

Relazione
Finanziaria semestrale
al 30 giugno 2015



Sommario

Premessa.....	1
Gruppo Iren in cifre.....	2
Cariche sociali.....	4
Missione e valori del Gruppo Iren.....	5
RELAZIONE SULLA GESTIONE.....	7
L'assetto organizzativo del Gruppo Iren.....	8
Informazioni sul titolo Iren nel primo semestre 2015.....	13
Dati operativi.....	15
Scenario di mercato.....	18
Fatti di rilievo del periodo.....	28
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Iren.....	31
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo ed evoluzione prevedibile della gestione.....	44
Quadro normativo.....	46
Gestione finanziaria.....	70
Rapporti con parti correlate.....	72
Rischi e incertezze.....	73
Organizzazione e sistemi informativi.....	77
Ricerca e sviluppo.....	79
Personale E FORMAZIONE.....	87
Qualità, ambiente e sicurezza.....	88
Iren e la sostenibilità.....	92
BILANCIO SEMESTRALE ABBREVIATO CONSOLIDATO E NOTE ESPLICATIVE.....	95
Prospetto della situazione patrimoniale – finanziaria.....	96
Prospetto di conto economico.....	98
Prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo.....	99
Prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto.....	100
Rendiconto finanziario.....	102
Note esplicative.....	103
I. Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato.....	104
II. Variazione area di consolidamento rispetto al 31 dicembre 2014.....	107
III. Gestione dei rischi finanziari del Gruppo.....	108
IV. Informativa sui rapporti con parti correlate.....	113
V. Altre informazioni.....	117
VI. Informazioni sulla situazione patrimoniale – finanziaria.....	118
VII. Informazioni sul conto economico.....	145
VIII. Garanzie e passività potenziali.....	154
IX. Informativa per settori di attività.....	158
X. Allegati al bilancio semestrale abbreviato consolidato.....	161
Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154-bis del D.LGS. 58/1998.....	168
Relazione della società di revisione sulla revisione contabile limitata del bilancio semestrale abbreviato consolidato.....	169

PREMESSA

Si segnala che nella relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2015, coerentemente con quanto esposto nella relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2014, i dati comparativi del primo semestre 2014 riportati nella relazione sulla gestione differiscono da quelli riportati nel bilancio semestrale abbreviato consolidato. Infatti gli Amministratori, già in occasione della semestrale 2014 cui si rimanda, hanno ritenuto opportuno predisporre, oltre agli schemi di bilancio redatti in conformità ai principi contabili internazionali in vigore, specifici prospetti (riportati nella relazione sulla gestione) che riflettono integralmente, per singola linea di conto economico, ricavi e costi del teleriscaldamento della città di Torino, mettendo in evidenza la rilevanza strategica del business del teleriscaldamento, testimoniata dall'operazione di scissione parziale non proporzionale con la quale a decorrere dal 1° luglio 2014 il business del teleriscaldamento di AES Torino S.p.A. è stato integralmente acquisito da Iren Energia S.p.A., in cui il Gruppo Iren risulta ai vertici nazionali, ed il ruolo svolto dal Gruppo nella gestione e nello sviluppo del teleriscaldamento nella città di Torino.

Per le ragioni sopra esposte, i commenti sull'andamento economico e finanziario del Gruppo Iren relativi al primo semestre 2014, fanno riferimento a tali prospetti riesposti.

