterminato	Var. %
Free cash flow	50.515	(12.959)	(*)
Erogazione di dividendi	(16.591)	(108.479)	(84,7)
Variazione fair value strumenti derivati di copertura	(16.591)	(18.330)	(9,5)
Variazione posizione finanziaria netta	17.333	(139.768)	(*)

(*) Variazione superiore al 100%

I dati dell'esercizio 2011, posti a confronto, sono stati rideterminati per effetto dell'adozione in via anticipata della versione rivista del principio IAS 19 *Benefici per i dipendenti*.

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

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

Si sottolinea che la riga "eliminazione di margini Infragruppo" si riferisce allo storno delle plusvalenze relative a cessione di rami d'azienda o di società all'interno del Gruppo. In particolare si evidenzia l'operazione relativa al servizio Idrico integrato di Genova effettuata dall'ex AMGA (effetto positivo per 4 milioni di euro sul conto economico e negativo per 65 milioni di euro sul Patrimonio netto).

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

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA

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

Il Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. ha deliberato il 16 gennaio 2013 di dar corso all'esercizio dell'opzione *put* per l'uscita da Edipower, contemplata dagli accordi, e di avviare la procedura formale secondo le modalità e i tempi previsti dai suddetti accordi.

Variatione dei componenti del Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A.

Il 6 febbraio 2013 il Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. ha nominato Lorenzo Bagnacani Consigliere, Vice Presidente e membro del Comitato Esecutivo della multiutility in sostituzione di Luigi Giuseppe Villani, dimessosi il 19 gennaio 2013, a seguito delle indagini in corso che hanno portato all'applicazione di provvedimenti restrittivi nei confronti, tra gli altri, anche dell'ex Presidente di Iren Emilia S.p.A., Angelo Buzzi. Iren S.p.A. è già parte civile nei processi scaturiti dall'indagine "Green Money" da cui discende l'operazione "Public Money" in cui emergono circostanze che confermerebbero la condizione di parte lesa dell'Azienda. La Società ha garantito la massima collaborazione agli organi inquirenti, come avvenuto in occasione di "Green Money" che aveva portato al licenziamento dei due dipendenti all'epoca coinvolti nell'inchiesta. Esprimendo piena fiducia nell'operato della Magistratura, Iren S.p.A. ha ribadito la propria totale estraneità ai fatti contestati ai soggetti coinvolti e, ritenendosi parte lesa, ha dato mandato ai propri legali per l'eventuale tutela dei propri interessi e della propria immagine.

Si specifica inoltre che dalle verifiche interne svolte da Internal Auditing non sono emerse responsabilità a carico della Società ai sensi del D. Lgs. 231/2001.

Presentazione aggiornamento del Piano Industriale al 2015.

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

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

Linee strategiche di sviluppo contemplano:

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

Finanziamento di 100 milioni di euro da CDP

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

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

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

Per il nostro paese gli scenari risultano estremamente variabili in ragione degli sviluppi della crisi del debito sovrano e dai suoi riflessi sulla capacità di prestito delle banche, nonché dall'attuazione o meno delle riforme in itinere conseguenti alla complessa fase politico istituzionale successiva alle consultazioni elettorali di febbraio 2013.

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

I risultati del Gruppo Iren saranno comunque influenzati dall'evoluzione dello scenario energetico, dalla normativa di riferimento e dalla stagionalità dei settori in cui opera, con particolare riferimento all'andamento climatico.

Oltre all'entrata in esercizio a pieno regime della nuova centrale di cogenerazione "Torino Nord" da 390 MW, si confermano l'ultimazione del terminale di rigassificazione di Livorno e l'entrata in funzione del Polo Ambientale Integrato di Parma.

QUADRO NORMATIVO

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

Nel seguito sono presentate le principali novità normative emerse nel corso del 2012 che influenzano i settori nei quali il Gruppo opera.

Il 12 e 13 giugno 2011 si sono tenuti i referendum sulla abrogazione dell'art. 23 bis del decreto-legge 25 giugno 2008 n. 122, convertito in legge, con modificazioni, dall'art. 1, comma 1, legge 6 agosto 2008, n. 133, come successivamente modificato dal decreto-legge 25 settembre 2009 n. 135, convertito con legge 20 novembre 2009 n. 166, che aveva introdotto modifiche sostanziali all'ordinamento vigente in materia di Servizi Pubblici Locali di rilevanza economica, nonché sulla abrogazione dell'art. 154 comma 1 (tariffa del servizio idrico integrato) del D. Lgs. n. 152 del 13 aprile 2006 "Determinazione della tariffa del servizio idrico integrato" limitatamente alla parte "in base all'adeguata remunerazione del capitale investito".

Essendo stato raggiunto il quorum di votanti previsto dalla legge, ed essendosi la maggioranza dei votanti espressa in favore dell'abrogazione, le norme sopra richiamate hanno cessato di avere effetto. In conseguenza dell'esito referendario hanno altresì perso efficacia le disposizioni del D.P.R. 7 settembre 2010, n. 168 (regolamento in materia di servizi pubblici locali di rilevanza economica, a norma dell'art. 23 - bis del decreto-legge n. 112/2008).

L'art. 4 del decreto-legge 13 agosto 2011, n. 138, convertito con legge 14 settembre 2011, n. 148, ha dettato nuove norme di adeguamento della disciplina dei servizi pubblici locali al referendum popolare e alla normativa dell'Unione Europea. La citata norma ha subito ulteriori modificazioni ad opera della legge di stabilità 12 novembre 2011, n. 183 e del decreto-legge n. 1 del 24 gennaio 2012.

La Corte Costituzionale, con sentenza 17-20 luglio 2012, n. 199 (Gazzetta Ufficiale 25 luglio 2012, n. 30 - Prima serie speciale), ha dichiarato l'illegittimità costituzionale dell'art. 4 del decreto legge 13 agosto 2011, n. 138, convertito, con modifiche, dalla legge 14 settembre 2011, n. 148, sia nel testo originario che in quello risultante dalle successive modificazioni, in quanto violava il divieto di ripristino della normativa abrogata dalla volontà popolare desumibile dall'art. 75 della Costituzione. Il citato art. 4 (intitolato "Adeguamento della disciplina dei servizi pubblici locali al referendum popolare e alla normativa dall'Unione europea"), adottato dopo che, con D.P.R. 18 luglio 2011, n. 113, era stata dichiarata l'abrogazione, a seguito di referendum popolare, dell'art. 23-bis del decreto legge n. 112 del 2008 recante la precedente disciplina dei servizi pubblici locali di rilevanza economica, infatti, dettava una nuova disciplina dei servizi pubblici locali di rilevanza economica, che non solo è contraddistinta dalla medesima ratio di quella abrogata, in quanto opera una drastica riduzione delle ipotesi di affidamenti *in house*, al di là di quanto prescritto dalla normativa comunitaria, ma è anche letteralmente riproduttiva, in buona parte, di svariate disposizioni dell'abrogato art. 23-bis e di molte disposizioni del regolamento attuativo del medesimo art. 23-bis contenuto nel D.P.R. n. 168 del 2010. Nonostante l'esclusione dall'ambito di applicazione della nuova disciplina del servizio idrico integrato, risulta evidente l'analogia, talora la coincidenza, della disciplina contenuta nell'art. 4 rispetto a quella dell'abrogato art. 23-bis del decreto legge n. 112 del 2008 e l'identità della ratio ispiratrice.

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

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

21. Gli affidamenti in essere alla data di entrata in vigore del presente decreto non conformi ai requisiti previsti dalla normativa europea devono essere adeguati entro il termine del 31 dicembre 2013

pubblicando, entro la stessa data, la relazione prevista al comma 20. Per gli affidamenti in cui non è prevista una data di scadenza gli enti competenti provvedono contestualmente ad inserire nel contratto di servizio o negli altri atti che regolano il rapporto un termine di scadenza dell'affidamento. Il mancato adempimento degli obblighi previsti nel presente comma determina la cessazione dell'affidamento alla data del 31 dicembre 2013.

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

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

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

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

Codice dei contratti pubblici

Nel corso del 2012 il testo del D. lgs. 163/2006 (Codice dei Contratti Pubblici) è stato oggetto di frequenti integrazioni e modifiche da parte del governo Monti, che con un susseguirsi di decreti legge poi convertiti in legge ha toccato più volte l'articolato normativo. Nel seguito si riportano le novità di maggior impatto nel settore della contrattualistica pubblica.

Legge n. 134/2012: modifica l'art 38 comma 1 lettera a) del codice, prevedendo che per le imprese partecipanti alle gare, non è causa di esclusione la dichiarazione di concordato preventivo c.d. in continuità, (art. 186 bis della legge fallimentare del R.D 267/1942 e s.m.i., figura introdotta dal decreto sviluppo per aiutare le imprese in stato di temporanea difficoltà finanziaria).

Legge n. 135/2012: aggiunge il comma 1-bis all'articolo 2 del codice, prevedendo che, nel rispetto della disciplina comunitaria in materia di appalti pubblici, al fine di favorire l'accesso delle piccole e medie imprese, le stazioni appaltanti devono, ove possibile ed economicamente conveniente, suddividere gli appalti in lotti funzionali. I criteri di partecipazione alle gare devono essere tali da non escludere le piccole e medie imprese. Inoltre, sempre nel “favor” delle PMI, modifica l'art 41 c. 2 stabilendo che sono illegittimi i criteri che fissano, senza congrua motivazione, limiti di accesso connessi al fatturato aziendale.

Legge n. 35/2012: inserisce l'art 6-bis nel codice, istituendo la BANCA DATI NAZIONALE DEI CONTRATTI PUBBLICI. La Banca dati nazionale diventerà obbligatoria con gradualità nel corso del 2013 e permetterà alle Stazioni appaltanti di verificare i requisiti di capacità generale, tecnica ed economico finanziaria tramite accesso diretto delle SA alla banca dati centrale, permettendo l'acquisizione di informazioni e documenti in modo più rapido e certo. Si veda anche la delibera di attuazione dell'AVCP del 24/12/2012.

Legge n. 122/2012: modifica il comma 13 dell'art. 11 (Forma contratto) stabilendo che «Il contratto è stipulato, a pena di nullità, con atto pubblico notarile informatico, ovvero, in modalità elettronica secondo le norme vigenti per ciascuna stazione appaltante, in forma pubblica amministrativa a cura dell'Ufficiale rogante dell'amministrazione aggiudicatrice o mediante scrittura privata».

Determinazione dell'AVCP n. 4 del 10/10/2012: Indicazioni generali per la redazione dei bandi di gara ai sensi degli articoli 64, comma 4-bis e 46, comma 1-bis, del Codice dei contratti pubblici c.d. BANDO-TIPO.

Legge n. 221/2012: prevede che per i bandi di gara pubblicati a decorrere dal 1° gennaio 2013 le spese per la pubblicazione di cui al secondo periodo del comma 7 dell'articolo 66 e al secondo periodo del comma 5 dell'articolo 122 del D. lgs. 163/2006, (spese di pubblicazione dei bandi di gara sulla GURI e sui quotidiani) sono rimborsate alla stazione appaltante dall'aggiudicatario entro il termine di sessanta giorni dall'aggiudicazione. La disposizione va coordinata con la L. 18 giugno 2009, n. 69, che stabilisce che dal 1° gennaio 2013, la pubblicità nei quotidiani non è più obbligatoria.

Infine si segnala la *legge n.190/2012* (legge anti-corruzione) che introduce nuovi obblighi di pubblicità per le P.A., comprese le società partecipate dalla PA, limitatamente alle attività di pubblico interesse; sostituisce l'articolo 241 del D. lgs. 163/2006 in tema di ARBITRATO, rendendolo possibile solo ove autorizzato ed istituisce presso ogni prefettura la c.d. "*White list*" ossia un elenco di fornitori, prestatori di servizi ed esecutori di lavori non soggetti a tentativo di infiltrazione mafiosa. L'elenco, che è soggetto a verifiche periodiche, verrà istituito solo per determinate attività maggiormente esposte a rischio di infiltrazione mafiosa, come il trasporto di materiale a scarica, trasporto e smaltimento rifiuti, estrazione e trasporto di terra e le altre attività elencate al comma 53 dell'art. 1 della legge.

Codice antimafia

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

Il decreto legislativo 15 novembre 2012 n. 218 anticipa l'entrata in vigore del codice antimafia al 12/02/2013. In particolare si evidenziano: eliminazione delle cd "informative atipiche", validità annuale delle informative antimafia, anziché semestrale, ed ottenimento delle comunicazioni antimafia solo dalla Prefettura, non più dalla Camera di Commercio attraverso il certificato camerale.

Robin Hood Tax

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

Lo stesso decreto-legge, all'art. 4, ha abbassato a 2.500 euro il limite, previsto dall'art. 49 del d. lgs. 21/11/2007, n. 231, oltre il quale non è consentito il trasferimento di denaro contante o di libretti di deposito bancari o postali al portatore. Il suddetto limite è stato ulteriormente ridotto a 1.000 euro dall'art. 12 del decreto-legge 6 dicembre 2011, n. 201, convertito in legge 22 dicembre 2011, n. 214.

Distribuzione gas

Con decreto del 19 gennaio 2011 il Ministro dello sviluppo economico ha determinato gli ambiti territoriali nel settore della distribuzione del gas naturale, ai sensi dell'art. 46-bis della legge 29 novembre 2007, n. 222, di conversione del decreto-legge 1° ottobre 2007 n. 159. A completamento dell'iter normativo previsto dal citato art. 46-bis è intervenuto il decreto del Ministro dello sviluppo economico del 12 novembre 2011, n. 226, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 22 del 27 gennaio 2012, che ha approvato il regolamento per i criteri di gara e per la valutazione delle offerte per l'affidamento del servizio di distribuzione gas. In tale regolamento è stabilito che il Comune capoluogo di Provincia sia stazione appaltante per la gestione della gara per l'affidamento delle nuove concessioni di distribuzione a livello di ambito territoriale. Sono anche indicate le date limite entro le quali la Provincia, in assenza del Comune capoluogo, convoca i Comuni d'ambito per l'individuazione della stazione appaltante ovvero da cui decorre il tempo per l'eventuale intervento sostitutivo della Regione. Il termine è fissato in sei mesi dall'entrata in vigore del regolamento (11 febbraio 2012) per gli ambiti di Parma, Reggio Emilia, Torino 1 – Città di Torino, Torino 2 – Impianto di Torino, in 24 mesi per l'ambito Genova 2 – Provincia e in 30 mesi per Genova 1 – Città e Impianto di Genova, in 36 mesi per l'ambito di Piacenza 2 est.

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

In materia è poi intervenuto il Decreto Legge 22 giugno 2012, n. 83 (cosiddetto "Decreto Sviluppo") pubblicato in Gazzetta Ufficiale 26 giugno 2012, n. 147, convertito con modificazioni, dalla L. 7 agosto 2012, n. 134 pubblicata in Gazzetta Ufficiale n. 187 del 11-08-2012.

Con la Delibera 532/2012/R/gas l'Autorità dà attuazione alle disposizioni dell'articolo 4, comma 7 del D.M. Mse 226/2011, predisponendo le schede tecniche per l'invio dei dati sullo stato di consistenza in formato cartaceo, fissando il formato del supporto informatico e stabilendo la data di decorrenza dell'obbligo di utilizzo dell'utilizzo del medesimo formato informatico.

In attuazione delle disposizioni dell'articolo 8, comma 1, del D.M. Mse 226/2011 la delibera 407/2012/R/gas definisce i criteri per la determinazione del corrispettivo una tantum per la copertura degli oneri di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale.

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

Con la delibera 315/2012/R/gas sono state introdotte modifiche alla regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 a conclusione del procedimento avviato al fine di ottemperare alla sentenza del Consiglio di Stato n. 2521/12 e sono altresì approvate le tariffe relative al servizio di distribuzione e misura per gli anni 2009 e 2010.

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

Servizio di misura del gas

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

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

Con la deliberazione 246/2012/R/gas sono stati rideterminati i costi standard per i misuratori di classe G10-G40 e mantenuta al 31/12/2012 la validità delle disposizioni transitorie in materia di obblighi di installazione di misuratori gas della distribuzione, di cui alla deliberazione 193/2012/R/gas.

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

Servizio default

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

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

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

L'AEEG ha proposto appello con istanza di misure cautelari monocratiche contro la sentenza del TAR. Il Consiglio di Stato il 28 gennaio 2013 ha accolto l'appello dell'AEEG in via cautelativa ha sospeso gli effetti della sentenza del Tar Lombardia fissando l'udienza di merito per il 19 febbraio. A seguito della decisione

di sospensiva indicata, AEEG ha ritenuto di pubblicare il giorno 30 gennaio 2013 la delibera 25/2013/R/gas "Disposizioni Urgenti, in attuazione dei decreti monocratici 28 gennaio 2013 del Consiglio di Stato, in materia di servizio di default sulle reti di distribuzione del gas naturale".

Altri provvedimenti da segnalare e che hanno impatti sull'attività di distribuzione del gas:

Delibera 62/2012/R/gas riconoscimento dei maggiori oneri derivanti dalla presenza dei canoni di concessione per la distribuzione del gas naturale.

Delibera 103/2012/R/gas che determina gli obiettivi di miglioramento relativi ai recuperi di sicurezza nella distribuzione gas, per il periodo 2010-2012, per imprese distributrici del gas naturale con più di 50.000 clienti finali e per il periodo 2011-2012 per le imprese distributrici del gas naturale con numero di clienti finali compreso tra 10.000 e 50.000.

Delibera 368/2012/R/gas sono stati determinati gli incentivi e le penalità relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale, per l'anno 2010, per 45 imprese distributrici del gas naturale con più di 50.000 clienti finali.

Delibera 83/2012/E/gas è stato dato avvio alla campagna di controlli telefonici, relativa al rispetto della disciplina in materia di pronto intervento gas, per l'anno 2012.

Distribuzione di Energia Elettrica

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

Tali attività sono:

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

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

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

- a) riconosce con criterio parametrico il capitale di media e bassa tensione al 2007 investito dell'impresa;
- b) riconosce puntualmente per impresa il suo capitale effettivo per l'alta tensione e per gli incrementi dal 2008;
- c) riconosce i costi operativi d'impresa secondo un coefficiente di modulazione dei costi medi nazionali stabilito con parametri AEEG rapportati alle variabili di scala 2010 dell'impresa;
- d) mantiene la perequazione misura;
- e) abroga la perequazione dei costi commerciali, coprendo differentemente i costi medi nazionali tra i distributori che hanno costituito separata società di vendita e quelli che non hanno provveduto;
- f) conferma le regole di aggiornamento del capitale investito, aumentando il WACC (rendimento medio ponderato del costo di capitale) dal 7% del 2008-2011 al 7,6% per il capitale investito al 31 dicembre 2011 e all'8,6% per i successivi incrementi patrimoniali (l'1% in più vuole compensare il ritardo di due anni nel riconoscimento tariffario degli incrementi patrimoniali);
- g) conferma le regole di aggiornamento dei costi operativi con i meccanismi dei recuperi di efficienza (*x-factor*) fissati al 2,8% per la distribuzione e al 7,1% per la misura;
- h) individua una componente di misura che copre i misuratori elettromeccanici non ancora completamente ammortizzati ma sostituiti (per la del. 292/06) e consente di richiedere l'anticipazione di tali ricavi per tutto il periodo regolatorio;
- i) conferma ed estende i tipi di investimento maggiormente incentivati, che sono:
 - trasformatori a basse perdite nelle cabine di trasformazione MT/BT: +1,5% per 8 anni;

- progetti pilota (*smart grid*): +2% per 12 anni;
 - rinnovo e potenziamento delle reti in media tensione nei centri storici: +1,5% per 12 anni;
 - potenziamento delle capacità di trasformazione delle cabine primarie nelle aree critiche, individuate secondo criteri stabiliti dall'AEEG: +1,5% per 12 anni;
 - progetti pilota relativi a sistemi di accumulo: +2% per 12 anni;
- j) modifica la struttura della tariffa di riferimento, da cui scompaiono le parti variabili (quota energia per i clienti non domestici e quota energia più quota potenza per i clienti domestici) e rimane la parte fissa (per punto di prelievo): si arriva quindi ad un costo unitario per punto di prelievo (POD), con l'unica eccezione dell'illuminazione Pubblica (tariffa composta dalla sola quota energia).