GRUPPO IREN IN CIFRE

	Primo semestre 2015	Primo semestre 2014	Variaz. %
Dati Economici (milioni di euro)			
Ricavi	1.579	1.521	3,8
Margine Operativo Lordo	378	371	2,0
Risultato operativo	217	229	(5,3)
Risultato prima delle imposte	183	168	9,0
Risultato netto di Gruppo e di Terzi	115	87	32,5
Dati Patrimoniali (milioni di euro)			
	Al 30/06/2015	Al 31/12/2014	
Capitale investito netto	4.192	4.279	(2,0)
Patrimonio netto	2.037	1.994	2,2
Posizione finanziaria netta	(2.155)	(2.286)	(5,7)
Indicatori economico-finanziari			
	Primo semestre 2015	Primo semestre 2014	
MOL/Ricavi	23,9%	24,4%	
	Al 30/06/2015	Al 31/12/2014	
Debt/Equity	1,06	1,15	
Dati tecnici e commerciali			
	Primo semestre 2015	Primo semestre 2014	
Energia elettrica venduta (GWh)	5.724	5.755	-0,5
Energia termica prodotta (GWh _t)	1.532	1.494	2,6
Volumetria teleriscaldato (mln m ³)	80,4	79,0	1,8
Gas venduto (mln m ³)	1.356	1.242	9,2
Acqua distribuita (mln m ³)	71	72	-0,9
Rifiuti raccolti (ton)	606.104	355.971	70,3
Rifiuti smaltiti (ton)	391.382	300.970	30,0

Iren è strutturata sul modello di una holding industriale con sede direzionale a Reggio Emilia, sedi operative a Genova, Parma, Piacenza e Torino, e società responsabili delle singole linee di business. Alla holding fanno capo le attività strategiche, di sviluppo, coordinamento e controllo, mentre le cinque società operative garantiscono il coordinamento e lo sviluppo delle linee di business in accordo a quanto esposto nel seguito:

- Iren Acqua Gas nel ciclo idrico integrato e nel settore della distribuzione gas;
- Iren Energia nel settore della produzione di energia elettrica e termica e dei servizi tecnologici;
- Iren Mercato nella vendita di energia elettrica, gas e teleriscaldamento;
- Iren Emilia nel settore distribuzione gas e nella gestione dei servizi locali;
- Iren Ambiente nelle attività di igiene ambientale in tutta la filiera dalla raccolta, a seguito dell'acquisizione del ramo d'azienda da Iren Emilia, allo smaltimento dei rifiuti oltre che nella progettazione e gestione degli impianti di trattamento e smaltimento.

Produzione energia elettrica: grazie ad un consistente parco di impianti di produzione di energia elettrica e termica a scopo teleriscaldamento, la capacità produttiva complessiva è pari a oltre 8.800 GWh annui, inclusa la quota assicurata dagli impianti acquisiti da Edipower (Turbigo e Tusciano) nel corso dell'esercizio 2014.

Distribuzione Gas: attraverso oltre 7.600 chilometri di rete Iren serve circa 719.000 Clienti.

Distribuzione Energia Elettrica: con 7.283 chilometri di reti interrate ed aeree in alta, media e bassa tensione il Gruppo distribuisce l'energia elettrica a circa 685.000 Clienti a Torino e Parma.

Ciclo idrico integrato: con circa 15.400 chilometri di reti acquedottistiche, oltre 9.100 km di reti fognarie e 1.076 impianti di depurazione, Iren fornisce più di 2.400.000 abitanti.

Ciclo ambientale: con 123 stazioni ecologiche attrezzate, 2 termovalorizzatori, 1 discarica, 17 impianti di trattamento, selezione e stoccaggio e 2 impianti di compostaggio, il Gruppo serve storicamente in area emiliana circa 116 comuni per un totale di circa 1.139.000 abitanti e di circa 1.100.000 tonnellate gestite. Dal 1° gennaio 2015 è entrata a far parte del gruppo IREN anche la società AMIAT SpA che nella città di Torino si occupa dei servizi di gestione dei rifiuti e di igiene ambientale, dei servizi di gestione della viabilità invernale e dei servizi relativi alla chiusura ed alla gestione post operativa della discarica "Basse di Stura". AMIAT SpA serve un bacino di circa 1 milione di abitanti e gestisce circa 413.000 tonnellate annue di rifiuti.

Teleriscaldamento: grazie a 864 chilometri di reti interrate di doppia tubazione il Gruppo Iren fornisce il calore ad una volumetria di circa 80 milioni di metri cubi, pari ad una popolazione servita di oltre 802.000 persone.

Vendita gas, energia elettrica e termica: il Gruppo commercializza annualmente più di 2 miliardi di metri cubi di gas, circa 11.151 GWh di energia elettrica e 2.636 GWh_t di calore per teleriscaldamento.