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

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

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

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

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

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

Per la qualità tecnica, invece, si segnalano:

- a) nuove cause di secondo livello per le interruzioni senza preavviso;
- b) ulteriori informazioni nell'elenco delle segnalazioni e chiamate telefoniche (registrazione vocale, codice della linea coinvolta, etc...);
- c) nuovi livelli specifici di continuità per utenti MT, definiti sulle interruzioni lunghe più brevi annue;
- d) penalità/indennizzi a favore degli utenti MT calcolati usando la potenza effettivamente interrotta, a partire dal 2013;
- e) CTS per clienti non certificati calcolato in funzione della potenza disponibile;
- f) incentivo alla riduzione del numero di utenti MT con numero di interruzioni superiore ai livelli specifici;
- g) incentivo alla riduzione del numero di utenti MT con consegna su palo e con potenza disponibile in prelievo inferiore o uguale a 100 kW;
- h) nuovi livelli minimi e massimi della tensione di fornitura in BT e MT;
- i) monitoraggio della qualità della tensione sulle semisbarre MT di cabina primaria e registrazione dei buchi di tensione.

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

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

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

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

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

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

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

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

- a) la corretta contabilizzazione e valorizzazione economica dell'energia prelevata da ciascun utente del dispacciamento;
- b) il contenimento dell'impatto economico ed amministrativo per gli utenti del dispacciamento dovuto alle rettifiche delle misure (impattano sia sull'utente del dispacciamento titolare dei punti con misure rettificate sia sugli altri utenti del dispacciamento tramite il prelievo residuo di area e il segno dello sbilanciamento aggregato zonale);
- c) la semplificazione contabile ed amministrativa per Terna e i distributori nel trattamento delle rettifiche e nella determinazione delle associate partite economiche.

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

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

- a) garantendo la neutralità della gestione delle infrastrutture essenziali per lo sviluppo di un mercato concorrenziale;
- b) impedendo discriminazioni tra gli operatori del mercato nell'accesso alle informazioni sensibili e nell'utilizzo delle infrastrutture;

- c) separando le attività svolte in regime di concorrenza dalle attività regolate (quelle di gestione delle infrastrutture), evitando il trasferimento incrociato di risorse e di costi.

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

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

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

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

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

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

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

Vendita di energia elettrica

Delibera 36/2012/E/com

Introduce misure, nell'erogazione di compensazioni a carico della Cassa conguaglio per il settore elettrico, in caso di inottemperanza agli obblighi previsti dal TIU (Allegato A alla deliberazione n. 11/07) in materia di *unbundling*.

Delibera 99/2012/R/eel

Il provvedimento modifica l'attuale disciplina del sistema indennitario al fine di definire specifiche procedure in caso di mancato pagamento del corrispettivo relativo a morosità pregresse da parte del cliente finale (CMOR). Il provvedimento stabilisce altresì un apposito trattamento delle comunicazioni del cliente finale aventi ad oggetto l'applicazione dello stesso corrispettivo.

Delibera 195/2012/R/eel

Approva la disciplina semplificata per il funzionamento del sistema indennitario di cui alla deliberazione ARG/elt 191/09, così come modificata ai fini di recepire le nuove procedure previste in caso di mancato pagamento del corrispettivo CMOR da parte del cliente finale. Il provvedimento effettua altresì alcune modifiche al sistema indennitario al fine di recepire le osservazioni prevenute alla consultazione della disciplina semplificata.

Delibera 122/2012/R/eel

Il provvedimento proroga il termine per il completamento della regolazione relativa alla compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica (bonus elettrico) per i clienti in gravi condizioni di salute di cui al decreto interministeriale 28 dicembre 2007 in applicazione del decreto del Ministro della Salute 13 gennaio 2011.

Delibera 153/2012/R/com

Il provvedimento introduce misure per la prevenzione del fenomeno dei contratti e attivazioni di forniture di energia elettrica e/o di gas naturale non richiesti dal cliente finale, e per consentire il ripristino della situazione antecedente l'attivazione non richiesta.

Delibera 194/2012/R/com

Il provvedimento aggiorna il Glossario contenente i principali termini utilizzati nei documenti di fatturazione, al fine di tenere conto della variazione della terminologia introdotta da nuovi provvedimenti regolatori.

Delibera 258/2012/R/com

provvede a modificare e integrare il testo integrato monitoraggio *retail* (TIMR) al fine di effettuare alcune precisazioni, nonché di modificare alcuni degli indicatori relativi alla esigibilità del credito, tenuto conto che i dati di base afferenti a tali indicatori non sono ancora stati richiesti ai soggetti obbligati ai sensi dell'articolo 3, del TIMR.

Delibera 260/2012/E/com

Istituzione del Servizio conciliazione clienti energia e approvazione della disciplina di prima attuazione.

Delibera 301/2012/R/eel

La presente deliberazione prevede il coordinamento testuale del TIV (Testo integrato vendita) e della nuova regolazione introdotta in materia di tariffe dal TIT (Testo integrato trasmissione e distribuzione) nonché la semplificazione del TIV alla luce dell'evoluzione normativa in materia di servizi di vendita di energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia.

Delibera 350/2012/R/eel

Il provvedimento introduce modifiche alla disciplina della regolazione relativa alla compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica (bonus elettrico) per i clienti in gravi condizioni di salute di cui al decreto interministeriale 28 dicembre 2007 in applicazione al decreto del Ministero della Salute 13 gennaio 2011.

Delibera 441/2012/R/eel

Il provvedimento dispone misure urgenti in tema di erogazione del servizio di maggior tutela nei confronti di utenze domestiche che siano state erroneamente servite in salvaguardia.

Delibera 475/2012/E/com

Il provvedimento integra la deliberazione 21 giugno 2012, 260/2012/E/com, istituendo un elenco degli operatori aderenti a procedure di conciliazione.

Delibera 548/2012/E/com

Il provvedimento ha approvato il nuovo Regolamento dello Sportello per il consumatore di energia per lo svolgimento delle attività afferenti al trattamento dei reclami e modifica il Regolamento disciplinante le modalità di copertura degli oneri relativi allo Sportello.

Vendita Gas*Delibera 260/2012/E/com e successiva 475/2012/E/com*

In riferimento alle previsioni di cui all'articolo 7, comma 6 e all'articolo 44, comma 4 del D. lgs. 93/2011 è stato istituito il servizio di conciliazione dei clienti di energia.

Delibera 548/2012/E/com

Il provvedimento ha approvato il nuovo Regolamento dello Sportello per il consumatore di energia per lo svolgimento delle attività afferenti al trattamento dei reclami.

Delibera 16/2012/R/gas

In attuazione del decreto legge 1/2012, in merito ai prezzi di riferimento del gas naturale per i clienti vulnerabili, la delibera si pone ad integrazione del procedimento avviato con deliberazione ARG/gas

77/11, finalizzato a definire un intervento di riforma delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela.

Delibera 19/2012/R/gas

Il provvedimento prevede il riconoscimento, al Fornitore di ultima istanza, delle condizioni economiche per l'erogazione del relativo servizio, nell'anno termico 2010-2011. Tale riconoscimento è previsto dalla deliberazione ARG/gas 131/10, che ha definito i criteri per l'effettuazione delle procedure di selezione del fornitore di ultima istanza con riferimento al citato anno termico.

Il riconoscimento ha la finalità di dare copertura economica alla differenza tra quanto offerto in sede di procedura e le condizioni economiche effettivamente applicate ai clienti finali, cui è stato erogato il servizio. Si stima che i volumi forniti dal Fornitore di ultima istanza, nell'anno termico 2010-2011, siano stati circa 8.000.000 Smc.

Delibera 90/2012/R/gas

Proroga al 31 maggio 2012 del termine per la comunicazione dei dati relativi agli ammontari di compensazione, erogati dai distributori ai venditori di gas naturale e trasferiti ai clienti finali, con riferimento ai consumi dei soggetti che beneficiano dei bonus gas per l'anno 2010.

Delibera 153/2012/R/com

Introduzione di misure per la prevenzione del fenomeno dei contratti e attivazioni di forniture di energia elettrica e/o di gas naturale non richiesti dal cliente finale, e per consentire il ripristino della situazione antecedente l'attivazione non richiesta.

Delibera 194/2012/R/COM

Aggiornamento del Glossario contenente i principali termini utilizzati nei documenti di fatturazione, al fine di tenere conto della variazione della terminologia introdotta da nuovi provvedimenti regolatori.

Delibera 353/2012/R/gas (Art. 22 D.lgs164/00 come modificato dall'articolo 7 del D.lgs 93/11 – DM Sviluppo Economico 3 agosto 2012)

La Delibera definisce le procedure ad evidenza pubblica per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza per l'anno termico 2012 - 2013. Nel provvedimento, alla luce dell'ampliamento dei clienti aventi diritto, vengono altresì modificate le condizioni di erogazione del servizio nonché definito il meccanismo di reintegrazione per i clienti non disalimentabili.

Concessioni di grande derivazione ad uso idroelettrico

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

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

Il decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito, con modificazioni, in legge 7 agosto 2012, n. 134, hanno introdotto alcune modifiche alla normativa sulle concessioni. La durata delle future concessioni, da rilasciare a seguito di procedura di gara, sarà variabile, secondo criteri da stabilire in un emanando decreto interministeriale d'intesa con la Conferenza Stato-Regioni, da venti a trent'anni, in rapporto agli investimenti ritenuti necessari. Nella scelta della migliore offerta per l'affidamento della concessione si avrà riguardo prevalentemente all'offerta economica per l'acquisizione della risorsa idrica e all'aumento dell'energia prodotta o della potenza installata. Per le concessioni già scadute e per quelle in scadenza entro il 2017, la gara sarà indetta entro due anni dalla data dell'entrata in vigore del decreto interministeriale che fisserà i criteri e la nuova concessione decorrerà dal quinto anno successivo alla scadenza originaria e comunque non oltre il 31 dicembre 2017. Al nuovo concessionario sarà trasferita dal concessionario uscente la titolarità del ramo di azienda relativo all'esercizio della concessione, comprensivo di tutti i rapporti giuridici afferenti alla concessione. Per i beni materiali rientranti nel ramo

di azienda il corrispettivo per il concessionario uscente sarà determinato sulla base del valore di mercato inteso come valore di ricostruzione a nuovo diminuito nella misura dell'ordinario degrado, salvo che per le opere devolvibili, per le quali è dovuto un importo determinato sulla base del metodo del costo storico rivalutato, calcolato al netto dei contributi pubblici in conto capitale, anch'essi rivalutati, eventualmente ricevuti dal concessionario, diminuito nella misura dell'ordinario degrado.

Servizio Idrico Integrato

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

La Legge n. 42 del 2010 ha disposto (mediante inserimento del comma 186 bis nella L. 23.12.2009 n. 191) la soppressione delle Autorità d'Ambito Territoriali Ottimali decorso un anno dall'entrata in vigore di tale legge; tale termine è stato prorogato al 31 marzo 2011 dal decreto mille proroghe (D.L. 29 dicembre 2010, n. 225), e nuovamente prorogato al 31 dicembre 2012 dal DL 29.12.2011 n. 216 (mille proroghe).

A seguito della soppressione delle AATO, introdotta dal Parlamento in sede di conversione del decreto legge 25 gennaio 2010 n. 2, dopo una breve parentesi nel corso della quale le attività di gestione e vigilanza sui servizi idrici sono state affidate all'Agenzia nazionale di vigilanza sulle risorse idriche, le funzioni attinenti alla regolazione e al controllo dei servizi idrici sono state trasferite all'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas con il DL 201/2011 convertito con Legge 22/12/2011 n. 214, il quale ha altresì precisato che tali funzioni "vengono esercitate con i medesimi poteri attribuiti all'Autorità stessa dalla legge 14 novembre 1995, n. 481".

In tal senso vanno menzionate:

- la Delibera 585/2012/R/idr Approvazione del metodo tariffario transitorio per il calcolo delle tariffe per gli anni 2012 e 2013 per tutte le gestioni, ad esclusione dei gestori CIPE e delle Regioni/Province Autonome Valle d'Aosta, Trento e Bolzano La metodologia proposta non determina le tariffe, ma definisce i criteri per la loro quantificazione e anticipa le linee generali di quella definitiva, prevista a partire dal 2014. L'Autorità ha previsto che nella fase transitoria sia mantenuta un'articolazione tariffaria per gestore/ambito analoga alla preesistente;
- la Delibera 586/2012/R/idr con la quale è stata approvata una Direttiva in merito ai contenuti minimi e alla trasparenza della bolletta del Servizio idrico integrato con l'obiettivo di migliorarne la leggibilità e la comprensione.

In data 1° febbraio 2012, l'Autorità per l'energia ha approvato altresì uno specifico provvedimento per la definizione dei criteri di calcolo degli importi da restituire agli utenti finali, corrispondenti alla remunerazione del capitale investito e versati nelle bollette dell'acqua nel periodo post referendum, dal 21 luglio al 31 dicembre 2011. La decisione è conseguente al parere che l'Autorità stessa aveva richiesto al Consiglio di Stato sull'esatta decorrenza temporale dei propri poteri in tema di tariffe dell'acqua.

Per individuare la quota parte della tariffa da restituire agli utenti finali con riferimento al periodo compreso fra il 21 luglio e il 31 dicembre 2011, l'Autorità intende seguire i criteri già utilizzati per la definizione del c.d. Metodo Tariffario Transitorio, di cui alla citata delibera 585/2012 che copre il biennio 2012-2013, all'interno del quale già si sono considerati gli effetti del referendum abrogativo. Tali criteri sono anche confermati nel parere 267/13 del Consiglio di Stato quando si afferma che, anche nell'ambito dell'intervento di restituzione debba comunque essere assicurato il rispetto del principio del *full cost recovery*.

Servizio gestione rifiuti

Il decreto-legge n. 216 del 29 dicembre 2011 (cosiddetto "decreto milleproroghe") ha disposto il rinvio al 31 dicembre 2012 della soppressione delle Autorità d'Ambito Territoriale competenti per la gestione del servizio idrico integrato e del ciclo di gestione dei rifiuti.

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

La normativa di carattere generale applicabile al settore dei Servizi di Gestione Integrata Rifiuti, è contenuta a livello nazionale nel dl n. 138/2011 convertito in legge 14 settembre 2011 n. 148, come ulteriormente modificato dal dl. 24 gennaio 2012 n. 1, nel Codice dell'Ambiente (d.lgs. 152/2006, e s.m.i.) e ed a livello regionale dalle L. R. Emilia Romagna n. 25/99, n. 10/2008 e n. 23/2011.

Poiché per le Autorità d'Ambito Territoriale per la gestione delle risorse idriche e per la gestione integrata dei rifiuti urbani di cui agli articoli 148 e 201 del D. Lgs. n. 152/2006 (c.d. Codice ambiente) è prevista la cessazione al 31.12.2012, è stato attribuito alle Regioni il compito di conferire con legge le funzioni già esercitate da detti organismi nel rispetto dei principi di sussidiarietà, differenziazione e adeguatezza.

Si segnala che la Regione Emilia Romagna ha già provveduto in tal senso con la legge n. 23 del 23 dicembre 2011 "Norme di organizzazione territoriale delle funzioni relative ai servizi pubblici locali dell'ambiente" istituendo l'Agenzia Territoriale dell'Emilia Romagna per i servizi idrici e rifiuti cui partecipano tutti i comuni e le province della Regione, cui spettano le funzioni di regolazione per l'intero territorio regionale. Tale Agenzia (ATERSIR) è entrata in funzione nel corso dell'anno 2012.

Si evidenzia inoltre che il termine di entrata in operatività del sistema Sistri, già differito con il Decreto Milleproroghe (DL 216/2011) al 31.12.2012, è stato sospeso sino ad una data indefinita e comunque non successiva sino al 30.06.2013, per effetto del DL 83/2012 convertito in legge 7 agosto 2012, n. 134, disponendosi altresì la sospensione del pagamento del contributo per l'anno 2012.

Sistema tariffario relativo ai servizi ambientali

Ai sensi dell'art. 238 del Decreto Ambiente, chiunque possieda o detenga a qualsiasi titolo locali, o aree scoperte ad uso privato o pubblico non costituenti accessorio o pertinenza dei locali medesimi, a qualsiasi uso adibiti, esistenti nelle zone del territorio comunale, che producano rifiuti urbani, è tenuto al pagamento di una tariffa.

La tariffa costituisce il corrispettivo per lo svolgimento del servizio di raccolta, trattamento e smaltimento dei rifiuti solidi urbani

La tariffa per la gestione dei rifiuti è commisurata alle quantità e qualità medie ordinarie di rifiuti prodotti per unità di superficie, in relazione agli usi e alla tipologia di attività svolte, tenendo conto anche di indici reddituali articolati per fasce di utenza e territoriali.

La tariffa è determinata dalle Agenzie d'Ambito ed è applicata e riscossa dai soggetti affidatari del servizio di gestione integrata.

Nella determinazione della tariffa è prevista la copertura anche di costi accessori relativi alla gestione dei rifiuti urbani quali, ad esempio, le spese di spazzamento delle strade.

La tariffa è composta da:

- una quota determinata in relazione alle componenti essenziali del costo del servizio, riferite in particolare agli investimenti per le opere ed ai relativi ammortamenti; nonché
- da una quota rapportata alle quantità di rifiuti conferiti, al servizio fornito e all'entità dei costi di gestione, in modo che sia assicurata la copertura integrale dei costi di investimento e di esercizio.

Nel 2009, in seguito a ricorsi presentati da alcuni cittadini, la questione della tariffa rifiuti di cui all'art. 49 del D. Lgs. 22/1997 (TIA 1) è stata sottoposta a giudizio della Corte Costituzionale che ha stabilito che la TIA aveva natura tributaria come la TARSU e non era una vera tariffa per mancanza di corrispondenza tra il servizio reso e l'importo dovuto e quindi non poteva essere assoggettata ad IVA.

Con il D.L. 78/2010 veniva stabilito, in via interpretativa che la tariffa era un'entrata patrimoniale quindi soggetta ad IVA facendo però riferimento alla TIA 2 (ex art. 238 D.Lgs. 152/2006).

Posizione quest'ultima ribadita anche dal Dipartimento delle politiche fiscali con circolare n.3/2010 che ribadiva l'applicabilità delle IVA sia sulla TIA 1 che sulla TIA 2 per analogia di criteri di determinazione. La Corte di Cassazione con sentenza 3756/2012 ha smentito la tesi del Dipartimento delle politiche fiscali, stabilendo la natura tributaria sia della TIA1 (ex art.49 D. LGS. 22/1997) che della TIA 2 (ex art. 238 D Lgs. 152/2006).

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

Il tributo in oggetto è a carico di chiunque possieda, occupi o detenga a qualsiasi titolo locali o aree scoperte, adibiti a qualsiasi uso, suscettibili di produrre rifiuti urbani.

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

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

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

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

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

Certificati Verdi, Titoli di efficienza energetica e Ets

Certificati Verdi

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

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

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

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

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

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

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

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

Il 3 marzo 2011 è stato emanato il D. Lgs. 28/2011 in attuazione della direttiva 2009/29/CE sulle fonti rinnovabili. Tra i punti di maggiore impatto per Iren si evidenziano quelli relativi al Titolo V sui regimi di sostegno:

- Il decreto, per quel che riguarda l'elettricità, dispone che gli impianti che entreranno in esercizio dopo il 31 dicembre 2012 saranno incentivati con un sistema “feed in” diversificato per fonte e per scaglioni

di potenza per gli impianti fino a 5 MW, mentre quelli al di sopra di tale soglia avranno diritto a un incentivo assegnato tramite aste al ribasso gestite dal GSE;

- Sono previsti incentivi anche per la produzione di energia termica da fonte rinnovabile;
- Gli impianti in esercizio e quelli che entreranno in esercizio fino al 31/12/2012 avranno diritto ai CV. Tutti gli impianti che beneficiano dei CV saranno poi convertiti al sistema "feed in" a partire dal 2016. Per le modalità attuative si rimanda a un decreto Mse - Min. Ambiente, sentita l'Autorità, da adottare entro sei mesi dall'entrata in vigore del D.Lgs;
- Il GSE ritirerà tutti i CV (al 78% del valore determinato con il meccanismo attuale) fino alla loro estinzione. La novità più rilevante è che anche i CV TRL saranno ritirati dal GSE ad un prezzo pari a quello medio di mercato del 2010;
- Per il resto il decreto interviene sulle autorizzazioni (con un regime semplificato), la cui applicazione potrà essere estesa agli impianti fino a 1 MW, sulle regolamentazioni tecniche e sulla promozione delle Fer nell'edilizia e del biometano nei trasporti. Il decreto contiene inoltre norme per lo sviluppo delle reti di trasmissione e distribuzione nonché per il collegamento degli impianti di produzione di biometano alla rete del gas fino alle reti di teleriscaldamento/teleraffrescamento.
- Nel mese di luglio sono stati pubblicati due importanti e attesi DM di attuazione del D. Lgs. 28/2011:
 - Decreto ministeriale 5 luglio 2012 - Incentivi per energia da fonte fotovoltaica
 - Decreto ministeriale 6 luglio 2012 - Incentivi per energia da fonti rinnovabili elettriche non fotovoltaiche (idroelettrico, geotermico, eolico, biomasse, biogas).