CARICHE SOCIALI

Consiglio Amministrazione

Presidente	Francesco Profumo
Vice Presidente	Ettore Rocchi ⁽¹⁾
Amministratore Delegato	Vito Massimiliano Bianco
Consiglieri	Franco Amato ⁽²⁾
	Lorenzo Bagnacani
	Roberto Bazzano
	Tommaso Dealessandri
	Anna Ferrero
	Augusto Buscaglia ⁽³⁾
	Alessandro Ghibellini ⁽⁴⁾
	Fabiola Mascardi ⁽⁵⁾
	Moris Ferretti ⁽⁶⁾
	Barbara Zanardi ⁽⁷⁾

Collegio Sindacale ⁽⁸⁾

Presidente	Michele Rutigliano
Sindaci effettivi	Emilio Gatto
	Annamaria Fellegara
Sindaci supplenti	Giordano Mingori
	Giorgio Mosci

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili e societari

Massimo Levrino

Società di Revisione

PricewaterhouseCoopers S.p.A. ⁽⁹⁾

⁽¹⁾ Nominato Vice Presidente dal Consiglio di Amministrazione del 4 giugno 2015, carica ricoperta sino al 30 aprile 2015 dal dott. Andrea Viero (dimissionario da tale data)

⁽²⁾ Presidente del Comitato Controllo e Rischi e componente del Comitato Operazioni Parti Correlate

⁽³⁾ Componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine

⁽⁴⁾ Componente del Comitato Controllo e Rischi

⁽⁵⁾ Presidente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine e componente del Comitato Operazioni Parti Correlate

⁽⁶⁾ Cooptato dal Consiglio di Amministrazione del 4 giugno 2015 in sostituzione del dimissionario dott. Andrea Viero e nella stessa seduta nominato Componente Comitato per la Remunerazione e le Nomine

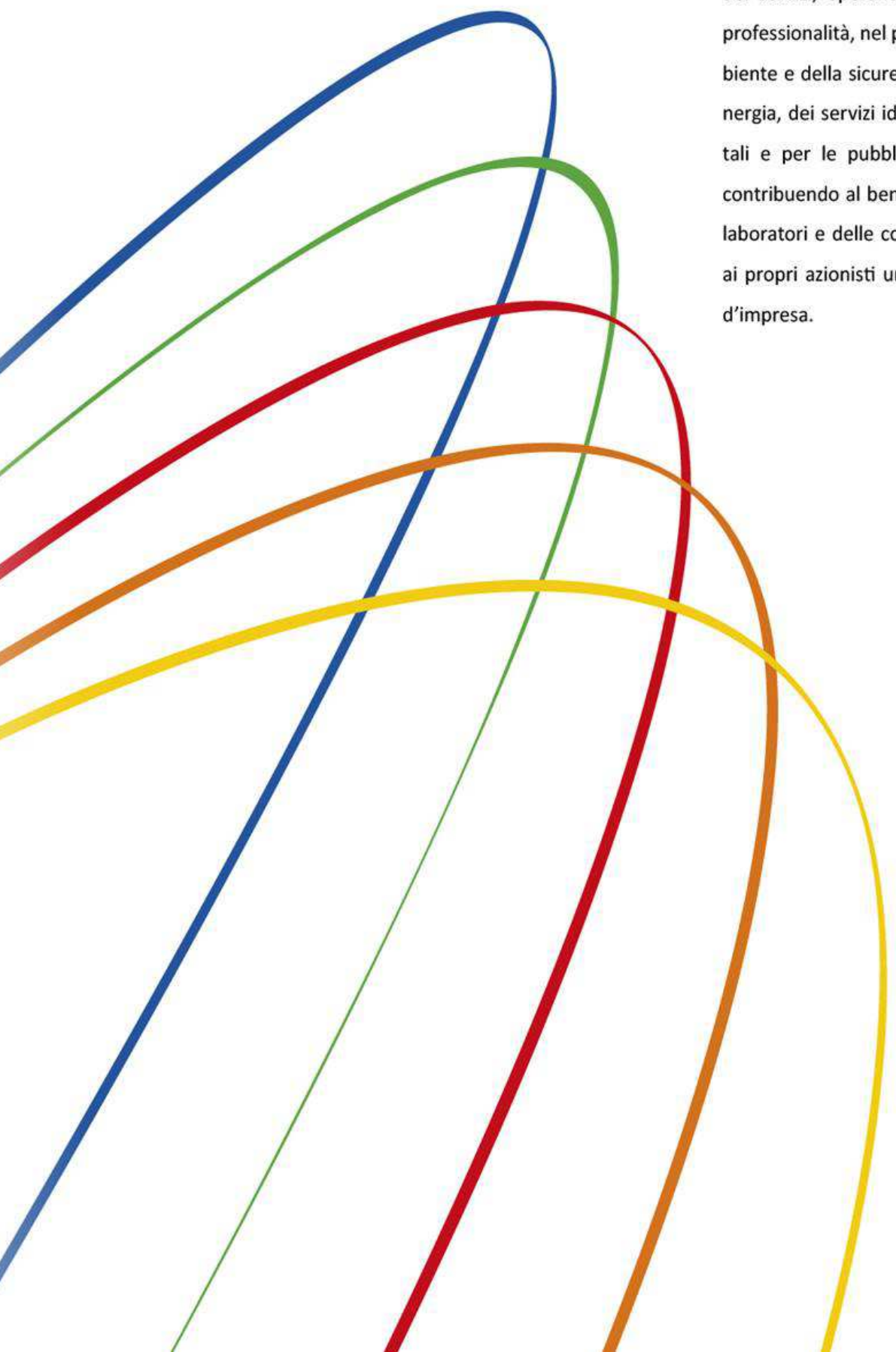
⁽⁷⁾ Presidente del Comitato Operazioni Parti Correlate e componente del Comitato Controllo e Rischi