I Decreti pongono le basi per uno sviluppo ordinato e sostenibile delle energie rinnovabili, allineando gli incentivi ai livelli europei e adeguandoli agli andamenti dei costi di mercato delle tecnologie (calati radicalmente nel corso degli ultimi anni). Si introduce inoltre un sistema di controllo e governo dei volumi installati e della relativa spesa complessiva (aste per impianti grandi e registri per impianti di taglia media).

In linea con le previsioni della precedente normativa, il nuovo sistema per il fotovoltaico è entrato in vigore 45 giorni dopo il superamento della soglia di 6 miliardi di incentivi per il fotovoltaico (registrato il 13 luglio 2012 – entrata in vigore il 27 agosto 2012), e il 1 gennaio 2013 per il non fotovoltaico, per il quale è previsto comunque un periodo transitorio di 4 mesi. In particolare sono previsti:

- un ampliamento del budget di spesa, per un totale di 500 Milioni di Euro annui - pari a ulteriori 10 Miliardi di Euro di spesa su 20 anni - suddivisi tra Fotovoltaico (200 Milioni) e Non-Fotovoltaico (300 Milioni);
- una forte semplificazione delle procedure per l'iscrizione ai registri;
- l'innalzamento delle soglie di accesso ai registri per tutte le categorie rilevanti. In particolare, per il fotovoltaico, vengono esentati dai registri gli impianti a concentrazione, quelli innovativi e quelli realizzati da Amministrazioni pubbliche, oltre a quelli in sostituzione di amianto fino a 50 KW. Inoltre, sono esentati gli impianti tra 12 e 20 KW che richiedono una tariffa ridotta del 20%;
- un premio per gli impianti fotovoltaici realizzati in sostituzione di coperture in amianto e per quelli con preponderante uso di componenti europei;
- un incremento degli incentivi per alcune specifiche tecnologie che presentano una forte ricaduta sulla filiera nazionale, ad esempio: geotermico innovativo, fotovoltaico a concentrazione e innovativo;
- una rimodulazione dei termini di pagamento dei certificati verdi;
- la conferma della priorità di accesso al registro per gli impianti realizzati dalle aziende agricole.

Infine, con la pubblicazione del DM 28/12/12, il c.d. decreto "Conto Termico", si dà attuazione al regime di sostegno introdotto dal decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 per l'incentivazione di interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili.

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

Il meccanismo di incentivazione è rivolto a due tipologie di soggetti:

- Amministrazioni pubbliche;
- Soggetti privati, intesi come persone fisiche, condomini e soggetti titolari di reddito di impresa o di reddito agrario.

Gli interventi incentivabili si riferiscono a:

- A. interventi di incremento dell'efficienza energetica (efficientamento dell'involucro di edifici esistenti - coibentazione pareti e coperture, sostituzione serramenti e installazione schermature solari)
- B. interventi di piccole dimensioni relativi a impianti per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e sistemi ad alta efficienza (sostituzione di impianti esistenti per la climatizzazione invernale con impianti a più alta efficienza - caldaie a condensazione - sia alla sostituzione o, in alcuni casi, alla nuova installazione di impianti alimentati a fonti rinnovabili - pompe di calore, caldaie, stufe e camini a biomassa, impianti solari termici anche abbinati a tecnologia *solar cooling* per la produzione di freddo).

Le Amministrazioni pubbliche possono richiedere l'incentivo per entrambe le categorie di interventi (categoria A e categoria B). I soggetti privati possono accedere agli incentivi solo per gli interventi di piccole dimensioni relativi a impianti per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e sistemi ad alta efficienza (categoria B).

Per gli interventi di incremento dell'efficienza energetica l'incentivo consiste in un contributo pari al 40% della spesa ammissibile sostenuta. Per gli interventi di piccole dimensioni di produzione di energia termica da fonti rinnovabili e di sistemi ad alta efficienza, il decreto predispone schemi di calcolo specifici per tecnologia, in base a coefficienti di valorizzazione dell'energia prodotta e alla producibilità presunta di energia termica dell'impianto/sistema installato, in funzione della taglia e della zona climatica.

Sono tuttora in corso contatti con il Ministero per lo Sviluppo Economico e dell'Ambiente per supportare la stesura del decreto ministeriale attuativo previsto dal D. Lgs. 28/2011 e ancora mancante che dovrà definire le modalità di erogazione del sostegno allo sviluppo di reti di teleriscaldamento.

La Delibera 11/2012/R/efr, ai fini della definizione del prezzo di collocamento sul mercato dei certificati verdi per l'anno 2012, quantifica il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica, registrato nell'anno 2011, in 74,72 €/MWh.

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

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

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

Titoli di efficienza energetica

Il D. Lgs. 79/99 e il D. Lgs. n. 164/00 hanno introdotto l'obbligo rispettivamente per i distributori di energia elettrica e di gas (con almeno 100.000 clienti a fine 2001) di incrementare l'efficienza energetica degli usi finali di energia. Due decreti ministeriali del 20 luglio 2004 hanno fissato gli obiettivi di risparmio energetico annuale nazionale dei due settori (quantificati in *tep*) per gli anni 2005-2009 e un decreto ministeriale del 21 dicembre 2007 ha aggiornato gli obiettivi per il 2008-2009, fissato i nuovi obiettivi per il 2010-2012 ed esteso l'obbligo anche ai distributori con almeno 50.000 clienti alla data del 31 dicembre di due anni antecedenti a ciascun anno d'obbligo. Delibere annuali dell'AEEG fissano gli obiettivi dei singoli distributori elettrici e gas (del. EEN 35/08 per gli obiettivi 2009 e del. EEN 25/09, come rettificata dalla EEN 1/10, per gli obiettivi 2010).

I decreti del 20 luglio 2004 prevedono che i distributori tenuti alla realizzazione del risparmio energetico consegnino annualmente all'AEEG un quantitativo di "titoli di efficienza energetica" (TEE) o "Certificati bianchi" pari al loro obbligo di risparmio energetico. I TEE, di valore unitario 1 tep, sono rilasciati dal Gestore del Mercato Elettrico (a seguito della certificazione dei risparmi da parte dell'Autorità) a favore dei distributori, delle società controllate dai distributori, delle società operanti nel settore dei servizi energetici (ESCO, *energy service companies*) e dal 2008 anche delle società con *energy manager* ai sensi della legge 10/91 a fronte della realizzazione di progetti di incremento di efficienza energetica. Rientrano tra tali tipologie di progetto gli interventi che diminuiscono le quantità di energia primaria necessarie a soddisfare le richieste energetiche dei clienti oppure che riducono i consumi energetici delle apparecchiature installate presso l'utenza e gli interventi di sostituzione degli apparecchi che utilizzano energie fossili con apparecchi che utilizzano fonti rinnovabili. Se i TEE ottenuti dagli interventi realizzati non sono sufficienti per adempiere all'obbligo, i distributori obbligati possono acquistare sul mercato dei TEE la quantità mancante di certificati, offerta da altri distributori, dalle società controllate dai distributori e dalle ESCO e dalle società con *energy manager* ai sensi della legge 10/91. I metodi di valutazione del risparmio energetico conseguito dai singoli interventi realizzati e la disciplina del procedimento per il riconoscimento degli effetti pregressi conseguiti con progetti realizzati nel periodo 2001-2004 sono indicati all'interno delle Linee Guida, emanate dall'Autorità (delibera n. 103/03, modificata con delibere n. 200/04, n. 123/07 ed EEN 1/09) come previsto dai decreti ministeriali del 20 luglio 2004.

Facendo seguito a una serie di consultazioni, nel corso del 2008 l'Autorità ha emanato nuove delibere che hanno modificato alcune schede di rendicontazione dei risparmi energetici (EEN 4/08), aggiornato il valore del fattore di conversione MWh/tep (EEN 3/08), stabilito la dimensione minima dei progetti per i nuovi soggetti obbligati e per le società con *energy manager* (EEN 34/08), introdotto l'obbligo di registrazione dei contratti di scambio bilaterali di TEE (EEN 5/08) e adottato una nuova formula per calcolare annualmente l'entità del contributo tariffario a favore dei soggetti obbligati (EEN 36/08). Nel corso del 2009, l'Autorità ha stabilito il valore del contributo tariffario per l'anno 2010 (EEN 21/09) e, in seguito a consultazione, ha emanato delibere per l'aggiornamento (EEN 17/09) e per l'introduzione (EEN 2/10) di schede tecniche di rendicontazione dei risparmi. Con la delibera EEN 09/10 l'Autorità ha approvato tre nuove schede tecniche relative a sistemi centralizzati per la climatizzazione di edifici, piccola cogenerazione e sistemi di teleriscaldamento nel settore civile.

Nel triennio 2010-2012, in particolare, si è osservato il costante incremento degli obblighi annuali di conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico imposti ad AEM Torino Distribuzione in qualità di distributore di energia elettrica. In considerazione delle criticità di adempimento agli obblighi da parte degli operatori espresse ripetutamente presso gli enti competenti, sono state oggetto di consultazione alcune proposte dell'AEEG per modificare il meccanismo dei TEE (DCO 43/10 e tavolo tecnico previsto da EEN 7/11) che ha determinato l'emissione di nuove linee guida (EEN 9/11 in sostituzione dell'all. A - del. 103/03) e che prevedono in sintesi le seguenti novità:

- introduzione del coefficiente di durabilità che tiene conto dei casi in cui la vita tecnica degli interventi supera la vita utile definita ai sensi della normativa vigente (ossia il periodo di riconoscimento dei TEE) e che viene utilizzato come fattore moltiplicativo dei risparmi riconosciuti nell'arco della vita utile degli interventi in modo da valorizzare anche i risparmi generati oltre al periodo di riconoscimento dei TEE; il valore della vita tecnica, della vita utile e il coefficiente di durabilità sono indicati nella tab. 2 delle Linee guida per raggruppamenti di tipologie di intervento e costituiscono un riferimento generale (in casi particolari, e con adeguata giustificazione, se ne potranno usare di diversi nelle proposte di progetto e programma di misura - PPPM);
- riduzione della dimensione minima dei progetti a 20, 40 e 60 tep rispettivamente per progetti standardizzati, analitici e a consuntivo, indipendentemente dalla tipologia del soggetto titolare;
- inserimento nell'elenco della tabella 2 delle Linee guida di una nuova categoria inerente gli interventi di efficientamento delle reti elettriche e del gas naturale;
- possibilità di applicare un premio del 2% ad alcune tipologie di progetto standardizzato se accompagnato da campagne finalizzate a informare i clienti finali sulle corrette modalità di utilizzo degli apparecchi e dispositivi;
- possibilità di applicare metodi di valutazione a consuntivo anche a progetti costituiti da interventi per i quali sono disponibili metodi di valutazione standardizzati o analitici, purché la scelta sia motivata e i progetti siano costituiti da interventi valutabili con metodi diversi.
- obbligo di presentare le RVC (richieste di verifica e certificazione) entro 180 giorni dalla data di avvio del progetto standardizzato o analitico;

- obbligo di iniziare la contabilizzazione dei risparmi conseguiti da progetti analitici o a consuntivo entro il 24° mese successivo alla data di prima attivazione (definita come la prima data nella quale almeno uno dei clienti partecipanti inizia a beneficiare di risparmi energetici);
- obbligo di conservare la documentazione per un periodo di tempo pari alla vita tecnica degli interventi inclusi nel progetto.

La nuova disciplina verrà applicata a tutti i progetti già presentati all'AEEG, con riferimento ai risparmi conseguiti a partire dalla data di entrata in vigore delle nuove Linee guida, e in particolare:

- nel caso di progetti a consuntivo, nella RVC presentata dopo l'entrata in vigore delle Linee guida dovranno essere indicate anche la categoria di intervento, il valore di vita tecnica e il valore del coefficiente di durabilità;
- nel caso di progetti analitici, le RVC presentate dopo l'entrata in vigore delle Linee guida si baseranno sulle schede tecniche aggiornate;
- nel caso di progetti standardizzati, l'incremento di TEE derivante dall'applicazione delle nuove Linee guida e delle schede tecniche aggiornate alle emissioni trimestrali ancora spettanti verrà riconosciuto anticipatamente e in un'unica soluzione (entro il 30 aprile 2012). Questo dovrebbe far aumentare in modo significativo la quantità di TEE disponibili sul mercato;
- infine, l'AEEG, sul proprio sito web, integrerà l'elenco delle società di servizi energetici che hanno ottenuto TEE con l'aggiunta di informazioni relative al numero di RVC presentate e alla ripartizione per tipologia di TEE ottenuti, nonché sull'eventuale ottenimento della certificazione UNI-CEI 11352 (requisiti delle ESCO).

Le nuove linee guida, in sinergia con quanto previsto dal D. Lgs. 28/2011 sulle fonti rinnovabili, potrebbero ridurre l'attuale divario tra gli obblighi fino al 2012 (molto elevati) e i TEE disponibili (limitati), attraverso i seguenti interventi:

- approvazione delle nuove schede standard redatte dall'Enea,
- raccordo del periodo di diritto dei certificati con la vita utile dell'intervento,
- equiparazione dei risparmi nei trasporti ai risparmi di gas,
- riduzione degli obblighi in virtù di risparmi da efficientamento delle reti elettriche e gas.

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

- la definizione di "obiettivi" (nazionali, in tep) DIVERSI da "obblighi" (di settore, in TEE);
- la definizione di un trend degli obblighi 2013 e 2014 più contenuto rispetto al passato;
- i TEE dovuti dai distributori sono tep moltiplicati per il coefficiente "tau" con valore medio 2,5;
- gli obblighi sono al netto dei TEE da CAR;
- possibile teorico aumento degli obblighi per eccesso di TEE anche presso i distributori;
- riduzione degli obblighi grazie agli interventi di efficientamento reti;
- in assenza di nuovi obblighi post-2016 il GSE continuerà a ritirare i TEE a un prezzo standard e non saranno più impediti nuove RVC;
- nuove linee guida sui TEE emanate dal Ministero a valle di consultazione con vigore dal 2014;
- dal 2014 accederanno ai certificati bianchi solo i progetti ancora da realizzarsi o quelli in corso di realizzazione (sarà possibile recuperare gli interventi fatti nel passato solo fino al 31 dicembre 2013);
- ampliamento dei soggetti e minori vincoli per l'accesso ai progetti da parte delle imprese che ricorrono alla legge 10/91 e alla ISO 50001;
- i "grandi progetti" avranno un canale preferenziale e un possibile maggiore riconoscimento dei TEE se in aree metropolitane;
- AEEG definirà un valore massimo del contributo tariffario;
- obbligo minimo del 50% (non più 60%) per il 2013 e 2014;
- la compensazione del residuo avverrà in due anni (non più uno solo) per il 2013-2016;
- AEEG definirà le modalità di calcolo della sanzione;
- più verifiche, specie per i progetti da oltre 3.000 tep/anno;
- dal 2013 AEEG passa al GSE la gestione del meccanismo dal punto di vista operativo;
- approvazione di 18 nuove schede.

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

Emission trading system

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

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

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

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

Ogni anno i gestori degli impianti regolati dalla direttiva 2003/87/CE sono tenuti a restituire un numero di quote corrispondenti alle emissioni reali prodotte.

L'eventuale surplus di quote (differenza positiva tra le quote assegnate ad inizio anno e le emissioni effettivamente immesse in atmosfera) potrà essere accantonato o venduto sul mercato, mentre il deficit potrà essere coperto attraverso l'acquisto delle quote. Gli Stati membri dovranno quindi assicurare la libera circolazione delle quote di emissioni all'interno della Comunità Europea consentendo lo sviluppo effettivo del mercato Europeo dei diritti di emissione.

Con riferimento al periodo 2008 – 2012, il 27 novembre 2008 il Comitato nazionale di gestione e attuazione della direttiva 2003/87/CE ha approvato la Deliberazione 20/2008 che dà esecuzione alla Decisione di Assegnazione delle quote di CO₂ per il periodo 2008-2012 a seguito dell'approvazione del PNA da parte della Commissione Europea.

Ad aprile 2012 il Comitato Nazionale per la gestione della Direttiva 2003/87CE ha approvato, ai sensi dell'articolo 2, comma 1 della Legge n° 111/2010, la Deliberazione n° 8/2012, che determina le quote di CO₂ per gli impianti "Nuovi Entranti" ai quali non sono state assegnate quote a titolo gratuito. Nell'elenco allegato alla Deliberazione sono indicate le quote di CO₂ spettanti per gli anni 2010, 2011 e 2012, per l'impianto di via Diete di Roncaglia a Piacenza, n° di Autorizzazione 1617. Con Deliberazione n. 563/2012/R/EFr l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha riconosciuto all'impianto di produzione di calore di via Diete di Roncaglia:

- 2.518 quote 2010 (pari a 37.132,31 € di crediti spettanti);
- 10.245 quote 2011 (pari a 134.004,60 € di crediti spettanti).

In relazione alla raccolta dei dati necessari per determinare la quantità di quote di gas serra da assegnare a titolo gratuito per il periodo post-2012 ai sensi della Decisione 2011/278/CE, il Comitato Nazionale Emission Trading ha approvato il 5 luglio 2012 la deliberazione n. 18/2012 "*Avvio della consultazione pubblica sulle misure nazionali d'attuazione di cui all'art. 11, paragrafo 1 della Direttiva 2003/87/CE*". Con tale deliberazione sono stati predisposti sia l'elenco degli impianti soggetti all'*Emissions Trading* con le relative assegnazioni di quote gratuite, sia l'elenco degli impianti aderenti alla clausola dell'*opt out* (esclusione dal sistema ETS per impianti di piccole dimensioni e a determinate condizioni) e relative emissioni consentite. Il documento è stato sottoposto a consultazione pubblica fino al 20 luglio 2012.

Il 27 luglio 2012 il Comitato Nazionale ha approvato la Deliberazione n. 20/2012 con cui vengono approvate e notificate le assegnazioni gratuite delle quote di CO₂ per gli impianti esistenti ricadenti nel sistema nel periodo 2013-2020. La lista degli impianti, le rispettive assegnazioni e l'elenco degli impianti in "*opt out*" sono stati inviati alla Commissione europea che dovrà valutare la proposta italiana, così come quelle degli altri Stati membri della UE. La decisione finale delle quote assegnate a titolo gratuito per il periodo 2013-2020 a tutti gli impianti UE spetta alla Commissione europea. Il rilascio effettivo delle quote verrà invece effettuato annualmente dagli Stati membri entro il 28 febbraio, come già previsto dal sistema vigente.

Con la Delibera 08/11/2012 466/2012/R/eel vengono riconosciuti ai produttori di CIP 6 gli oneri derivanti dalla direttiva 2003/87/CE per l'anno 2011.

CONCESSIONI E AFFIDAMENTI

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

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

Distribuzione Gas naturale

Area Genovese

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

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

Area Torinese

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

Il Comune di Torino, con deliberazione del Consiglio Comunale del 23 gennaio 2000 n. 63, ha approvato:

(i) il testo della Convenzione relativa al "servizio gas" e l'affidamento della medesima ad Italgas ed il successivo trasferimento alla costituenda AES Torino S.p.A.;

(ii) l'autorizzazione a trasferire alla costituenda AES Torino S.p.A. il ramo di azienda di AEM Torino relativo alla distribuzione del teleriscaldamento, con connesso subentro della medesima ad AEM Torino nella titolarità della Convenzione stipulata con il Comune stesso il 28 novembre 1996, con scadenza 31 dicembre 2036. A seguito di conferimenti di rami di azienda, con efficacia dal 31 ottobre 2006 l'attività di vendita del calore è stata trasferita a Iride (ora Iren) Mercato S.p.A. e l'attività di produzione del calore è stata trasferita a Iride (ora Iren) Energia S.p.A.

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

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

Area Emiliana

Il servizio di distribuzione del gas metano nelle province emiliane è gestito da Iren Emilia S.p.A.. Si segnala che gli affidamenti in essere sono attualmente in regime di *prorogatio* in attesa della indizione delle gare ad evidenza pubblica il cui termine è fissato ai sensi del DM 226/2011 (c.d. Decreto Criteri).

Altre Aree territoriali

Il Gruppo Iren opera inoltre in numerose altre realtà del territorio Italiano in forza di affidamenti o concessioni rilasciati dai comuni competenti a società a capitale misto in cui partecipa direttamente o indirettamente tramite società del Gruppo.

Di seguito se ne indicano le principali.

- Provincia di Ancona / Macerata - ASTEA S.p.A. (controllata al 21,32% dal Consorzio G.P.O. partecipato al 62,35% da Iren Emilia): Comuni di Osimo (AN) Recanati (MC), Loreto (AN) e Montecassiano (MC)
- Comune di Vercelli - ATENA S.p.A. (partecipata al 40% da Zeus S.p.A. controllata al 100% da Iren Emilia): affidamento nel 1999 con scadenza 31/12/2010
- Provincia di Livorno - ASA S.p.A. (partecipata al 40% da AGA S.p.A. controllata al 95,09% da Iren Emilia): Comuni di Livorno, Castagneto Carducci, Collesalveti, Rosignano Marittima e San Vincenzo
- Scadenza 31/12/2010

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

Vendita gas naturale

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

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

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

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

Settore Energia elettrica

AEM Torino Distribuzione S.p.A. gestisce nella Città di Torino il servizio pubblico di distribuzione dell'energia elettrica in forza di concessione ministeriale rilasciata dal Ministro dell'Industria Commercio e Artigianato ad AEM Torino S.p.A. in data 8 maggio 2001 e trasferita – ex art. 38 L. 340/00 – alla predetta AEM Torino Distribuzione con decreto di voltura del Ministro delle Attività Produttive del 23 febbraio 2004. Detta concessione ha termine di scadenza al 31 dicembre 2030.

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

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

AEM Torino Distribuzione S.p.A. distribuisce l'energia elettrica nel Comune di Parma. Ai sensi del Decreto Bersani, le imprese distributrici hanno l'obbligo di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche nonché le Delibere emanate dall'AEEG in materia di tariffe, contributi ed oneri. Le imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore del Decreto Bersani continuano a svolgere il servizio di distribuzione sulla base di concessioni rilasciate entro il 31 marzo 2001 dal Ministro dell'Industria, del commercio e dell'artigianato e aventi scadenza il 31 dicembre 2030. Allo scadere di tale termine, il servizio è affidato sulla base di gare da indire, nel rispetto della normativa nazionale e comunitaria in materia di appalti pubblici, non oltre il quinquennio precedente la medesima scadenza. Al fine di razionalizzare la distribuzione dell'energia elettrica, è rilasciata una sola concessione di distribuzione per ambito comunale. La concessione per l'esercizio dell'attività di distribuzione di energia elettrica nel Comune di Parma, già attribuita all'AMPS S.p.A. e successivamente confluita in ENIA S.p.A., è stata volturata alla AEM Torino Distribuzione S.p.A., mantenendo la medesima scadenza al 31 dicembre 2030, con Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 22 settembre 2010.

Servizio idrico integrato

Area Genovese

Iren Acqua Gas è titolare dell'affidamento della gestione del servizio idrico integrato (acquedotto, fognatura, depurazione) nei 67 comuni della Provincia di Genova per un totale di 880.000 abitanti serviti. L'affidamento è stato attribuito con Decisione dell'Autorità dell'ATO Genovese in data 13 giugno 2003 n.8. Con L.R. Liguria num. 39 del 28/10/2008 è stata disciplinata l'organizzazione del servizio idrico integrato nel rispetto dei principi fissati dalla normativa comunitaria e nazionale, sono stati individuati sul territorio gli Ambiti territoriali ottimali per la Regione Liguria, tra cui quello di Genova, coincidente con il territorio della rispettiva provincia e sono state istituzionalizzate per ciascun Ambito e Autorità d'ambito territoriale.

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

- di prendere atto, approvandola, della *“Relazione conclusiva sull'andamento della rinegoziazione delle condizioni contrattuali con il gestore unico, Iride Acqua Gas S.p.A., di cui alle decisioni della Conferenza dei Sindaci n. 9 del 17.12.2008, n. 5 del 12.05.2009 e n. 7 del 26.06.2009” predisposta dalla Segreteria tecnica, sottoscritta per impegno da parte del Gestore ed allegata alla presente decisione per formarne parte integrante e sostanziale;*
- di dare atto che, conseguentemente, ai sensi dell'art. 4, V comma, Legge Regionale 39/2008, si è conclusa la rinegoziazione della convenzione e che pertanto si è realizzata la condizione prevista dallo stesso art. 4, V comma, Legge Regionale 39/2008;
- di determinare, in forza del più volte richiamato art. 4, V comma, Legge Regionale 39/2008, la data di cessazione della concessione esistente, rilasciata ad A.M.G.A. s.p.a. (oggi Iride Acqua Gas S.p.a.) con decisioni di questa Conferenza n. 8 del 13 giugno 2003 e n. 16 del 22 dicembre 2003, al 31 dicembre 2032;
- di dare atto che la gestione del Servizio Idrico Integrato continuerà con le attuali modalità organizzative ed operative e mediante il ricorso a tutte le Società già operanti sul territorio provinciale;
- di approvare il Piano d'Ambito e il disciplinare tecnico sulla gestione degli investimenti e dei lavori, allegati al presente atto
- (omissis..)”

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

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

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

Area Emiliana

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

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

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

Sulla base della normativa della Regione Emilia Romagna (art. 10, per i servizi idrici della L.R. n. 25/99, come modificata dalla L.R. n. 1/2003), le convenzioni del servizio idrico integrato prevedono una durata decennale degli affidamenti, fatta eccezione per la convenzione dell'ATO di Parma che, sulla base dell'art. 113, comma 15-bis, del T.U.E.L., fissa la scadenza dell'affidamento al 30 giugno 2025, in virtù della cessione del 35% del capitale di AMPS effettuata nel 2000 dal Comune di Parma con procedura ad evidenza pubblica.

Con delibera di giunta regionale n. 1690/11, adottata in attuazione della L.23/12/2009 n. 191, art. 2 c.186 bis dei provvedimenti in tema di SPL, la Regione Emilia-Romagna ha disposto la continuazione delle gestioni in corso, nonché la continuità, il livello di qualità e la possibilità di sviluppo del servizio idrico integrato e del servizio gestione rifiuti urbani e assimilati per il periodo 2012-2013-2014.

Per quanto attiene al regime della proprietà dei beni connessi alla gestione dei servizi idrici, in ottemperanza delle disposizioni in vigore, contestualmente al processo di fusione che aveva dato vita ad Enia, AGAC, AMPS e TESA hanno provveduto a incorporare il rispettivo patrimonio del Servizio Idrico Integrato, facendolo confluire in Agac Infrastrutture S.p.A., Parma Infrastrutture S.p.A. e Piacenza Infrastrutture S.p.A. (c.d. società degli asset) a totale partecipazione degli Enti Locali soci.

Le società degli asset mettono a disposizione del Gruppo Iren tutto il patrimonio scorporato relativo alla gestione del SII, a fronte di un contratto e del pagamento dei canoni disposti rispettivamente dagli ATO di Reggio Emilia, Parma e Piacenza.

In esito alle operazioni di riorganizzazione previste dal processo di fusione di Enia S.p.A. in Iride S.p.A., con effetto dal 1° luglio 2010 la gestione dei SII negli ATO di Parma e Reggio Emilia è stata trasferita in capo a Iren Acqua Gas. Questa si avvale, sul piano operativo, delle strutture di cui dispone Iren Emilia anche per il tramite delle Società Operative Territoriali dalla stessa controllate.

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

Altre Aree territoriali

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

ATO Toscana Costa – ASA S.p.A. (partecipata al 40% di AGA S.p.A. controllata al 95,09% da Iren Emilia) Servizio idrico integrato in Comune di Livorno ed altri della Provincia.

Ambito Territoriale Marche Centro- Macerata (ATO3). ASTEA S.p.A. (partecipata al 21,82% da Consorzio GPO a sua volta controllato al 62,35% Iren Emilia) limitatamente ai Comuni di Recanati – Loreto – Montecassiano, – Osimo, Potenza Picena, Porto Recanati.

Ambito territoriale Biellese Casalese Vercellese: ATENA S.p.A. (partecipata al 40% da ZEUS S.p.A. a sua volta controllato al 100% da Iren Emilia (per l'area Vercellese).

Comune di Ventimiglia: ALGA S.p.A. (partecipata al 49% Iren Acqua Gas).

Comune di Imperia: AMAT S.p.A. (partecipata al 48% Iren Acqua Gas).

Ambito Territoriale Alessandrino: ACOS S.p.A. (partecipata al 25% Iren Emilia) per il Comune di Novi Ligure – ASMT Servizi Pubblici S.p.A. (partecipata al 44,76% Iren Emilia) per il Comune di Tortona.

Settore ambientale

Il Gruppo Iren tramite la società Iren Emilia S.p.A. presta i servizi ambientali sulla base degli affidamenti disposti dagli enti Locali regolati dalle Convenzioni stipulate con le ATO competenti. La tabella che segue riporta i dati relativi alle convenzioni in essere nel territorio in cui opera il Gruppo:

ATO	Regime	Data di stipula	Data di scadenza
Reggio Emilia	Convenzione ATO/gestore	10 giugno 2004	31 dicembre 2011(*)
Parma	Convenzione ATO/gestore	27 dicembre 2004	31 dicembre 2014
Piacenza	Convenzione ATO/gestore	18 maggio 2004	31 dicembre 2011(*)

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

Sulla base della normativa della Regione Emilia Romagna (art. 16, per i servizi ambientali, della L.R. 25/99, come modificata dalla L.R. n. 1/2003), le convenzioni prevedono una durata decennale degli Affidamenti. Anche per il servizio gestione rifiuti si applicano le scadenze previste dal legislatore nazionale con L. 221/2012 e dal legislatore regionale.

Settore Servizi al Comune di Torino

Iride Servizi S.p.A., dal 31/10/2006, è subentrata, per effetto di conferimento di ramo di azienda nell'ambito del processo di riorganizzazione societaria connesso alla fusione per incorporazione di AMGA S.p.A. in AEM Torino S.p.A., ad AEM Torino S.p.A.:

- nella titolarità della Convenzione stipulata con il Comune di Torino il 28/11/1996, efficace dal 01/01/1997, ed avente ad oggetto l'affidamento, con scadenza 31/12/2036, della gestione del servizio pubblico di illuminazione pubblica e semaforico nel comune di Torino;
- nella titolarità dell'affidamento, con scadenza il 31/12/2014, del servizio di gestione degli impianti termici comunali (deliberazione del Consiglio Comunale di Torino n. 111/94 e conseguente Disciplinare del 30/11/2000);
- nella titolarità dell'affidamento, con scadenza il 31/12/2014, del servizio di gestione degli impianti elettrici e speciali degli edifici comunali (deliberazione del Consiglio Comunale di Torino in data 29/11/1999 e convenzione stipulata in data 21/12/1999 efficace dal 01/01/2000).

Con deliberazione del 3 novembre 2010 la Giunta Comunale di Torino ha individuato Iride Servizi S.p.A. quale affidataria, ai sensi dell'art. 218 del Codice dei contratti pubblici (d. lgs. n. 163/2006) dei servizi di manutenzione degli impianti termici e degli impianti elettrici e speciali degli edifici comunali fino al 31 dicembre 2017.

GESTIONE FINANZIARIA

Scenario di riferimento

Nel corso dell'anno 2012, è proseguito il trend di ribasso dei tassi di interesse ripreso dal secondo semestre 2011. La Banca Centrale Europea, dopo aver rialzato nel corso del 2011 il tasso di riferimento all'1,5%, ha poi abbassato il tasso di riferimento fino all'attuale 0,75% con tre interventi attuati a novembre 2011, dicembre 2011 e luglio 2012.

Esaminando l'andamento del tasso euribor a sei mesi, si rileva una fase ribassista iniziata a metà 2011 e proseguita durante tutto l'anno 2012 che ha portato all'attuale livello dello 0,3%. Le quotazioni dei tassi fissi, riflessi nei valori dell'IRS a 5 e 10 anni, nel corso del 2012 hanno conosciuto anch'essi una fase ribassista con nuovi minimi storici, a inizio anno 2013 si è peraltro registrata una breve fase di crescita dei tassi a termine.

Attività svolta

Nel corso del 2012 è proseguita l'attività volta a consolidare la struttura finanziaria del Gruppo Iren. L'evoluzione dei fabbisogni finanziari viene monitorata attraverso una attenta pianificazione finanziaria, che consente di prevedere la necessità di nuove risorse finanziarie tenuto conto dei rimborsi dei finanziamenti in essere, dell'evoluzione dell'indebitamento tenuto conto degli investimenti, dell'andamento del capitale circolante e dell'equilibrio delle fonti tra breve e lungo termine.

Il modello organizzativo adottato dal Gruppo Iren prevede, ai fini dell'ottimizzazione finanziaria per le società del gruppo, l'adozione di una gestione accentrata in Iren delle operazioni di tesoreria, delle operazioni di finanziamento a medio/lungo termine e del monitoraggio e gestione del rischio finanziario. Iren intrattiene rapporti con i principali Istituti di Credito Italiani e Internazionali al fine di ricercare le forme di finanziamento più adatte alle proprie esigenze e le migliori condizioni di mercato.

Passando più dettagliatamente alle operazioni di finanziamento compiute nel 2012, si evidenzia che nel mese di giugno sono stati perfezionati ed utilizzati nuovi finanziamenti a medio termine per complessivi 120 milioni di euro, precisamente 50 milioni di euro con BBVA, 30 milioni di euro con Banca Popolare dell'Emilia Romagna e 40 milioni di euro con Mediobanca.

A fine anno 2011 e inizio 2012 sono stati sottoscritti con Banca Europea per gli Investimenti nuovi finanziamenti per complessivi 440 milioni di euro con durata fino a 15 anni, per l'utilizzo di tali finanziamenti è richiesta la garanzia di enti accettati da BEI. Una prima tranche di 100 milioni è stata utilizzata entro il 2011 e ulteriori 282 milioni, in quattro tranche, sono stati utilizzati nel corso dell'anno 2012. L'utilizzo dei residui 58 milioni è previsto nel primo semestre 2013.

Nel primo trimestre 2013 è stato inoltre stipulato ed utilizzato un nuovo finanziamento con Cassa Depositi e Prestiti per 100 milioni di euro con durata 15 anni.

I nuovi finanziamenti sono stati concessi in particolare a supporto del programma di investimenti e consentono di mantenere un adeguato equilibrio tra esposizione finanziaria a breve e lungo termine del Gruppo. Al 31 dicembre 2012 sul totale indebitamento finanziario netto di Gruppo il debito per mutui e put bond rappresenta una quota pari al 96% e l'indebitamento finanziario netto a medio lungo termine rappresenta una quota pari al 81%, tale percentuale tiene conto della classificazione nelle Attività finanziarie a lungo dei crediti verso il Comune di Torino.

Nell'ambito del Gruppo, la società AES Torino (consolidata al 51%) ha ottenuto nel mese di giugno 2012 un nuovo finanziamento bancario per 20 milioni di euro, inoltre a fine anno 2012 ha perfezionato ed utilizzato la linea di complessivi 55 milioni di euro finanziata da Banca Europea per gli Investimenti e intermediata da Intesa Sanpaolo. La società OLT Offshore LNG Toscana (consolidata al 41,71%) ha ottenuto nel corso del 2012 nuovi finanziamenti dai soci Iren Mercato (finanziata da Iren nell'ambito della finanza accentrata di gruppo) ed E.On in quote paritarie e per complessivi 81 milioni di euro; il totale finanziamento soci alla società OLT a supporto degli investimenti risulta pari a 601 milioni di euro al 31 dicembre 2012.

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

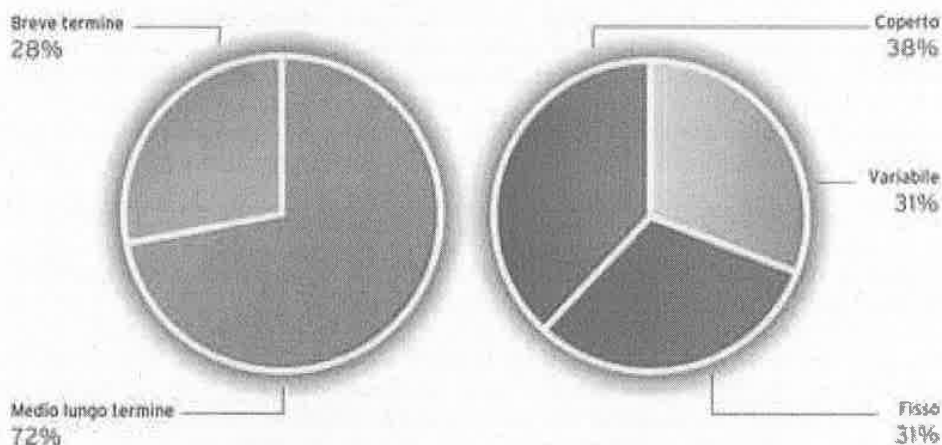
Nel 2012 è stato stipulato un nuovo contratto di Basis Swap per 40 milioni di euro con validità per l'anno 2013 e primo semestre 2014. La finalità di questa tipologia di contratti è quella di consentire uno scambio tra due tassi variabili, nel caso specifico Euribor 1 mese contro Euribor 6 mesi, tale scambio consente di perfezionare le coperture rischio tasso esistenti e di ridurre lo spread annuo.

Al 31 dicembre 2012 la quota di debito a tasso variabile non coperta con strumenti di derivato tasso è pari al 27% delle posizioni di mutuo e al 30% dell'indebitamento finanziario netto consolidato, in linea con l'obiettivo del Gruppo Iren di mantenere un equilibrato rapporto tra posizioni a tasso variabile e posizioni a tasso fisso o comunque protette da significativi rialzi del tasso di interesse.

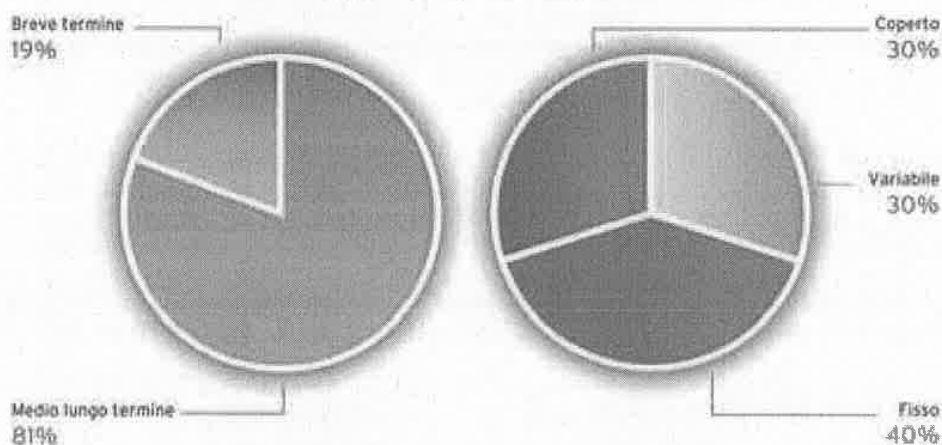
Indebitamento finanziario
netto per scadenza

Indebitamento finanziario
netto per tipologia tasso

Situazione al 31/12/2011



Situazione al 31/12/2012



RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

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

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

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

SISTEMI INFORMATIVI

L'attività svolta nel 2012 ha visto a livello di Gruppo la prosecuzione delle attività di consolidamento e ottimizzazione applicativo ed infrastrutturale delle diverse società.

Tra le attività di maggiore rilevanza realizzate dal Gruppo Iren si segnalano quelle legate all'unificazione dei sistemi informativi a supporto della distribuzione Energia completando l'integrazione della rete di distribuzione EE di Parma nel rispetto dei vincoli previsti dall'unbundling: il progetto consentirà, oltre agli efficientamenti dovuti al consolidamento applicativo, un migliore gestione dei processi della distribuzione elettrica oltre ai benefici dovuti al miglioramento dei processi fatturazione.

Vanno inoltre segnalati il completamento e la messa in esercizio del sistema per la cessione rotativa del credito, che consentirà una gestione integrata e massiva delle cessioni ai factor selezionati, fornendo un importante contributo alla gestione della Posizione Finanziaria del Gruppo.