⁽⁸⁾ Eletto dall'Assemblea Ordinaria del 28 aprile 2015 per il triennio 2015-2017

⁽⁹⁾ Incarico affidato dall'Assemblea Ordinaria del 14 maggio 2012 per il novennio 2012-2020

MISSIONE E VALORI DEL GRUPPO IREN

La missione del Gruppo Iren è quella di offrire ai clienti e ai cittadini efficienza, efficacia, economicità ed elevata qualità dei servizi, operando con competenza e professionalità, nel pieno rispetto dell'ambiente e della sicurezza, nei settori dell'energia, dei servizi idrici integrati, ambientali e per le pubbliche amministrazioni, contribuendo al benessere dei propri collaboratori e delle comunità e garantendo ai propri azionisti un'adeguata redditività d'impresa.



Iren S.p.A.

Via Nubi di Magellano, 30 - 42123 Reggio Emilia

Capitale sociale interamente versato euro 1.276.225.677,00

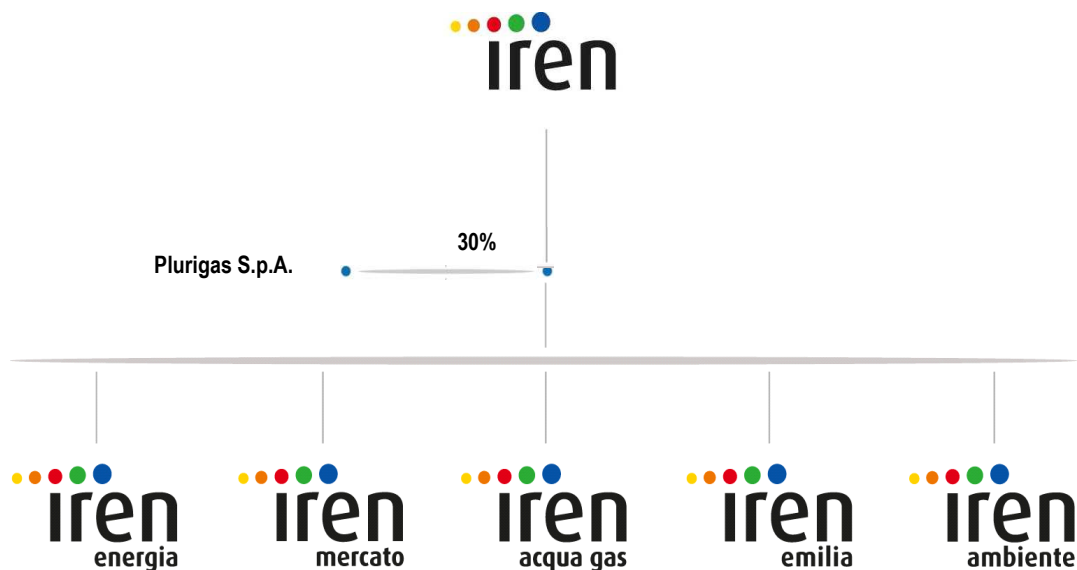
Registro Imprese di Reggio Emilia n. 07129470014