Sempre nell'area commerciale è stato avviato il nuovo sistema per la gestione e l'amministrazione della clientela commerciale sull'area Genovese realizzando il primo passo del percorso di unificazione di relativi applicativi.

Nel settore ambientale sono state realizzate iniziative di automazione dei centri di raccolta (isole ecologiche) e la gestione, la misura e la fatturazione dei rifiuti raccolti con la modalità "porta a porta"; è stato inoltre migliorato il processo di accettazione e pesa dei veicoli della raccolta con l'introduzione di un sistema di riconoscimento automatico della targa dei veicoli oltre alle iniziative necessarie all'adeguamento dei sistemi ai nuovi regimi tributari previsti dal settore.

E' stato completato nel corso del 2012 il nuovo sistema di telecontrollo delle reti di distribuzione dei fluidi (gas e acqua) con l'integrazione in una stessa piattaforma di gestione di tutte le tipologie di periferiche presenti sugli impianti e l'unificazione sostanziale del Telecontrollo-Centro Chiamate di Emergenza per il territorio emiliano. Analogamente si è proceduto con interventi strutturali sul contact center di Torino con il potenziamento dell'integrazione con la gestione delle segnalazioni dei guasti.

Interventi di adeguamento dei sistemi transazionali dell'area genovese sono stati poi realizzati per far fronte alle esigenze di omogeneizzazione di processi gestiti da Iren Acqua Gas anche per le società partecipate e in relazione alle maggiori esigenze informative del Gruppo e a quelle interne anche alla luce dei requisiti regolatori previsti dall'AEEG per il settore idrico.

Ancora, sono state implementate soluzioni sia per la gestione del personale, con la messa a disposizione di servizi via intranet ai dipendenti, sia per il monitoraggio e controllo dei costi, con l'implementazione di un DWH dedicato.

Sotto il profilo delle infrastrutture si infine è proceduto al potenziamento dei data center di Genova e al consolidamento e potenziamento dei data center di Torino e dell'area emiliana.

RISK MANAGEMENT

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

Per ciascuna delle seguenti tipologie di rischio:

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

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

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

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

Nell'ambito del Gruppo Iren è stata costituita la Direzione "Risk Management", posta alle dipendenze dell'Amministratore Delegato, a cui sono state formalmente demandate le seguenti attività:

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

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

Di seguito si riporta una sintesi della modalità di gestione dei rischi del Gruppo.

1. RISCHI FINANZIARI

L'attività del Gruppo Iren è esposta a diverse tipologie di rischi finanziari tra le quali, rischi di liquidità, rischio cambio e rischi di variazione nei tassi di interesse. Nell'ambito dell'attività di Risk Management, al fine di limitare i rischi di cambio e di variazione dei tassi di interesse, il Gruppo utilizza contratti di copertura seguendo un'ottica non speculativa.

a) Rischio di liquidità

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

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. Al 31 dicembre 2012 gli affidamenti bancari a breve termine utilizzati dalla Capogruppo sono pari a 269 milioni di euro.

Attraverso i rapporti che Iren intrattiene con i principali Istituti di Credito Italiani e Internazionali vengono ricercate le forme di finanziamento più adatte alle proprie esigenze e le migliori condizioni di mercato.

Nel corso del 2012 al Gruppo Iren sono stati erogati nuovi finanziamenti a medio-lungo termine per complessivi 440 milioni di euro, di cui 402 milioni di euro a favore della Capogruppo. Il dettaglio delle attività svolte in tale ambito e delle singole operazioni è riportato al paragrafo Gestione Finanziaria.

Si evidenzia che al 31.12.2012 il debito residuo per mutui risulta contrattualizzato per il 42% a tasso fisso e per il 58% a tasso variabile.

In merito al rischio di liquidità che potenzialmente deriva dalle clausole contrattuali che legittimano le controparti a ritirare il finanziamento al verificarsi di determinati eventi (rischio *default* e *covenants*), si segnala che le clausole inserite nei contratti di finanziamento che fanno capo a Iren sono rispettate; in particolare per alcuni contratti di finanziamento a medio lungo termine di Iren è previsto l'impegno a rispettare indici finanziari (*covenants* finanziari quali Debito/EBITDA, EBITDA/Oneri finanziari), con verifica annuale. Sono inoltre previsti altri impegni quali la clausola di *Change of Control*, che prevede il mantenimento del controllo del Gruppo Iren da parte degli Enti Locali in modo diretto o indiretto, clausole di *Negative Pledges*, per effetto delle quali la società si impegna a non costituire garanzie reali oltre un limite specificato, e la clausola *Pari Passu* che riserva alle banche finanziatrici un trattamento paritario rispetto a quello spettante agli altri creditori non garantiti.

Anche i contratti di finanziamento a medio lungo termine di alcune società del Gruppo prevedono il rispetto di indici finanziari (Posizione Finanziaria Netta/EBITDA, Posizione Finanziaria Netta/Patrimonio Netto) che risultano soddisfatti.

b) Rischio di cambio

Fatta eccezione per quanto riportato nell'ambito del rischio energetico, il Gruppo Iren non è particolarmente esposto al rischio di cambio.

c) Rischio tassi di interesse

Il Gruppo Iren è esposto alle fluttuazioni dei tassi d'interesse soprattutto per quanto concerne la misura degli oneri finanziari relativi all'indebitamento. La strategia del Gruppo Iren è quella di limitare l'esposizione al rischio di crescita del tasso di interesse, mantenendo al contempo un costo della provvista contenuto.

Con un'ottica non speculativa, i rischi connessi alla crescita dei tassi di interesse vengono monitorati e, se ritenuto opportuno, ridotti o eliminati stipulando con controparti finanziarie di elevato *standing creditizio*, appositi contratti (*swap* e *collar*) che perseguono esclusivamente finalità di copertura dei flussi finanziari (*cash flow hedge*). Alla data del 31 dicembre 2012 tutti i contratti stipulati, volti a limitare l'esposizione al rischio di oscillazione del tasso di interesse, sono stati classificati come *cash flow hedge*, in quanto soddisfano i requisiti per l'applicazione dell'*hedge accounting*.

Il *fair value* complessivo dei suddetti contratti di copertura su tassi di interesse al 31 dicembre 2012 è negativo per 59.767 migliaia di euro.

I contratti di copertura stipulati, congiuntamente con i finanziamenti a tasso fisso, permettono di coprire dal rischio di crescita dei tassi di interesse circa il 70% dell'indebitamento finanziario netto, in linea con l'obiettivo del gruppo Iren di mantenere un equilibrato rapporto tra posizioni a tasso variabile e posizioni a tasso fisso o comunque protette da significativi rialzi del tasso di interesse.

Al fine di consentire una completa comprensione dei rischi di variazione dei tassi di interesse a cui è soggetto il Gruppo è stata condotta un'analisi di sensitività degli oneri finanziari netti e delle componenti valutative dei contratti finanziari derivati al variare dei tassi di interesse riportata nel paragrafo V, Risk Management delle note al bilancio consolidato.

Nel corso delle Commissioni Financial Risk, si verifica il rispetto dei limiti imposti dalla policy per quanto riguarda le principali metriche e si analizzano la situazione di mercato, l'andamento dei tassi di interesse, il valore delle coperture stipulate e la rispondenza alle condizioni imposte dai covenant.

2. RISCHIO DI CREDITO

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

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

Per controllare il rischio di credito, la cui gestione operativa è demandata alle singole funzioni territoriali, sono state definite metodologie per il monitoraggio ed il controllo dei crediti oltre alla definizione di strategie atte a ridurre l'esposizione creditizia tra le quali l'analisi di solvibilità dei Clienti in fase di acquisizione attraverso un'accurata analisi del merito creditizio finalizzata a contenere il rischio di insolvenza, l'affidamento di crediti di Clienti cessati e/o attivi a società di recupero crediti esterne e la gestione del contenzioso legale dei crediti relativi ai servizi erogati con l'introduzione di nuove modalità di recupero.

La politica di gestione dei crediti commerciali e gli strumenti di valutazione del merito creditizio, nonché le attività di monitoraggio e recupero, sono differenziate in relazione alle diverse tipologie di clientela e per fasce dimensionali di consumo.

Al fine di rafforzare la capacità di analisi e monitoraggio dei crediti, nel corso degli ultimi anni sono stati introdotti, nuovi strumenti volti all'acquisizione d'informazioni commerciali e delle esperienze di pagamento dei Clienti, alla gestione operativa del recupero del credito scaduto, facendo ricorso all'outsourcing delle attività di sollecito telefonico per alcuni segmenti di clientela. Il Gruppo sta inoltre completando il progetto "contatori elettronici" con lo scopo di migliorare la tempestività dei distacchi e comprimerne i costi.

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

Per altre tipologie di servizio (quali idrico, gas naturale, energia elettrica maggior tutela), in ottemperanza alle disposizioni normative che ne regolano l'attività, è previsto il versamento di un deposito cauzionale fruttifero, che viene rimborsato qualora il Cliente utilizzi, come modalità di pagamento, la domiciliazione bancaria/postale con l'addebito sul conto corrente.

Le condizioni di pagamento generalmente applicate alla clientela sono riconducibili alla normativa o ai regolamenti vigenti, ed in linea con gli standard del mercato libero; in caso di mancato pagamento si procede con l'addebito degli interessi di mora nella misura indicata nei contratti di somministrazione e stabiliti dalla vigente normativa.

Il Gruppo, a seguito del perdurare dell'attuale situazione economica, ha migliorato il controllo sui rischi di credito attraverso il rafforzamento delle procedure di monitoraggio e reportistica, al fine di trovare in modo tempestivo possibili contromisure a fronte delle cause individuate.

Gli accantonamenti ai fondi svalutazione crediti riflettono, in maniera accurata, i rischi di credito effettivi attraverso la mirata quantificazione dell'accantonamento che prevede l'estrazione dalle banche dati dei singoli importi componenti il credito da esigere e la loro analisi, in relazione soprattutto all'anzianità, nonché al confronto con i dati storici delle perdite su crediti ed alla determinazione del tasso medio di morosità.

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

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

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

3. RISCHIO ENERGETICO

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

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

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

Nei mesi di novembre e dicembre 2011, a copertura del portafoglio energetico del 2012, sono state stipulate operazioni di derivato su commodity (Commodity swap su indice Gas Release 07) per un nozionale complessivo di 1,7 TWh e due operazioni di derivato su cambio (Average Rate Forward) per 105.000 mila USD. Un ulteriore derivato su cambio è stato stipulato a febbraio 2012 per 25.000 mila USD con validità gli ultimi quattro mesi del 2012.

Nei mesi di novembre e dicembre 2012, a copertura del portafoglio energetico del 2013, sono state stipulate operazioni di derivato su commodity (Commodity swap su indice Gas Release 07) per un nozionale complessivo di 2 TWh. Sempre nel mese di dicembre sono poi stati stipulati ulteriori swap su indice Gas Release 07 per 0,5 TWh abbinati ad operazioni di swap su PUN per pari nozionale che conseguono l'obiettivo di stabilizzare il margine.

Il Fair Value dei contratti in essere al 31 dicembre 2012 è complessivamente negativo e pari a 3.905 migliaia di euro.

Nell'ambito della società Iren Mercato è stata avviata un'attività di Trading che prevede negoziazioni di contratti fisici e finanziari sul mercato elettrico e di contratti finanziari direttamente sulle commodities sottostanti. I contratti possono essere riferiti a diversi indici (PUN, ITEX, Itmix, BINE) e a negoziazioni su IDEX.

I contratti che originano tale attività sono classificati in un apposito Portafoglio di Trading il cui fair value totale al 31 dicembre 2012 è pari a -77 migliaia di euro.

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

4. RISCHI OPERATIVI

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

a. Rischi normativi e regolatori

Il quadro normativo e regolatorio è soggetto a possibili variazioni nel tempo, costituendo pertanto una potenziale fonte di rischio. In merito esistono strutture interne al Gruppo Iren, dedicate al continuo

monitoraggio della legislazione di riferimento al fine di valutarne e per quanto possibile mitigarne gli effetti.

b. Rischi strategici

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

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

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

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

c. Rischio impianti

In relazione alla consistenza degli asset di produzione del Gruppo il rischio impianti viene gestito con l'approccio metodologico sopra descritto al fine di allocare correttamente le risorse in termini di azioni di controllo e prevenzione (manutenzione preventiva/predittiva, sistemi di controllo e supervisione, piani di emergenza e continuità, etc.).

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

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

d. Rischi informatici

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

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

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

e. Rischio congiunturale

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

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

Secondo il Bollettino Economico della Banca d'Italia, non emergono nel nostro Paese segnali di un'inversione ciclica nel primo semestre 2013; il ritorno alla crescita, seppur modesta, potrebbe avvenire nel secondo semestre. L'andamento della domanda interna di beni e servizi e le condizioni (costo e qualità) del credito costituiscono le maggiori incertezze sulla previsione di ripresa economica.

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

RICERCA E SVILUPPO

Le attività di ricerca e sviluppo svolte nell'ambito del Gruppo nel corso dell'esercizio 2012 sono state prevalentemente orientate all'ottimizzazione ed al miglioramento di applicazioni operative ed a valutazioni di opportunità connesse all'utilizzo di tecnologie innovative. Si riportano di seguito le principali iniziative.

Area Torino

Le attività di ricerca e sviluppo svolte nell'ambito del Gruppo nel 2012 sono state prevalentemente orientate a:

- sviluppo in ambiente accademico di progetti di ricerca in aree di interesse strategico correlate al teleriscaldamento;
- ottimizzazione e miglioramento di applicazioni operative;
- valutazioni di opportunità connesse all'utilizzo di tecnologie innovative.

Si riportano di seguito le principali iniziative che hanno caratterizzato l'attività di ricerca e sviluppo di Iren Energia (e controllate) nel 2012.

I CONTRATTI DI RICERCA SU COGENERAZIONE E TELERISCALDAMENTO

A valle del ciclo di incontri del "Comitato cogenerazione e teleriscaldamento" tenutosi nel corso del 2011, sono stati attivati e sviluppati nel corso del 2012 n. 6 contratti di ricerca con Politecnico, ICOOR e RIE che hanno come oggetto l'approfondimento di temi di interesse strategico correlati al teleriscaldamento, in particolare:

1. Sistemi di accumulo e pompe di calore;
2. Analisi, monitoraggio e modellizzazione del comportamento dell'utenza;
3. Schema logico sistema esperto TLR;
4. Analisi del mercato potenziale per l'erogazione di servizi di teleraffrescamento;
5. Pianificazione strategica delle reti TLR;
6. Marketing strategico.

Durante il 2012 Iren Energia ha collaborato nello svolgimento delle attività correlate ai contratti di ricerca. Tutti i contratti di ricerca hanno avuto come esito il raggiungimento del macro obiettivi posti.

PROGETTI EUROPEI

PROLITE

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

Iride Servizi realizzerà i lavori di competenza degli impianti elettrici con un corrispettivo pari a circa 750.000 euro.

RISPARMIO ENERGETICO E FONTI RINNOVABILI

Illuminazione pubblica della città di Torino

E' in corso il piano di sostituzione degli apparecchi con lampade a mercurio, installando sodio HP o alogenuri metallici: è prevista la sostituzione di circa 6.700 apparecchi con una riduzione di potenza di circa 100 W cadauno.

Al 31 dicembre risultano sostituiti 1.871 apparecchi (28%), 500 dei quali sostituiti a dicembre del 2011, mentre i restanti sono stati sostituiti nel periodo da maggio a novembre 2012.

Il risparmio stimato, nel 2012, è stato pari a 85 TEP.

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

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

Sono altresì in corso alcune valutazioni sulla sperimentazione di particolari apparecchi, sempre a LED, ma che al loro interno possono montare una piccola telecamera. Qualora si desse corso alla sperimentazione, la stessa si attuerà presso un'area del Parco del Valentino particolarmente critica per i frequenti atti vandalici.

Sistema dinamico di gestione degli impianti semaforici

Nel corso del 2012 sono state installate 240 lanterne, per una potenza installata pari a 9,32 kW. L'utilizzo di lanterne tradizionali avrebbe comportato l'installazione di una potenza pari a 43,02 kW. Tenendo conto degli orari di accensione degli impianti e dell'alternanza delle luci semaforiche, il risparmio annuo è pari a 8,04 TEP.

Efficientamento energetico degli edifici

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

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

Relativamente agli edifici di proprietà del Gruppo, si è conclusa l'attività del Gruppo di Lavoro coordinato dall'Energy Manager con l'individuazione di tutti gli interventi possibili per migliorare le prestazioni energetiche degli immobili. Alcuni di tali interventi saranno messi a budget per il 2013.

Efficienza energetica

Sul fronte dell'efficienza energetica del Gruppo, si sono avviate le analisi per giungere alla certificazione UNI CEI EN 50001 sui Sistemi di Gestione dell'Energia e, come attività propedeutica, si è avviato uno studio sistematico sui consumi energetici interni al Gruppo.

Per diffondere all'interno del Gruppo la cultura del risparmio e dell'efficienza energetica, è stato avviato un progetto di comunicazione aziendale attraverso la rete intranet locale per l'ottenimento dei seguenti obiettivi:

1. Diffondere in azienda la cultura del risparmio energetico
2. Motivare i dipendenti in azioni di risparmio energetico
3. Ottenere un "significativo" risparmio energetico

Il progetto prevede la pubblicazione di articoli sull'energy manager e sulle attività correlate (sulla rete intranet e sul periodico "Iren Informa"), l'affissione di poster e la pubblicazione sulla INTRANET aziendale di un'area dedicata all'ENERGY MANAGER in cui la presentazione della figura dell'energy manager e delle iniziative proposte trovano un riferimento culturale e motivazionale. In particolare si sono affrontati i seguenti argomenti:

1. Consumo / risparmio energia elettrica
2. Consumo / risparmio acqua (vista come risorsa energetica);
3. Consumo / risparmio energia riscaldamento
4. Consumo / risparmio rifiuti (visti come risorsa energetica)

Per ciascun filone, caratterizzato da una "vignetta" (richiamo grafico simpatico) si è proposto:

- questionario (con risposte multiple) per attirare l'attenzione sull'argomento e sollecitare la curiosità;
- risposte al questionario a breve distanza temporale (qualche giorno) con eventuali link al Bilancio di Sostenibilità;
- pubblicazione di "consigli pratici" per il risparmio energetico nella vita in azienda e privata e di link a siti dedicati ed esperti del settore considerato;
- pubblicazione di materiale dedicato (riflessioni, spiegazioni tecniche, ecc.) sull'argomento specifico del filone;
- azioni concrete da porre in atto in azienda;
- apertura di un'area "comune" di comunicazione con i dipendenti;
- inserimento di link a siti specifici, pubblicazioni, attività di altre aziende, ecc.

GESTIONE RETI E INFRASTRUTTURE DI SERVIZIO E TELECOMUNICAZIONE

Analisi e sperimentazione cabine elettriche ad impatto elettromagnetico nullo

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

Telecontrollo della rete di teleriscaldamento

Il progetto di telecontrollo della rete di teleriscaldamento ha l'obiettivo di fornire gli strumenti per una gestione efficace delle attività di controllo dei consumi, delle attività di impostazione dei parametri di funzionamento, delle attività di manutenzione tecnica e gestione degli allarmi delle sottostazioni di scambio termico, nell'ottica di migliorare i servizi alla clientela del Teleriscaldamento. A tal fine è stata progettata da AEMNet una piattaforma tecnologica in grado di acquisire i parametri di funzionamento dalle sottostazioni, di elaborare i dati, e di offrire gli strumenti di reportistica e di controllo necessari. Il progetto consiste nella messa in opera di tutta la piattaforma tecnologica e comprende sia le attività di produzione, fornitura ed installazione dell'hardware di periferia, da installare presso 5.600 sottostazioni del teleriscaldamento, sia la fornitura dei collegamenti di trasmissione dati, sia la fornitura dei server centrali e lo sviluppo dei software di elaborazione. Nel corso del periodo 2011-2012 sono stati installati circa 3600 impianti (di cui 3000 già in esercizio) concentrati prevalentemente sull'area di Torino Centro e Torino.

Nel corso del 2012 è stato attivato il nuovo portale per la gestione integrata delle letture contatori, sia per le teleletture che per quelle raccolte dai lettristi con l'obiettivo di migliorare i processi di raccolta dei dati e di controllo degli stessi.