Codice Fiscale e partita IVA n. 07129470014



**Relazione
sulla gestione**
al 30 giugno 2015

L'ASSETTO ORGANIZZATIVO DEL GRUPPO IREN



L'Assemblea degli azionisti del 27 marzo 2013 ha deliberato la liquidazione volontaria della società Plurigas S.p.A. Si precisa che si tratta della struttura organizzativa a fini gestionali.

Nella rappresentazione sono state considerate le principali Società Partecipate di Iren S.p.A..

IREN ENERGIA

Produzione di energia elettrica e termica cogenerativa

Iren Energia dispone complessivamente di circa 3.000 MW di potenza installata (in assetto elettrico), di cui circa 2.800 MW direttamente e circa 200 MW tramite la partecipata Energia Italiana. In particolare, Iren Energia ha la disponibilità di 25 impianti di produzione di energia elettrica: 19 idroelettrici, 6 termoelettrici in cogenerazione e 1 termoelettrico, per una potenza complessiva di circa 2.800 MW in assetto elettrico 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. Il 40% della potenza termica complessiva proviene dagli impianti di cogenerazione di proprietà e la parte restante è relativa a generatori di calore convenzionali. La produzione di calore nel primo semestre 2015 è stata pari a circa 1.532 GWht, con una volumetria teleriscaldata pari a più di 81 milioni di metri cubi.

Teleriscaldamento

Iren Energia dal 1° luglio 2014, a seguito della scissione di AES Torino (prima partecipata al 51%) gestisce direttamente le attività di teleriscaldamento e dispone nel capoluogo piemontese della rete di teleriscaldamento più estesa a livello nazionale, con circa 525 km di doppia tubazione.

Iren Energia detiene anche la rete di teleriscaldamento di Reggio Emilia con un'estensione di circa 217 Km, di Parma con circa 91 Km, di Piacenza con circa 20 Km e di Genova con 10 km.

Infine, la società Nichelino Energia, interamente partecipata da Iren Energia ha come obiettivo lo sviluppo del teleriscaldamento nella città di Nichelino.

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); nei primi sei mesi del 2015 l'energia elettrica complessiva distribuita è stata pari a 1.978 GWh.

Servizi agli Enti Locali e Global Service

Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi) fornisce alla città di Torino il servizio di illuminazione pubblica e monumentale, il servizio semaforico, la gestione, in global service tecnologico, degli edifici e delle energie rinnovabili ed alternative.

Inoltre, Iren Servizi e Innovazione realizza impianti per la produzione di energia elettrica mediante fonti rinnovabili o assimilate come la trigenerazione.

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.

Iren Mercato presiede alle attività di programmazione, dispacciamento e consuntivazione dell'energia elettrica; presiede inoltre alla commercializzazione dell'energia proveniente dalle diverse fonti del Gruppo sul mercato rappresentato dai clienti finali, dalla Borsa Elettrica Italiana e da altri operatori grossisti.

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.

Iren Mercato agisce altresì come esercente il servizio di "maggior tutela" per la clientela retail del mercato elettrico relativamente alla provincia di Torino ed al territorio di Parma.

Infine, Iren Mercato gestisce la vendita del calore ai clienti teleriscaldati del comune di Torino e dei capoluoghi di Reggio Emilia, Parma e Piacenza e lo sviluppo commerciale sulle aree di nuovo insediamento del teleriscaldamento sia nell'ambito urbano torinese che per comuni limitrofi (Nichelino).

Iren Mercato storicamente è attiva nella vendita diretta del gas metano nei territori di Genova, Torino e dell'Emilia.

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

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi complessivi di gas naturale approvvigionati nel corso dei primi sei mesi del 2015 sono stati pari a 1.356 Mmc di cui 636 Mmc commercializzati a clienti finali esterni al Gruppo, 618 Mmc impiegati all'interno del Gruppo IREN sia per la produzione di energia elettrica e termica sia per la fornitura di servizi calore e 102 Mmc destinati allo stoccaggio.

Al 30 giugno 2015 i clienti gas gestiti direttamente da Iren Mercato sono pari a circa 728.000 distribuiti sul bacino storico genovese e sulle aree di sviluppo limitrofe, sul bacino torinese e sui bacini storici emiliani.

Commercializzazione energia elettrica

I volumi commercializzati nel primo semestre 2015, sono stati pari a 5.724 GWh.

I clienti di energia elettrica gestiti a fine giugno 2015 sono pari a circa 712.000 distribuiti principalmente sul bacino tradizionalmente servito, corrispondente a Torino e Parma, e sulle aree presidiate commercialmente dall'azienda.

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

Mercato libero e borsa

I volumi complessivamente venduti a clienti finali e grossisti sono pari a 2.157 GWh, mentre i volumi impiegati sulla borsa al netto dell'energia compravenduta sono pari a 2.927 GWh.

Mercato ex vincolato

I clienti complessivamente gestiti in regime di maggior tutela da Iren Mercato nei primi sei mesi del 2015 sono pari a circa 285.000, mentre i volumi complessivamente venduti ammontano a 320 GWh.

Vendita calore tramite rete di teleriscaldamento

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

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

Nel corso del primo semestre 2015 la volumetria teleriscaldata si è attestata a 81,1 milioni di metri cubi.

Gestione servizi calore

Il Gruppo è attivo nella vendita di servizi gestione calore e global service sia a favore di soggetti privati che di enti pubblici.

IREN ACQUA GAS

Servizi Idrici Integrati

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

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

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

Iren Acqua Gas direttamente e tramite le sue controllate, nel corso del primo semestre 2015, ha venduto circa 71 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 1.657 km di rete di cui circa 418 Km in media pressione e la restante in bassa pressione. L'area servita si estende per circa 571 kmq ed è caratterizzata da una corografia estremamente complessa con notevoli variazioni altimetriche. Il gas naturale in arrivo dai metanodotti di trasporto nazionale, transita attraverso 7 cabine di ricezione metano di proprietà dell'azienda interconnesse fra di loro e viene immesso nella rete di distribuzione locale. L'impiego di tecnologie innovative per la posa e la manutenzione delle reti consente di effettuare le necessarie manutenzioni riducendo al minimo tempi, costi e disagi alla cittadinanza.

Iren Acqua Gas tramite la sua controllata Genova Reti Gas ha distribuito gas, nel corso dei primi sei mesi del 2015, per complessivi 216 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, 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 5.955 km di rete di distribuzione locale di alta, media e bassa pressione per una potenzialità progettata massima di prelievo pari complessivamente a 862.195 Smc/h.

Iren Emilia, fino al 30 giugno 2014, ha svolto 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.

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 12.275 km di rete di acquedotto, 7.010 km di reti fognarie e 477 impianti di sollevamento delle acque reflue e 798 impianti di trattamento tra depuratori biologici e fosse imhoff distribuiti sul territorio di 109 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 330 km con una volumetria complessiva servita pari a 19,7 milioni di metri cubi.

Iren Emilia svolge inoltre l'attività di conduzione degli impianti di teleriscaldamento attraverso la gestione, manutenzione straordinaria e realizzazione di centrali termiche e impianti di cogenerazione di proprietà di Iren Energia nelle tre province emiliane di Parma, Reggio Emilia e Piacenza.