Grazie alla quasi completa installazione degli impianti nelle zone di Torino Centro e Torino Nord, è oggi possibile rappresentare il funzionamento dei baricentri, in quanto sono costantemente acquisiti i dati di portata, di potenza e tutte le temperature di esercizio; nei punti più significativi sono raccolte anche le pressioni di rete. Tali dati saranno inoltre resi disponibili alle strutture di progettazione per ulteriori analisi.

Portale e integrazione sistemi del Distributore

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

Tale progetto "trasversale" coinvolge personale tra funzioni di AEMD, Iren Mercato, Iren Emilia, Enia Parma e personale IT di Iren Emilia e Iren Energia, organizzate in gruppi di lavoro coordinati da un PM lato distribuzione ed uno lato mercato; il progetto impatta oltre 10 diversi sistemi informatici (SAP, CNRG, Reti, AMM, EDW, Portale Aemd, Repository Misure, Load Profiling, etc.) ed è strutturato in due fasi:

- la prima che ha visto l'attivazione, avvenuta entro la metà di maggio 2012, delle funzionalità del Portale AEMD ai venditori anche per i clienti allacciati alla rete elettrica di Parma;
- la seconda per il completamento dell'integrazione entro fine 2012.

Gli obiettivi principali sono:

- unificare i sistemi informatici del distributore con conseguente riduzione dei costi di gestione e manutenzione dei sistemi stessi,
- possibilità di riorganizzare ed accentrare la attività commerciali, per sfruttare le sinergie,
- porre le basi per l'unificazione dei sistemi anche per la gestione delle attività operative (segnalazione guasti, Moby, etc.)
- attuare la separazione delle banche dati tra AEMD e Iren Mercato anche relativamente all'Area di Parma, come previsto dalle disposizioni dell'Autorità per l'Energia elettrica e il gas in materia Unbundling.

Portale Vocale Magazzino Centrale Torino Nord

L'applicazione permette ai manutentori di prelevare direttamente il materiale dal magazzino non presidiato della centrale termoelettrica di Torino Nord per le operazioni di manutenzione ordinaria e straordinaria.

L'interfaccia web dell'applicazione permette di selezionare da una struttura ad albero la sede tecnica oggetto di manutenzione e visualizzare la distinta base dei componenti presenti a magazzino, in modo da indicarne l'ubicazione e la quantità disponibile.

L'interfaccia vocale permette tramite una chiamata ad un numero telefonico predefinito di prelevare il materiale dal magazzino, seguendo le istruzioni di una voce guida e digitando sulla tastiera numerica i codici del materiale prelevato e la quantità di pezzi.

Tramite l'interfaccia web il responsabile del magazzino può validare o meno i prelievi del materiale effettuati dai manutentori e confermare l'impegno a magazzino.

L'applicazione si interfaccia tramite l'EAI (Enterprise Application Integration) BIS di Seeburger al modulo PM (Plant Maintenance) di SAP, dove sono censite le sedi tecniche che compongono la centrale e vengono gestite le movimentazioni dei materiali a magazzino.

L'interfaccia vocale dell'applicazione utilizza il sistema Tempest di Waycom dotato dei moduli IVR (Interactive Voice Response) per l'interazione tramite tastiera DTMF, TTS (Text To Speech) per la sintesi vocale dei messaggi di testo, ASR (Automatic Speech Recognition) per il riconoscimento dei comandi vocali impartiti telefonicamente.

Controllo Accessi In Cabina

L'applicazione permette di monitorare costantemente l'accesso alle cabine di trasformazione di AEM Torino Distribuzione e di inviare allarmi visivi e sonori nel caso venga rilevata una situazione di pericolo.

Prima di accedere ad una cabina gli operatori inviano ad un numero di telefono prestabilito un SMS contenente il comando di ingresso, il codice della cabina ed il tempo di permanenza previsto.

L'applicazione web permette di visualizzare gli accessi alle cabine attraverso un report ed attraverso una mappa interattiva nella quale vengono mostrate le cabine nelle quali è stato registrato un accesso.

L'operatore viene avvisato automaticamente con un SMS cinque minuti prima della scadenza del periodo di permanenza previsto, in modo che possa eventualmente inviare un ulteriore SMS per prolungare la presenza in cabina.

Se non viene ricevuto un SMS di uscita dalla cabina entro il tempo di permanenza previsto, viene generato un allarme che invia un SMS all'operatore in cabina ed avverte il personale addetto al telecontrollo con segnalazioni visive e sonore.

L'applicazione si interfaccia alla MAM (Messaggistica Aziendale Mobile) di Vodafone per l'invio e la ricezione degli SMS.

Le mappe interattive sono realizzate con Google Maps e con i relativi servizi per la geolocalizzazione delle cabine.

Il dispositivo di segnalazione è costituito da una colonna luminosa e da un avvisatore acustico pilotati da un microcontroller Arduino Ethernet che interroga un web service esposto dall'applicazione che notifica le situazioni di allarme.

Rinnova piattaforma contact center - INTEGRAZIONE CON GUASTI

Il progetto prevede l'integrazione dell'applicazione di segnalazione guasti su rete elettrica con la piattaforma del contact center in modo che per ogni segnalazione di guasto siano automaticamente abbinate le informazioni relative alla chiamata, ovvero data e ora di ricezione, numero di telefono del chiamante, operatore del contact center e registrazione audio della chiamata, come previsto dalla delibera AEEG 198/2011.

Area Genova

Durante il primo semestre dell'anno 2012 Iren Acqua Gas ha presidiato nuclei di innovazione tecnologica nell'ambito del Programma di Ricerca avente come temi prioritari l'aggiornamento delle conoscenze nel settore idrico dal duplice punto di vista tecnico/regolatorio e la qualità delle acque destinate al consumo umano.

A tal fine nell'anno 2012 ha programmato specifici progetti di ricerca da condursi in collaborazione con la propria Fondazione, Fondazione AMGA, con Mediterranea delle Acque, nonché con Università degli Studi ed Enti di ricerca nazionali e internazionali.

Più in dettaglio, i progetti di ricerca avviati nel 2012 hanno riguardato:

Modelli di stima dell'elasticità della domanda di acqua in presenza di database incompleti: La stima della domanda della elasticità della domanda di acqua con ristretti intervalli di confidenza ha permesso di determinare gli impatti delle politiche regolatorie sulle quantità di acqua vendute e quindi sui ricavi totali dell'azienda. Corrispondentemente il regolatore ha necessità di conoscere l'elasticità della domanda di acqua per determinare gli impatti che le alternative politiche regolatorie possono avere sul benessere della collettività, sui risultati aziendali e sulle possibilità di finanziare gli investimenti. Nell'ambito del progetto è stato possibile individuare le procedure più affidabili per la rilevazione dei dati necessari mettendo a punto metodologie congrue ai modelli econometrici utilizzati in un contesto caratterizzato da un ampio numero di missing value (dati indisponibili).

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

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

Materiali a contatto con acqua potabile. Prospettive normative e regolamentari a livello Europeo: quali riflessi sull'industria Italiana: Il progetto si è proposto di creare un momento di confronto a livello nazionale nell'ambito del Mandato (M136 Rev 2) approvato dalla Commissione per creare le norme armonizzate (hEN) sui materiali e prodotti a contatto con l'acqua potabile anche colmando una lacuna presente nella Direttiva sulle acque destinate al consumo umano. Il gruppo IAG, attraverso la propria Fondazione ha agito nel contesto specifico da catalizzatore tra i diversi portatori interesse per individuare e difendere l'industria nazionale, i laboratori accreditati, i gestori di acquedotto ed i consumatori finali.

Impianti di depurazione e Interferenti Endocrini: A conclusione dell'indagine sulla presenza di Interferenti Endocrini nelle acque destinate al consumo umano conclusa nel 2011, è emerso che al fine di prevenire la presenza di tali sostanze nelle risorse idriche utilizzate a scopo idropotabile è utile verificare l'impatto degli scarichi degli impianti di depurazione nel ciclo idrico. A tal fine l'indagine, a cui hanno partecipato i più importanti acquedotti italiani, l'Università di Genova e l'Istituto Superiore di Sanità di Roma, prevede la verifica dei tenori di IE presenti nelle acque di alcuni impianti di depurazione, scelti sulla base di un Questionario distribuito ai Gestori del ciclo idrico italiani. Al fine di misurare i livelli di Interferenti Endocrini nelle acque reflue sono stati messi a punto specifici metodi di analisi, comprendendo la ricerca di nuovi composti, quali farmaci e ritardanti di fiamma.

Microcistine algali nelle acque destinate al consumo umano: Il rischio di intossicazioni da tossine algali è un problema che interessa la comunità scientifica, in quanto le intossicazioni sono sempre più frequenti e principalmente dovute all'eutrofizzazione di aree marine costiere e di bacini lacustri. Quest'ultimi sono un importante fonte di approvvigionamento per la produzione di acqua destinata al consumo umano, rappresentando a livello nazionale il 30% delle risorse disponibili. Le attività hanno previsto la predisposizione e diffusione tra i Gestori di acquedotti di un questionario conoscitivo, la messa a punto del metodo di campionamento ed analisi e la pianificazione del monitoraggio che sarà condotto nel 2013 a livello nazionale.

All'indagine partecipano i principali acquedotti italiani (Bari, Cagliari, Firenze, Genova, Como, Torino, Venezia), l'Università di Genova e l'Istituto Superiore di Sanità di Roma.

Patogeni di interesse sanitario nelle risorse idriche: Il progetto ha previsto l'ampliamento e l'integrazione delle informazioni sulle problematiche igienico-sanitarie delle acque utilizzate a scopo potabile, con particolare riferimento a casi studio individuati tra le risorse utilizzate dai gestori del Gruppo Iren. In quest'ambito è stata individuata una metodologia di lavoro esportabile a qualunque realtà acquedottistica che consenta di esaminare in modo adeguato e mirato le criticità legate alla contaminazione microbiologica nella filiera di trattamento. In particolare è stato trattato l'aspetto relativo alla messa a punto di metodi di indagine specifici mediante la tecnica PCR, che permettano di ampliare la conoscenza in merito alla diffusione nelle acque destinate al consumo umano di microrganismi patogeni ampliando la gamma di forme monitorate e completando la redazione delle Linee Guida per l'applicazione dei Water Safety Plan (WSS) per gli aspetti microbiologici.

Iren Acqua Gas nel 2012 ha continuato a partecipare la Piattaforma Tecnologica WssTP (Water Supply and Sanitation Technology Platform), istituita dalla Commissione Europea al fine di presidiare la ricerca nel settore idrico, ha mantenuto i contatti con la Water Research Foundation (Water RF – Fondazione degli Acquedotti Americani) ed ha continuato a partecipare attivamente il Consorzio TICASS, Tecnologie Innovative per il Controllo Ambientale e lo Sviluppo Sostenibile, polo di innovazione tecnologico della regione Liguria. In quest'ambito sono state presentate molteplici proposte di progetto finalizzate a finanziare assegni di ricerca relative a temi relativi alla qualità delle acque.

Progetto POR: Nel mese di marzo 2012 è ufficialmente iniziato il progetto finanziato da Regione Liguria nell'ambito del Programma Operativo Regionale: nell'ambito del progetto è in corso di realizzazione una piattaforma integrata di monitoraggio ambientale ove rendere disponibili alcuni dati e misure acquisite in tempo reale nonché i risultati delle simulazioni relative alle reti tecnologiche anche rappresentate da carte tematiche realizzate con procedure automatizzate dal Laboratorio Cartografico di IAG.

Durante l'anno 2012 è inoltre proseguita la partecipazione di Iren Acqua Gas nell'ambito dei seguenti progetti comunitari:

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

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

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

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

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

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

Area Emilia

Le SPL Iren Ambiente e Iren Emilia nel corso del 2012 hanno proseguito la loro attività di R&D sui temi della razionalizzazione dei consumi energetici, dell'utilizzo delle risorse energetiche rinnovabili, del trattamento dei rifiuti e dei residui di trattamento e sul controllo del benessere ambientale.

Per quanto riguarda Iren RE-BUILD, progetto coordinato da Iren Rinnovabili per lo sviluppo di una iniziativa pilota nell'ambito della riqualificazione energetica e prestazionale del patrimonio edilizio (e

successivo sviluppo di una nuova linea di business), che si inquadra nel contesto normativo delineato dalla Direttiva 2010/31/UE - Energy Performance of Buildings, di ricerca e sviluppo promosse dal programma Horizon 2020 - Framework Programme for Research and Innovation, e dal Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan) per la promozione delle tecnologie low-carbon, si è giunti ad ottenere l'accreditamento UNI 11339 (Esperto Gestione Energetica) al fine di possedere i requisiti per la partecipazione alle gare e ai bandi su efficienza energetica e alla presentazione all'AEEG di progetti per l'ottenimento di TEE. Resta fissato l'obiettivo del progetto che si propone di integrare e valorizzare il ruolo delle energie rinnovabili in efficienti strategie di riqualificazione del costruito, al fine di promuoverne l'applicazione, ottimizzandone l'incidenza rispetto al fabbisogno.

Nel corso del 2° semestre è stata gestita la negoziazione di 3 progetti europei che si è positivamente conclusa e ha condotto all'approvazione di:

- NRG4CAST-Fp7-2012-CT-EeB: budget 188.580 euro di cui 100.260 finanziati.
- HOLIDES - Artemis JU: budget 564.876 euro di cui 279.669,29 finanziati
- EMPOWER - FP7-2013-ICT-GC: budget 120.976 euro di cui 90.732 finanziati

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

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

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

Nel nostro caso verrà concretamente sviluppato presso la stazione di controllo di Parma per la gestione delle chiamate di emergenza: modalità di gestione delle priorità di emergenza e di intervento delle chiamate ricevute, e la relativa allocazione delle risorse e delle attività da effettuare e le possibili evoluzioni rispetto al sistema attuale (Genesys) per permettere la riduzione dei tempi di reazione (con correlato meccanismo di certificazione) ed una migliore gestione delle attività, degli operatori e delle risorse.

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

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

Progetto 2: Efficienza energetica nei servizi a rete con l'obiettivo prioritario di innovare i servizi al pubblico nei settori acqua, energia e gas e migliorare la qualità e l'accessibilità a detti servizi, garantendo elevati standard di interoperatività tra sistemi "cloud" differenti riducendo nel contempo i costi di adozione di tecnologie ICT e incrementando il ritorno degli investimenti;

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

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

Si attende di conoscere l'esito di altri tre progetti presentati e della valutazione del progetto presentato nell'ambito dei CLUSTER Nazionali in ambito Energetico.

Prosegue l'attività in collaborazione con il Comune di Reggio Emilia Università di Modena e Reggio, CRPA e REI nell'ambito del progetto Area Nord e più specificamente per l'iniziativa Tecnopolo di Reggio Emilia per lo sviluppo dei progetti riconducibili alla Green Economy.

PERSONALE

Al 31 dicembre 2012 risultavano in forza al Gruppo Iren 4.567 dipendenti, in riduzione del 1,2% rispetto al 31/12/2011, quando erano 4.622. Nella tabella seguente si riporta la consistenza degli addetti al 31 dicembre 2012, suddivisa per Holding e Società di Primo Livello (con relative controllate).

Società	Organico al 31.12.2012	Organico al 31.12.2011
Iren S.p.A.	263	268
Iren Acqua Gas e controllate	977	993
Iren Ambiente e controllate	198	241
Iren Emilia e controllate	1.672	1.668
Iren Energia e controllate	1.008	1.018
Iren Mercato e controllate	449	434
Totale	4.567	4.622

La riduzione avvenuta nel 2012 è correlata:

- al proseguimento della politica in materia di gestione degli organici, con contenimento delle assunzioni e incentivazioni all'esodo, che ha prodotto un decremento di 40 unità;
- alla cessione di ramo di Undis Servizi srl per un organico pari a 16, di Gea S.p.A. per un organico pari a 8 unità, di Sasternet S.p.A. per un organico di 5 unità;
- all'acquisizione di un ramo proveniente da Erg S.p.A. per un totale di 11 unità;
- allo sviluppo delle attività in Olt Offshore LNG Toscana, che ha prodotto un incremento di 3 unità;

Formazione

All'interno del Gruppo Iren la formazione rappresenta una leva importante a supporto della politica di gestione, crescita e valorizzazione delle risorse umane e viene sviluppata in coerenza con le strategie organizzative ed i processi di innovazione interna.

Il piano di formazione di Gruppo 2012 è stato predisposto secondo un approccio *bottom-up* sulla base degli esiti derivanti dalla rilevazione dei fabbisogni che ha coinvolto Direttori, Dirigenti e Responsabili del Gruppo. Al suo interno sono state contemplate sia iniziative tecniche, professionali e manageriali relative ad attività consolidate, in un'ottica di salvaguardia e valorizzazione del patrimonio di esperienze e competenze esistenti, sia iniziative volte a promuovere l'accrescimento delle competenze a supporto dei processi di cambiamento ed integrazione del Gruppo e delle singole Società che lo compongono.

Dai dati consuntivi relativi al 2012 emergono valori in crescita rispetto all'anno precedente per quanto riguarda il numero dei dipendenti partecipanti ad almeno un corso di formazione che è risultato pari a 4.214, corrispondente al 94,4% dell'organico del Gruppo al 31/12 (+ 22% rispetto al 2011, il cui numero dei dipendenti formati era pari a 3.447). Le ore/uomo legate a iniziative di formazione e addestramento realizzate a vario titolo dal Gruppo Iren sono risultate pari a circa 83.500 (in calo del 4,5% rispetto all'anno precedente), con una media pro-capite comunque in linea con quella del 2011 e pari a circa 19 ore.

Tra le iniziative particolarmente rilevanti organizzate nel 2012 si segnalano:

- la formazione in materia sicurezza in ottemperanza a quanto previsto dall'Accorso Stato/Regioni 21/12/2012, rivolta a
 - Dirigenti del Gruppo, per i quali è stato sviluppato un percorso formativo della durata di 16 ore suddiviso in 4 moduli, relativi a competenze giuridico normative, alla gestione ed organizzazione della sicurezza, all'individuazione e valutazione dei rischi ed alla comunicazione, formazione e consultazione dei lavoratori;
 - Generalità dei Lavoratori, per i quali è stato progettato e gestito con docenza interna un programma della durata di 4 ore che, oltre ad assolvere ad un obbligo normativo, è stato

soprattutto centrato sulla condivisione di un atteggiamento partecipe alla gestione della sicurezza sul lavoro.

- la formazione sui Modelli Organizzativi ex D. Lgs. 231/2001 adottati da Iren e dalle società del Gruppo che ha coinvolto in aula circa 600 persone a livello di Dirigenti, Quadri e Responsabili a cui si aggiungono oltre 2000 persone (principalmente impiegati) invitati a seguire la versione *light* sviluppata in e-learning al fine di garantire una capillare diffusione su tutti i territori;
- Il percorso manageriale rivolto a Direttori e Dirigenti del Gruppo, con incontri privilegiati e confronti con imprenditori, manager e docenti nonché quello rivolto a Responsabili/Professional e figure apicali appartenenti alla popolazione femminile che sono stati coinvolti nei percorsi "Professione Manager" e "Leadership al Femminile – Dal Diversity Management alla Leadership della Differenza".

E' stata inoltre emessa la linea guida di Gruppo in materia di formazione e addestramento, che consente di indirizzare al meglio le attività formative nell'ambito del Gruppo.

QUALITÀ, AMBIENTE E SICUREZZA

Qualità

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

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

Nel corso del 2012 come da programma si sono svolte positivamente tutte le verifiche ispettive, interne ed esterne, per le società certificate.

E' stata confermata la Registrazione EMAS (Il Regolamento Comunitario 1221/2009 o EMAS Eco-Management and Audit Scheme) per gli impianti di produzione termoelettrica di Moncalieri per l'anno 2012 e convalidato l'aggiornamento della "Dichiarazione Ambientale" relativa all'anno 2011, che è stata pubblicata sul sito Internet di Iren Energia S.p.A..

Sono state inoltre avviate le attività propedeutiche all'ottenimento della registrazione EMAS per gli Impianti di Torino Nord di Iren Energia.

Iren Ambiente ha avviato e sviluppato il progetto volto al rilascio della registrazione EMAS relativamente al sito Discarica di Poiatica.

Le società Iren Energia e AEM Torino Distribuzione, ciascuna nel proprio ambito, in convenzione con AICQ e l'Agenzia dei Servizi Pubblici Locali di Torino, nel corso dell'anno sono state verificate positivamente da un team di verificatori specializzati EFQM al fine di valutare il livello di maturità delle aziende nell'impegno verso l'Eccellenza, secondo i criteri della nuova edizione del modello EFQM (European Foundation for Quality Management).