La gestione operativa della rete di distribuzione di energia elettrica è svolta nella città di Parma e riguarda 2.413 km di rete con un numero prossimo pari a 125.000 punti di consegna alla clientela finale.

IREN 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.

A seguito dell'acquisizione del ramo "raccolta rifiuti" ceduto da Iren Emilia con decorrenza 1° Luglio 2014, Iren Ambiente S.p.A. svolge anche l'attività di raccolta e spazzamento rifiuti oltre ad altri servizi collaterali. Tale operazione straordinaria ha consentito di ottimizzare la gestione delle attività di raccolta e spazzamento e di concentrare in un unico soggetto l'intera gestione del ciclo economico ed industriale dei rifiuti.

In conseguenza della suddetta operazione, Iren Ambiente svolge pertanto 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 circa 1.139.000 abitanti al 31 dicembre 2014.

L'attenzione crescente alla salvaguardia ambientale ed allo sviluppo sostenibile ha portato alla attivazione sempre più spinta di 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 pari al 64% in termini di raccolta differenziata totale.

Iren Ambiente S.p.A. gestisce anche 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.

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 S.p.A. gestisce circa 1.150.000 tonnellate annue di rifiuti avvalendosi di 17 impianti di trattamento, selezione e stoccaggio, 2 termovalorizzatori (Piacenza e Parma), 1 discarica (Poatica - Reggio Emilia), 2 impianti di compostaggio (Reggio Emilia). Il nuovo Polo Ambientale Integrato (PAI), impianto di

selezione e termovalorizzazione da rifiuti della provincia di Parma è entrato in esercizio definitivo nel mese di aprile 2014.

Iren Ambiente inoltre controlla, tramite AMIAT V SpA, la società AMIAT SpA che nella città di Torino si occupa dei servizi di gestione dei rifiuti e di igiene ambientale, dei servizi di gestione della viabilità invernale e dei servizi relativi alla chiusura ed alla gestione post operativa dell'impianto ad interrimento controllato "Basse di Stura". AMIAT SpA serve un bacino di circa 1 milione di abitanti e gestisce circa 413.000 tonnellate annue di rifiuti.

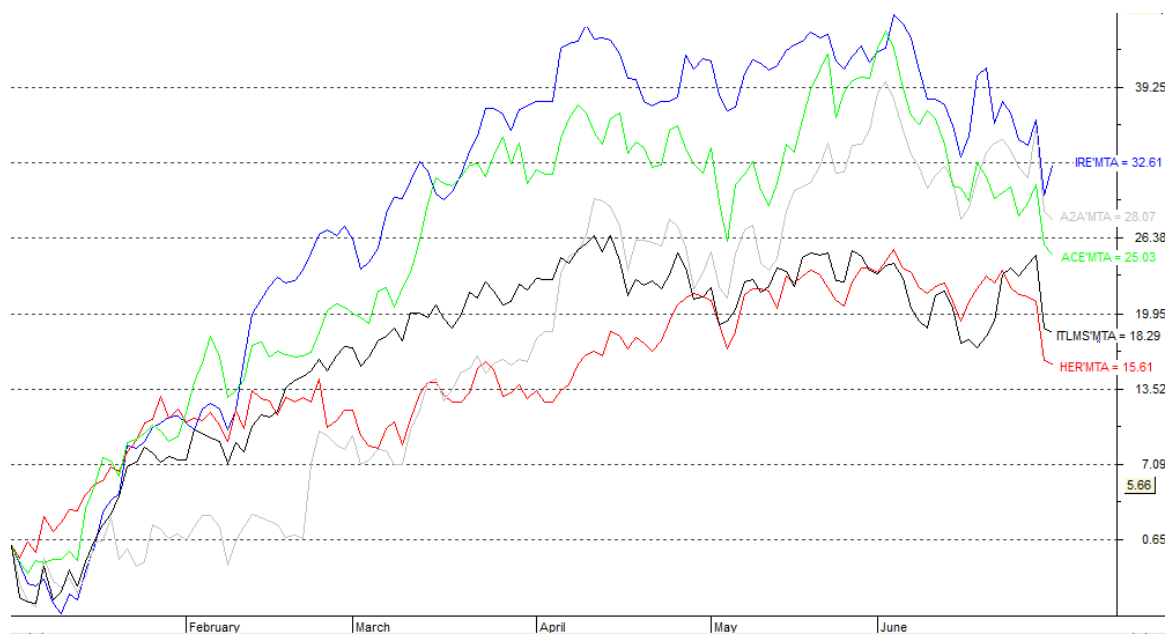
INFORMAZIONI SUL TITOLO IREN NEL PRIMO SEMESTRE 2015