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

Per quanto riguarda Laboratori Iren Acqua Gas si evidenzia che i Laboratori di Reggio Emilia e Imperia mantengono l'accreditamento ai sensi della ISO 17025.

Sicurezza

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

Nel 2012 la Capo Gruppo Iren ha raggiunto l'obiettivo di conseguire la Certificazione ai sensi della norma OHSAS 18001:2007.

Nel corso dell'anno sono proseguite le attività di Sicurezza nel rispetto della normativa BS OHSAS 18001:2007, conseguendo, per le società torinesi e genovesi, la relativa ricertificazione.

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

E' stata avviata la formazione sulla sicurezza e salute sul lavoro, come prevista dall'accordo Stato Regioni, che prevede il coinvolgimento di tutto il personale delle società Iren Energia, Iride Servizi e AEM Torino Distribuzione.

Sono state emesse, la valutazione del rischio per mansione e le valutazioni dei rischi specifici relative alla centrale di Torino Nord (Iren Energia – Produzione Termoelettrica) ed è in fase di svolgimento l'Audit iniziale sicurezza dell'impianto.

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

Riguardo alle Società genovesi:

- Il servizio prevenzione e protezione di Iren Acqua Gas continua a svolgere in service i compiti per le altre società genovesi del Gruppo.
- Il personale del SPP interno nominato per ogni Società mantiene i requisiti necessari per svolgere i compiti di RSPP e ASPP.
- Le riunioni annuali di sicurezza si sono svolte regolarmente per tutte le Società genovesi.
- E' stata avviata la formazione generale sulla sicurezza e salute sul lavoro, come prevista dall'accordo Stato Regioni, che prevede il coinvolgimento di tutto il personale delle Società.
- Seguita l'adeguamento delle V.R per mansione e le valutazioni dei rischi specifici sui siti.
- Sono state intraprese le attività finalizzate all'individuazione degli ambienti confinati o sospetti di inquinamento con la relativa formazione del personale.
- Contestualmente e per orientare la successiva formazione del personale, sono state avviate le attività finalizzate all'individuazione degli addetti a specifiche attrezzature di lavoro così come definite dall'Accordo Stato Regioni del febbraio 2012.
- La Sorveglianza Sanitaria al personale delle Società genovesi è seguita sui diversi territori da sette MC e coordinata dal Medico Competente Coordinatore. Questa si è svolta regolarmente e conclusa senza alcuna particolare disposizione prescrittiva.

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

Iren Emilia e le sue controllate ed Iren Ambiente si sono impegnate:

- nell'effettuazione di verifiche su impianti extra-audit programmate ed a campione per la verifica della corretta gestione degli aspetti connessi alla sicurezza ed alla salute dei lavoratori presso tutti gli impianti aziendali;
- nell'addestramento e nella qualificazione di alcuni referenti per ciascuna Funzione Tecnica per garantire l'effettuazione sistematica delle verifiche su impianti extra-audit suddette su tutti gli impianti aziendali;
- alla definizione di ulteriori indicatori per il monitoraggio della gestione degli aspetti correlati alla salute e sicurezza dei lavoratori per i vari processi/attività aziendali.

Nel corso dell'anno è stata inoltre avviata l'implementazione del sistema di gestione per la sicurezza ai sensi della OHSAS 18001 per la sua certificazione. Il sistema di gestione per la sicurezza peraltro già in gran parte implementato nel corso degli anni precedenti, è stato riesaminato con lo scopo di impostare delle modalità comuni ed omogenee sull'area emiliana.

Per la verifica delle ditte in appalto sono state identificate le attività di verifica in carico alle Funzioni tecniche e laddove carenti integrate nelle relative procedure e/o meglio definite in procedure generali. E' stata avviata poi un'attività di verifica in campo a campione sulle ditte in appalto anche da parte del personale della Funzione Sicurezza.

Ambiente

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

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

- nello sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili (idroelettrico) o assimilabili alle rinnovabili (cogenerazione) e nella promozione ed espansione del teleriscaldamento quale tecnologia per il risparmio energetico e per il miglioramento dell'ambiente nelle aree urbane, nonché

nell'adozione delle migliori tecnologie impiantistiche disponibili sul mercato, per garantire il minor impatto ambientale nelle attività industriali;

- nel miglioramento dell'utilizzo delle risorse idriche, sia in termini di prelievo e utilizzo, che di rilascio e scarico;
- nella corretta gestione degli adempimenti riguardanti la problematica rifiuti speciali, per le fasi legate alla produzione, allo stoccaggio, al trasporto e allo smaltimento/recupero finale;
- nella diffusione delle informazioni riguardanti gli impatti delle attività aziendali verso l'ambiente esterno, attraverso specifiche pubblicazioni quali il Bilancio di Sostenibilità, le Dichiarazioni Ambientali, etc.

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

- al mantenimento dei sistemi di certificazione su base volontaria per quanto concerne i sistemi di gestione ambientale certificati ai sensi della norma UNI EN ISO 14001:2004;
- al monitoraggio delle prestazioni ambientali delle attività attraverso l'uso di opportuni indicatori per ogni aspetto ambientale significativo;
- al controllo analitico degli impatti verso l'ambiente esterno, in particolare per quanto concerne le emissioni in atmosfera, la qualità dell'aria, gli scarichi idrici, le emissioni acustiche ed i campi elettromagnetici;
- all'effettuazione di audit specifici interni finalizzati alla verifica della corretta gestione delle problematiche ambientali nelle Funzioni aziendali e impianti coinvolti nel sistema di gestione ambientale certificato.

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

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

IREN E LA SOSTENIBILITÀ

Nel corso del 2012 è proseguito il percorso di crescita di Iren nella Responsabilità Sociale d'Impresa (CSR- Corporate Social Responsibility), elemento fondamentale per il nostro Gruppo, attento alle problematiche di impatto sociale e allo sviluppo nei territori in cui opera.

Gli indirizzi strategici perseguiti nel 2012, ed i relativi investimenti del Gruppo, sono coerenti con l'impegno della sostenibilità: espansione della rete di teleriscaldamento (conseguente al Progetto Torino Nord); produzione di energia "pulita"; efficienza nel servizio idrico integrato; miglioramento nella sicurezza della rete di distribuzione gas e indipendenza nell'approvvigionamento (rigassificatore OLT di Livorno); crescita nel settore ambientale (Polo Ambientale Integrato di Parma).

Questi investimenti, come gli altri asset del Gruppo Iren, contribuiscono alla riduzione delle emissioni atmosferiche e al miglioramento del bilancio energetico, obiettivi che la Società persegue in un'ottica di sviluppo sostenibile. Ad esempio, in termini energetici, il progetto di Teleriscaldamento "Torino Nord" consente un risparmio annuo di circa 100.000 Tep, che si aggiungono alle 200.000 Tep annue risparmiate grazie alla Centrale di cogenerazione di Moncalieri.

Per comunicare ai propri stakeholder azioni, risultati e obiettivi, il Gruppo Iren pubblica annualmente il Bilancio di Sostenibilità, strumento per acquisire consapevolezza delle performance dell'anno anche in termini non direttamente economici, del rispetto degli impegni assunti e di quelli futuri e della capacità dell'Azienda di soddisfare le aspettative degli stakeholder. Il Bilancio di Sostenibilità è in ogni caso un punto di arrivo di un percorso che prevede una serie di azioni varate all'insegna della Responsabilità Sociale d'Impresa,

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

Nel corso del 2012 Iren ha inoltre partecipato al "CSR Online Awards Italy 100", ricerca internazionale sulla comunicazione online della Responsabilità Sociale d'impresa promosso da Lundquist, conseguendo il riconoscimento di "Best improver 2012" fra le 100 maggiori società italiane oggetto dell'indagine. Fra i partecipanti Iren è infatti l'azienda che ha registrato nel 2012 la crescita più significativa, salendo di 8 posizioni nella classifica generale. Di fondamentale importanza per il raggiungimento del risultato è stata l'attivazione di una sezione dedicata alla Sostenibilità sul sito internet del Gruppo, nonché l'attività di rendicontazione rappresentata dal Bilancio di Sostenibilità. Nella nuova sezione del sito Iren evidenzia gli effetti che le attività svolte producono sull'ambiente e sul tessuto sociale, oltre ai principali aspetti di carattere economico, nonché gli impegni assunti per migliorare i risultati delle performance sul territorio, sia in termini di impatto ambientale che di qualità del servizio.

Parallelamente, Iren ha partecipato al "CDP Italy 100-Climate Change Report 2012", nell'ambito del Carbon Disclosure Project, iniziativa internazionale avviata nel 2000 allo scopo di aumentare la consapevolezza di investitori, aziende e istituzioni sulle possibili strategie attuabili per contrastare gli effetti dei cambiamenti climatici e delle emissioni di gas ad effetto serra. Iren, al suo primo anno di adesione, ha conseguito uno "score" pari a 80 punti su un massimo di 100, circa la qualità e la completezza delle risposte fornite al questionario, superiore alla media dei 100 partecipanti italiani (62 punti) e dei 500 partecipanti a livello mondiale (76 punti).

Nel 2012 Iren S.p.A. è stata inclusa nei seguenti indici di rating basati su criteri afferenti la Sostenibilità (ESG- Environmental, Social, Governance):

- **FTSE ECPI Italia SRI Benchmark**, al quale hanno accesso le società comprese nel FTSE Italia All-Share che dimostrano buone caratteristiche ESG (prime 100);
- **ECPI Italy SME's Equity**, indice che seleziona 30 società quotate di piccola/media capitalizzazione (minimo 300 mln €) con elevata liquidità e rating ESG positivo secondo ECPI Screening Methodology.

INFORMAZIONI SULLA CORPORATE GOVERNANCE DI IREN

Iren S.p.A., come noto, rappresenta il risultato della fusione di Enia S.p.A. per incorporazione in Iride S.p.A. (che ha assunto la denominazione di Iren S.p.A.), che ha avuto efficacia il 1° luglio 2010.

Iren S.p.A. si configura come una holding industriale operante nei settori dell'energia elettrica (produzione, distribuzione e vendita), dell'energia termica per teleriscaldamento (produzione e vendita), del gas (distribuzione e vendita), dei servizi idrici integrati, dei servizi ambientali (raccolta, trasporto e smaltimento dei rifiuti), della pubblica illuminazione e di ulteriori servizi minori per le pubbliche amministrazioni.

Tali attività sono svolte mediante cinque Società di Primo Livello specializzate nella gestione dei diversi business, che operano direttamente, ed attraverso società dalle stesse partecipate, nei settori di specifica competenza.

Tale assetto è volto a rafforzare il radicamento territoriale del Gruppo e l'integrazione delle diverse filiere di business.

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

Lo statuto di Iren S.p.A. prevede inoltre che: (i) al Presidente sia affidato il coordinamento delle Società di Primo Livello Iren Acqua Gas e Iren Mercato, nonché delle società da queste controllate e/o partecipate e delle relative attività; (ii) all'Amministratore Delegato sia affidato il coordinamento della Società di Primo Livello Iren Energia nonché delle società da queste controllate e/o partecipate e delle relative attività; (iii) al Direttore Generale sia affidato il coordinamento delle Società di Primo Livello Iren Emilia e Iren Ambiente nonché delle società da queste controllate e/o partecipate e delle relative attività.

Corporate Governance – rinvio

La Società ha un modello di *governance* tradizionale le cui regole di funzionamento, oltre che dalla vigente normativa primaria e secondaria, sono dettate dallo statuto.

In particolare, per quanto attiene al potere di gestione, assume un ruolo centrale il Consiglio di Amministrazione e, per le materie non rientranti nella competenza esclusiva di detto organo, è statutariamente prevista la delega da parte del Consiglio al Comitato Esecutivo che, a sua volta, è tenuto a subdelegare determinate materie al Presidente, all'Amministratore Delegato e al Direttore Generale.

In merito all'Assemblea dei soci, all'Organo di Controllo (Collegio Sindacale) ed al revisore legale, fermo restando quanto per i medesimi è previsto dalla vigente normativa, lo statuto della Società ne stabilisce compiti e funzionamento.

Inoltre per quanto attiene ai seguenti aspetti di *Corporate Governance* della società:

- l'adesione al nuovo Codice di Autodisciplina delle società quotate emanato da Borsa Italiana ed il relativo stato di attuazione;
- la relazione sul governo societario e gli assetti proprietari con le informazioni di cui all'art. 123-bis del D. Lgs. 24/2/1998 n. 58 e s.m.i. (Testo Unico della Finanza – TUF);
- la relazione sulle remunerazioni secondo quanto previsto dall'articolo 123-ter del D. Lgs. 24/2/1998 n. 58 e s.m.i. introdotto dall'art. 1, D. Lgs. 30 dicembre 2010, n. 259;

si rinvia (i) alla "Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari" redatta ai sensi dell'art. 123-bis del TUF e in conformità alla III Edizione del Format diffuso da Borsa Italiana S.p.A. a febbraio 2012 e (ii) alla "Relazione sulle remunerazioni", predisposte entrambe in osservanza altresì degli obblighi informativi verso gli Azionisti ed il mercato, previsti dal Nuovo Codice di Autodisciplina e dall'art. 89-bis del Regolamento Emittenti.

Tali relazioni ed inerenti allegati, ai sensi dell'art. 123-bis, comma 3, e dell'art. 123-ter del TUF vengono diffuse congiuntamente alla presente relazione sulla gestione e sono a disposizione del pubblico presso la Sede Sociale e presso Borsa Italiana S.p.A.. I documenti sono altresì disponibili sul sito internet www.gruppofiren.it, sezione Investor Relations.

Al fine di conformare il proprio modello di governo societario alle raccomandazioni contenute nel Codice di Autodisciplina, il Consiglio di Amministrazione di Iren, nella riunione del 30 agosto 2010 ha costituito:

- un Comitato per la remunerazione (il "**Comitato per la remunerazione**")
- un Comitato per il controllo Interno (il "**Comitato controllo interno**"). A seguito dell'introduzione del nuovo codice di Autodisciplina in data 18 dicembre 2012 è stato mantenuto il Comitato per le Remunerazioni con le funzioni previste dal nuovo art. 7, nonché il Comitato per il Controllo Interno

ora denominato Comitato Controllo e Rischi, le cui funzioni e composizione sono stabilite nel nuovo art.8 del Codice.

Si riporta di seguito una breve descrizione delle competenze attribuite a ciascun comitato e della relativa composizione.

Comitato per la remunerazione

Il Consiglio di Amministrazione costituisce al proprio interno un Comitato per la remunerazione, composto da amministratori indipendenti. In alternativa, il Comitato può essere composto da amministratori non esecutivi, in maggioranza indipendenti; in tal caso, il Presidente del Comitato è scelto tra gli amministratori indipendenti. Almeno un componente del Comitato possiede una adeguata conoscenza ed esperienza in materia finanziaria o di politiche retributive, da valutarsi dal Consiglio di Amministrazione al momento della nomina.

In data 30 agosto 2010, il Consiglio di Amministrazione di Iren ha nominato quali membri del Comitato per la remunerazione i seguenti amministratori: ing. Paolo Cantarella (indipendente), avv. Ernesto Lavatelli e dr. Franco Amato (indipendente).

Il Comitato per la remunerazione è un organo consultivo e propositivo con il compito principale di:

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

La costituzione di tale Comitato ha l'obiettivo di garantire la più ampia informazione e trasparenza sui compensi spettanti agli altri amministratori esecutivi ed ai dirigenti con responsabilità strategiche, nonché sulle rispettive modalità di determinazione. Il Comitato per la remunerazione riveste unicamente funzioni propositive e consultive, mentre il potere di determinare la remunerazione degli amministratori e dei dirigenti investiti di particolari cariche, in conformità all'articolo 2389, terzo comma, del Codice Civile, rimane in ogni caso in capo al Consiglio di Amministrazione, sentito il parere del Collegio Sindacale.

La trattazione e l'adozione delle delibere in materia di remunerazione degli Amministratori da parte del Comitato per la remunerazione avviene in assenza dei diretti interessati.

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

Il Comitato per la remunerazione riferisce agli azionisti sulle modalità di esercizio delle proprie funzioni; a tal fine all'assemblea annuale degli Azionisti dovrebbe essere presente il Presidente o altro componente del Comitato.

Alle riunioni del Comitato può partecipare il Presidente del Collegio Sindacale o altro sindaco da lui designato; possono comunque partecipare anche gli altri sindaci.

Comitato controllo e rischi

Il Comitato controllo e rischi è composto da amministratori indipendenti. In alternativa, il Comitato può essere composto da amministratori non esecutivi, in maggioranza indipendenti; in tal caso, il Presidente del Comitato è scelto tra gli amministratori indipendenti. Almeno un componente del Comitato possiede un'adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria o di gestione dei rischi, da valutarsi da parte del Consiglio di Amministrazione al momento della nomina.

In data 30 agosto 2010, il Consiglio di Amministrazione di Iren ha nominato quali membri del Comitato i Consiglieri indipendenti ing. Enrico Salza, dr. Alcide Rosina ed prof. Alberto Clò.

A seguito delle dimissioni rassegnate il 22/05/2012 dall'ing. Salza da amministratore di Iren S.p.A. e, quindi, anche da membro del Comitato di Controllo Interno, il Consiglio di Amministrazione il 27/7/2012

ha provveduto a reintegrare la composizione del Comitato nominando come membro del medesimo il dr. Franco Amato che, in data 28/08/2012, è stato eletto Presidente dal Comitato stesso.

Il Comitato controllo e rischi ha il compito di supportare, con un'adeguata attività istruttoria, le valutazioni e le decisioni del Consiglio di Amministrazione relative al sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, nonché quelle relative all'approvazione delle relazioni finanziarie periodiche.

Al Comitato controllo e rischi sono rimessi i compiti e le funzioni stabilite dal Nuovo Codice di Autodisciplina.

Il Comitato controllo e rischi, nell'assistere il Consiglio di Amministrazione:

- a) valuta, unitamente al dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e sentiti il revisore legale e il Collegio Sindacale, il corretto utilizzo dei principi contabili e, nel caso di gruppi, la loro omogeneità ai fini della redazione del bilancio consolidato;
- b) esprime pareri su specifici aspetti inerenti le *Risk Policies*, la identificazione dei principali rischi aziendali e il Piano di Audit;
- c) esamina le relazioni periodiche, aventi per oggetto la valutazione del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, e quelle di particolare rilevanza predisposte dalla funzione *internal audit*;
- d) monitora l'autonomia, l'adeguatezza, l'efficacia e l'efficienza della funzione di *internal audit*;
- e) può chiedere alla funzione di *internal audit* lo svolgimento di verifiche su specifiche aree operative, dandone contestuale comunicazione al Presidente del Collegio Sindacale;
- f) riferisce al Consiglio, almeno semestralmente, in occasione dell'approvazione della relazione finanziaria annuale e semestrale, sull'attività svolta nonché sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

Il Comitato controllo e rischi nello svolgimento delle proprie funzioni ha la facoltà di accedere alle informazioni e alle funzioni aziendali necessarie per lo svolgimento dei propri compiti, nonché di avvalersi di consulenti esterni, nei termini stabiliti dal Consiglio di Amministrazione.

Infine il Comitato controllo e rischi – come più ampiamente esposto in seguito - svolge altresì le funzioni di Comitato di amministratori Indipendenti in merito alle operazioni con parti correlate ai sensi dell'art. 7, del vigente Regolamento Interno per le operazioni con parti correlate approvato dal Consiglio di Amministrazione.

Comitato per le nomine

Iren non ha ravvisato la necessità di costituire all'interno del Consiglio di Amministrazione un comitato per le proposte di nomina, ritenendo che la procedura di presentazione delle liste per l'elezione dell'organo amministrativo stabilita dallo Statuto Sociale costituisca una garanzia di correttezza e trasparenza del sistema di nomina degli amministratori.

Il Consiglio di Amministrazione potrà comunque deliberare di costituire al proprio interno il Comitato per le nomine, che dovrà essere composto, in maggioranza, da amministratori indipendenti.

Il Comitato per le nomine, laddove istituito, sarà investito delle seguenti funzioni:

- a) formulare pareri al Consiglio di Amministrazione in merito alla dimensione e alla composizione dello stesso ed esprimere raccomandazioni in merito alle figure professionali la cui presenza all'interno del Consiglio sia ritenuta opportuna, nonché sul numero massimo di incarichi di Amministratore o Sindaco in società quotate e su deroghe al divieto di concorrenza di cui all'art. 2390 c.c.;
- b) proporre al Consiglio di Amministrazione candidati alla carica di amministratore nei casi di cooptazione, ove occorra sostituire amministratori indipendenti.

DICHIARAZIONE CIRCA L'OSSERVANZA DELLE NORME IN MATERIA DI GOVERNO SOCIETARIO

Il sistema di *corporate governance* di Iren è in linea con le previsioni del Testo Unico e del Codice di Autodisciplina. In particolare, lo Statuto Sociale è coerente con le disposizioni del Testo Unico e le altre previsioni di legge o regolamento applicabili alle società quotate.

In particolare lo Statuto prevede, fra l'altro, che:

- gli amministratori debbano essere in possesso dei requisiti previsti dalla legge e dalle norme regolamentari in materia (articolo 147-quinquies, del Testo Unico);
- almeno due componenti del Consiglio di Amministrazione devono possedere i requisiti di indipendenza stabiliti dalla normativa applicabile (articolo 147-ter, quarto comma, del Testo Unico);

- la nomina dei componenti dell'intero Consiglio di Amministrazione avvenga sulla base di liste (articolo 147-ter, primo comma, del Testo Unico);
- agli azionisti di minoranza spetti la nomina di almeno due dei Consiglieri di Amministrazione (articolo 147-ter, terzo comma del Testo Unico);
- sia rispettato l'equilibrata rappresentanza tra i generi nella composizione degli organi sociali (legge 12 luglio 2011 n. 120 sulla parità di accesso agli organi di amministrazione e controllo delle società quotate);
- un componente effettivo e un componente supplente del Collegio Sindacale siano eletti dalla lista presentata dalla minoranza (articolo 148, secondo comma, del Testo Unico);
- il Presidente del Collegio Sindacale ed un sindaco supplente siano nominati dalla minoranza (articolo 148, comma 2-bis);
- sia nominato un soggetto preposto alla redazione dei documenti contabili societari, fissandone i requisiti di professionalità ed i poteri e i compiti attribuiti allo stesso (articolo 154-bis del Testo Unico).

Cumulo massimo di incarichi ricoperti in altre società

Secondo il Nuovo Codice di Autodisciplina di Iren gli amministratori accettano la carica quando ritengono di poter dedicare allo svolgimento diligente dei loro compiti il tempo necessario, anche tenendo conto del numero di cariche di amministratore o sindaco da essi ricoperte in altre società quotate in mercati regolamentati (anche esteri), in società finanziarie, bancarie, assicurative o di rilevanti dimensioni.

Il Consiglio di Amministrazione, inoltre, sulla base dell'impegno richiesto agli amministratori per lo svolgimento dell'incarico in Iren, può esprimere il proprio orientamento in merito al numero massimo di incarichi di amministratore o sindaco nelle società di cui al comma precedente che possa essere considerato compatibile con l'assolvimento di tale impegno. A tal fine può proporre ai Soci l'introduzione nello statuto sociale di particolari disposizioni finalizzate a regolare coerentemente la nomina degli amministratori.

Trattamento delle informazioni societarie

La gestione della comunicazione verso l'esterno delle informazioni societarie rientra nelle attribuzioni del Direttore Generale, che si avvale della Direzione *Investor Relations* che opera in coordinamento con le Direzioni "Relazioni Istituzionali ed Esterne" ed "Affari Societari" sotto la direzione dell'organo delegato alla comunicazione finanziaria di Iren.

Gli amministratori e i sindaci sono tenuti a mantenere riservati i documenti e le informazioni acquisiti nello svolgimento dei loro compiti.

Il Consiglio di Amministrazione del 10 dicembre 2010, in coerenza con le disposizioni del Regolamento di Borsa, ha adottato il "Regolamento per la gestione interna e la comunicazione all'esterno di informazioni riservate e/o privilegiate". Tale Regolamento disciplina espressamente gli obblighi di comunicazione di cui all'articolo 114 comma 7 del TUF, come modificato dall'articolo 9 della Legge n. 62/2005 (*Market Abuse*) ed agli articoli 152-sexies e seguenti del Regolamento Emittenti, con riferimento alla realtà organizzativa e societaria del Gruppo Iren.

In particolare, ai sensi delle disposizioni di legge, di regolamento e dei provvedimenti di autoregolamentazione sopra citati, le Persone Rilevanti (ovvero i soggetti individuati in base ai criteri definiti dall'articolo 152 sexies del Regolamento Emittenti) devono comunicare, entro 5 giorni di mercato aperto, alla Consob e al pubblico le operazioni di acquisto, vendita, sottoscrizione o scambio di azioni emesse dall'Emittente o strumenti finanziari ad esse collegati, dai medesimi compiute o da persone strettamente legate agli stessi, quando superino la soglia cumulativa di Euro 5.000 annui. Il Regolamento predetto è disponibile sul sito www.gruppoiren.it.

In conformità alle norme per la prevenzione degli abusi di mercato, è istituito presso Iren il Registro, previsto dall'articolo 115-bis del Testo Unico della Finanza, delle persone che, in ragione dell'attività lavorativa o professionale, ovvero in ragione delle funzioni svolte, hanno accesso alle informazioni privilegiate.

Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi

Il Consiglio di Amministrazione di Iren, nella seduta del 30 settembre 2010, aveva individuato l'Amministratore esecutivo incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno nella persona del Presidente Ing. Roberto Bazzano.

In seguito all'allineamento alle più recenti previsioni del Codice di Autodisciplina di Borsa Italiana edizione del 2011, avvenuto con delibera del Consiglio di Amministrazione del 18 dicembre 2012, tale posizione ha assunto la denominazione di Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

L'Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi:

- a) verifica l'identificazione dei principali rischi aziendali, tenendo conto delle caratteristiche delle attività svolte da Iren S.p.A. e dalle sue controllate, la definizione delle *Risk Policies* e del Piano di *Audit* e verifica affinché i medesimi vengano sottoposti periodicamente all'esame del Comitato Esecutivo, del Collegio Sindacale, del Comitato controllo e rischi e del Consiglio di Amministrazione;
- b) verifica affinché (i) sia data esecuzione alle linee di indirizzo definite dal Consiglio di Amministrazione; (ii) si provveda alla progettazione, alla realizzazione e alla gestione del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi e verificandone costantemente l'adeguatezza e l'efficacia;
- c) verifica affinché tale sistema venga adattato alla dinamica delle condizioni operative e del panorama legislativo e regolamentare;
- d) può chiedere alla funzione di *internal audit* lo svolgimento di verifiche su specifiche aree operative e sul rispetto delle regole e procedure interne nell'esecuzione di operazioni aziendali, dandone contestuale comunicazione al Presidente del Consiglio di Amministrazione, al Presidente del Comitato controllo e rischi e al Presidente del Collegio Sindacale;
- e) riferisce tempestivamente al Comitato controllo e rischi (o al Consiglio di Amministrazione) in merito a problematiche e criticità emerse nello svolgimento della propria attività o di cui abbia avuto comunque notizia, affinché il Comitato (o il Consiglio) possa prendere le opportune iniziative.

Preposto al Controllo Interno

Il Consiglio di Amministrazione, nella seduta del 30 settembre 2010, sentito il Comitato per il Controllo Interno, ha nominato i Preposti al Controllo Interno, incaricati di verificare che il sistema di controllo interno fosse sempre adeguato, pienamente operativo e funzionante. La nomina a Preposti dei Responsabili *Internal Auditing*, dr.ssa Anna Socco e dr. Maurilio Battioni è avvenuta subito dopo la nomina dell'Ing. Bazzano alla carica di Amministratore esecutivo incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno (oggi denominato Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi).

In seguito alle modifiche introdotte con l'allineamento all'ultima versione del Codice di Autodisciplina di Borsa Italiana S.p.A., approvate dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. in data 18 dicembre 2012, la figura del Preposto al Controllo Interno è stata eliminata e l'incarico di verificare che il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi sia funzionante ed adeguato è stato attribuito all'Amministratore Delegato ing. Roberto Garbati, organo con deleghe sull'*internal auditing* e che quindi, in posizione apicale, assume la funzione di Responsabile *Internal Auditing*, ai sensi e per gli effetti dell'art. 8 del Nuovo Codice di Autodisciplina.

In occasione della presentazione della Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2012 e del bilancio al 31 dicembre 2012, i Preposti al Controllo Interno di Iren, hanno presentato al Comitato controllo e rischi (allora denominato Comitato per il Controllo Interno) una relazione di sintesi sulle attività svolte nel corso del primo e del secondo semestre 2012, al fine di verificare l'adeguatezza e l'operatività del Sistema di Controllo Interno della Società.

In particolare, la relazione dei Preposti ha affrontato i seguenti argomenti:

- presentazione della configurazione attuale del sistema di controllo interno di Iren con riferimento agli elementi costitutivi dello stesso;
- presentazione delle risultanze delle verifiche svolte dalla funzione *Internal Auditing* presso le principali Società del Gruppo con l'obiettivo di monitorare il sistema di controllo interno inerente i processi più significativi di Iren e delle principali Società controllate: con riferimento a ciascuna verifica vengono presentati il quadro riassuntivo dei riscontri emersi, gli eventuali suggerimenti espressi, nonché il monitoraggio nel tempo delle azioni correttive attuate o in corso (*follow-up*);
- sintesi delle attività svolte, in Iren e nelle Società di Primo Livello, sia con riferimento all'attuazione dei Modelli di organizzazione, gestione e controllo ex D. Lgs. 231/01 approvati dai rispettivi Consigli di Amministrazione, sia per quanto concerne le attività poste in essere in merito alle prescrizioni della Legge 262/05.

Analoga relazione viene presentata dal Responsabile *Internal Audit* in occasione della presentazione del progetto di Bilancio 2012.

Ulteriori organi ed adempimenti

Iren ha adeguato il proprio sistema di *corporate governance* alle previsioni del Testo Unico e del Nuovo Codice di Autodisciplina attraverso l'adozione da parte del Consiglio di Amministrazione delle delibere a ciò necessarie.

Inoltre è stato individuato il Direttore *Investor Relations* nella persona dell'Ing. Giulio Domma ed è stato nominato, con il parere favorevole del Collegio Sindacale, in data 1° luglio 2010 quale Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari il Direttore Amministrazione e Finanza di Iren, dott. Massimo Levrino, ai sensi dell'articolo 154-bis del Testo Unico.

Requisiti degli amministratori

Tutti i membri del Consiglio di Amministrazione della Società sono muniti dei requisiti di onorabilità di cui all'articolo 147-*quinquies* del Testo Unico.

I Consiglieri di Amministrazione Paolo Cantarella, Gianfranco Carbonato, Alcide Rosina, Franco Amato, e Alberto Clò sono inoltre muniti dei requisiti di indipendenza previsti dall'articolo 148, terzo comma, del Testo Unico e dall'articolo 3.3. del Nuovo Codice di Autodisciplina.

Modello organizzativo ai sensi del D. Lgs. 231/2001

Iren e le principali società del Gruppo hanno adottato modelli di organizzazione, gestione e controllo ai sensi del D. Lgs. n. 231/2001 con l'obiettivo di configurare un sistema strutturato ed organico di procedure e di attività di controllo volte a prevenire, per quanto possibile, condotte che possano integrare la commissione dei reati contemplati dal D. Lgs. 231/2001.

Il Modello, aggiornato dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. nella seduta del 3 aprile 2012, comprende:

- (i) la descrizione del quadro normativo;
- (ii) la descrizione delle attività svolte dalla Società, del modello di *governance*, e dell'assetto organizzativo generale della Società;
- (iii) la descrizione della metodologia seguita per la redazione del Modello;
- (iv) la composizione ed il funzionamento dell'Organismo di Vigilanza;
- (v) il sistema disciplinare e sanzionatorio;
- (vi) il piano di formazione e comunicazione;
- (vii) i criteri di aggiornamento del Modello;
- (viii) la descrizione delle attività della Società che possono essere a rischio per la commissione degli illeciti previsti dal D. Lgs. 231/2001 con la previsione dei relativi protocolli di controllo.

Le tipologie di reati attualmente individuate sono le seguenti:

- (i) reati nei rapporti con la Pubblica Amministrazione;
- (ii) reati societari;
- (iii) *market abuse*;
- (iv) reati commessi con violazione delle norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- (v) altre fattispecie di reato.

Accanto al Modello di Organizzazione Gestione e Controllo, l'Emittente ha adottato, con delibera del Consiglio di Amministrazione del 10 dicembre 2010, anche il Codice Etico.

La Società ha optato per una composizione collegiale del proprio Organismo di Vigilanza con l'obiettivo di soddisfare i requisiti di autonomia, indipendenza, professionalità e continuità d'azione sopra richiamati.

I componenti dell'Organismo di Vigilanza sono tre amministratori privi di deleghe operative uno dei quali indipendente.

L'Organismo di Vigilanza di Iren svolge, avvalendosi della funzione *internal audit*, verifiche sugli ambiti di attività risultati a rischio ai sensi del D. Lgs. 231/2001 e riferisce semestralmente al Consiglio di Amministrazione circa le attività svolte e le risultanze emerse. Ove ritenuto necessario, l'Organismo di Vigilanza esprime suggerimenti volti a migliorare il sistema di controllo delle attività e ne monitora l'attuazione.

Sia la parte generale del Modello sia il Codice Etico sono disponibili sul sito internet della Società www.gruppoiren.it nella sezione *investor relations/corporate governance*/altri documenti societari.

Operazioni con parti correlate

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

- a) delle disposizioni in materia di operazioni con parti correlate di cui all'art. 2391-bis del codice civile;
- b) delle disposizioni di cui all'art. 114 del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58 (il "TUF");
- c) del regolamento recante disposizioni in materia di operazioni con parti correlate, adottato dalla Consob con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010, successivamente modificato con delibera n. 17389 del 23 giugno 2010 ("Regolamento Consob").

Il Regolamento è applicato a far data dal 1° gennaio 2011. Le previsioni relative all'informativa al pubblico previste dal Regolamento Consob e dal presente Regolamento sono state applicate a far data dal 1° dicembre 2010.

Il Regolamento, inoltre, è stato emendato in data 6 febbraio 2013 in applicazione del Nuovo Codice di Autodisciplina.

Il "Regolamento interno in materia di operazioni con parti correlate" (di seguito anche "Regolamento OPC") è pubblicato sul sito Iren (www.gruppofiren.it) e, in sintesi, prevede:

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

Da ultimo e per ciò che concerne i *top managers*, si segnala che:

- a) il Presidente di Iren S.p.A. (Ing. Bazzano) riveste altresì la carica di Amministratore Delegato e di Direttore Generale nella società di primo livello Iren Acqua Gas S.p.A.;
- b) l'Amministratore Delegato di Iren S.p.A. (Ing. Garbati) riveste altresì la carica di Amministratore Delegato e di Direttore Generale nella società di primo livello Iren Energia S.p.A.;
- c) il Direttore Generale di Iren S.p.A. (Dr. Viero) riveste altresì la carica di Amministratore Delegato e di Direttore Generale nella società di primo livello Iren Emilia S.p.A. e di Amministratore Delegato nella società di primo livello Iren Ambiente S.p.A..

L'interesse che tali Organi delegati hanno in operazioni fra la Capogruppo e le Società di Primo Livello sopra indicate viene dai medesimi dichiarato ai sensi dell'art. 2391 c.c. in occasione dell'esame e discussione di dette operazioni da parte dei rispettivi Consigli di Amministrazione.

La Società e le Società dalla stessa controllate informano i rapporti con parti correlate a principi di trasparenza e correttezza, resi noti nella Relazione sulla Gestione (a norma dell'art. 2391 bis del Codice Civile). Buona parte di tali rapporti attengono a prestazioni fornite alla generalità della clientela (fornitura di gas, acqua, energia elettrica, calore ecc.) e sono regolati dai contratti normalmente applicati in tali situazioni.

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

Le funzioni e le competenze del comitato di amministratori indipendenti che, ai sensi del Regolamento Consob, deve esprimere il proprio parere in relazione all'effettuazione delle operazioni di minore e maggiore rilevanza con Parti Correlate e, in generale, svolgere anche tutte le altre funzioni assegnate in materia di operazioni con Parti Correlate, sono state affidate dal Consiglio di Amministrazione (seduta del 30 novembre 2010) al proprio Comitato controllo e rischi, che, per il solo svolgimento di dette competenze in materia di operazioni con Parti Correlate, assume una composizione allargata.

Più precisamente, al fine di garantire il requisito dell'indipendenza e della "non correlazione" nella singola operazione (intendendo per "non correlazione" l'estraneità rispetto alla controparte di una determinata operazione ed alle sue parti correlate), il Comitato controllo e rischi viene integrato con altri amministratori indipendenti (ex art. 148, comma 3, D. Lgs. 58/98 ed ex art. 3 del Codice di Autodisciplina).

emesso da Borsa Italiana) presenti nel Consiglio di Amministrazione della Società, attribuendo al Presidente del Comitato controllo e rischi il compito di individuare, in base alla maggiore anzianità anagrafica, tenendo altresì conto degli incarichi ad essi già attribuiti ai sensi del Regolamento Interno, un sotto comitato (i c.d. Membri Designati) composto di tre amministratori indipendenti e non correlati in relazione alla singola operazione con parte correlata da esaminare.

A tale scopo, il Consiglio di Amministrazione – nella seduta del 30 novembre 2010 – ha confermato - anche ai fini di quanto previsto dall'art. 7.1 del Regolamento Interno sulle Operazioni con Parti Correlate circa la composizione allargata del Comitato controllo e rischi, limitatamente all'espletamento delle funzioni relative alle operazioni con parti correlate - che i seguenti membri del Consiglio di Amministrazione della Società:

- Paolo Cantarella
- Gianfranco Carbonato

sono tuttora in possesso dei requisiti previsti dall'art. 148, comma 3, del D. Lgs. 58/98 e s.m.i. (c.d. TUF) e di quelli previsti dal Codice di Autodisciplina emanato da Borsa Italiana S.p.A. nonché di quello adottato dalla Società e rispondono quindi alla qualifica di amministratori indipendenti ai sensi dell'art. 3, lettera (h), del Regolamento Consob recante disposizioni in materia di operazioni con parti correlate.

Nel corso dell'esercizio 2012, si sono profilate le seguenti operazioni con parti correlate: (i) una con il Comune di Torino, per il tramite della società controllata IRIDE SERVIZI S.p.A., afferente la modificazione di alcune clausole delle vigenti convenzioni di servizio con la Città e la riduzione dello stock del credito vantato dal Gruppo Iren nei confronti della Città di Torino; (ii) una con il Comune di Torino relativa alla partecipazione di alcune società del Gruppo Iren alla gara pubblica bandita dall'Amministrazione Comunale per la cessione di quote di partecipazione al capitale sociale di TRM e di AMIAT; (iii) una con il Comune di Parma afferente l'accordo transattivo per la definizione della situazione debitoria/creditoria con alcune società del Gruppo Iren; (iv) una con il Comune di Parma, per il tramite della società controllata Iren Ambiente S.p.A., afferente la tutela giudiziaria contro i provvedimenti comunali di sospensione dei lavori di realizzazione del termovalorizzatore PAI; (v) una, infine, con la parte correlata BANCA IMI S.p.A. per l'affidamento dell'incarico di *advisor* finanziario in un'operazione straordinaria.

In conformità a quanto previsto nel vigente Regolamento OPC, laddove è risultato necessario ai fini di rispettare i requisiti dell'"indipendenza" e della "non correlazione", è stato designato un apposito sottocomitato di amministratori indipendenti e "non correlati", il quale ha provveduto al relativo esame ed espresso il parere di propria competenza sull'interesse della società alla singola operazione esaminata, nonché sulla convenienza e sulla correttezza sostanziale delle relative condizioni.

IMPOSTA DI BOLLO ASSOLTA IN MODO VIRTUALE TRAMITE LA CAMERA DI
COMMERCIO DI REGGIO EMILIA AUTORIZZAZIONE N. 10/E DEL 15.2.2001
DEL MINISTERO DELLE FINANZE - AGENZIA DELLE ENTRATE - UFFICIO DI
REGGIO EMILIA.

COPIA SU SUPPORTO INFORMATICO CONFORME ALL'ORIGINALE DEL DO-
CUMENTO SU SUPPORTO CARTACEO AI SENSI DELL'ART. 23, DEL D.LGS. . N.
82/2005, CHE SI RILASCIAD AD USO DEL REGISTRO DELLE IMPRESE.