ANDAMENTO DEL TITOLO IREN IN BORSA

Il titolo Iren nel primo semestre del 2015 ha realizzato la miglior performance di settore, registrando una crescita di circa il 33% contro un incremento dell'indice MTA di circa il 18%.

Tale performance positiva deriva principalmente dalle attese di crescita e di efficientamento legate ai progetti avviati dal nuovo Amministratore Delegato Dott. Massimiliano Bianco, che si è insediato ad inizio dicembre 2014, e che ha presentato il 17 giugno il nuovo piano industriale alla comunità finanziaria.

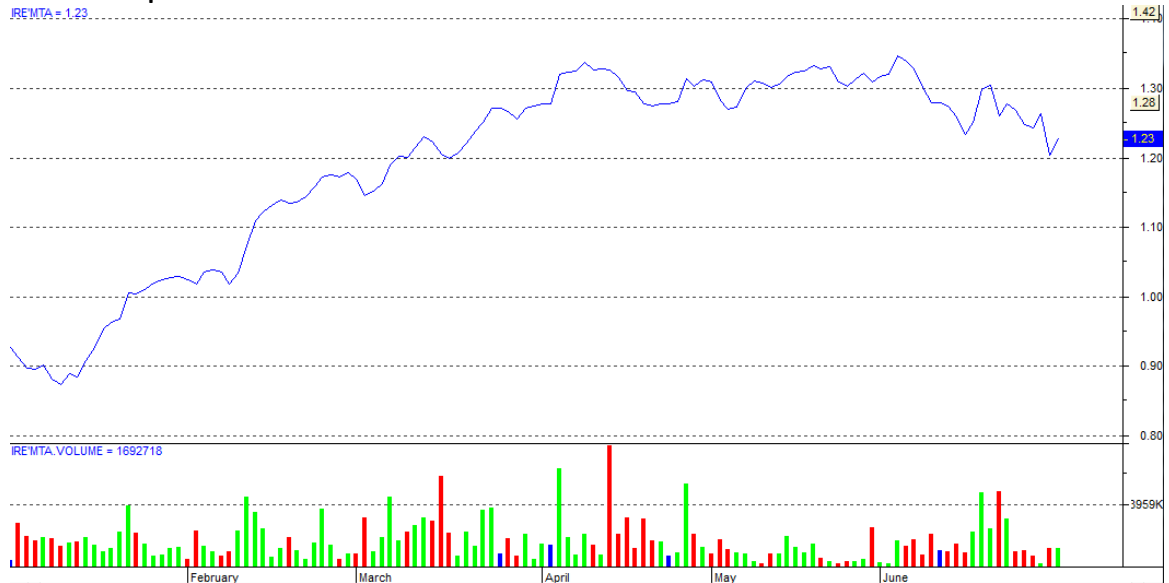
Andamento titolo Iren vs competitors



Il titolo Iren a fine giugno 2015 si è attestato a 1,23 euro per azione con volumi medi da inizio anno che si sono attestati intorno ai 2,1 milioni di pezzi giornalieri.

Nel corso del primo semestre dell'anno in corso il prezzo medio è stato di 1,19 euro per azione avendo toccato il massimo di 1,354 euro per azione il 3 giugno ed il minimo di 0,87 euro per azione il 12 gennaio.

Andamento prezzo e volumi del titolo Iren

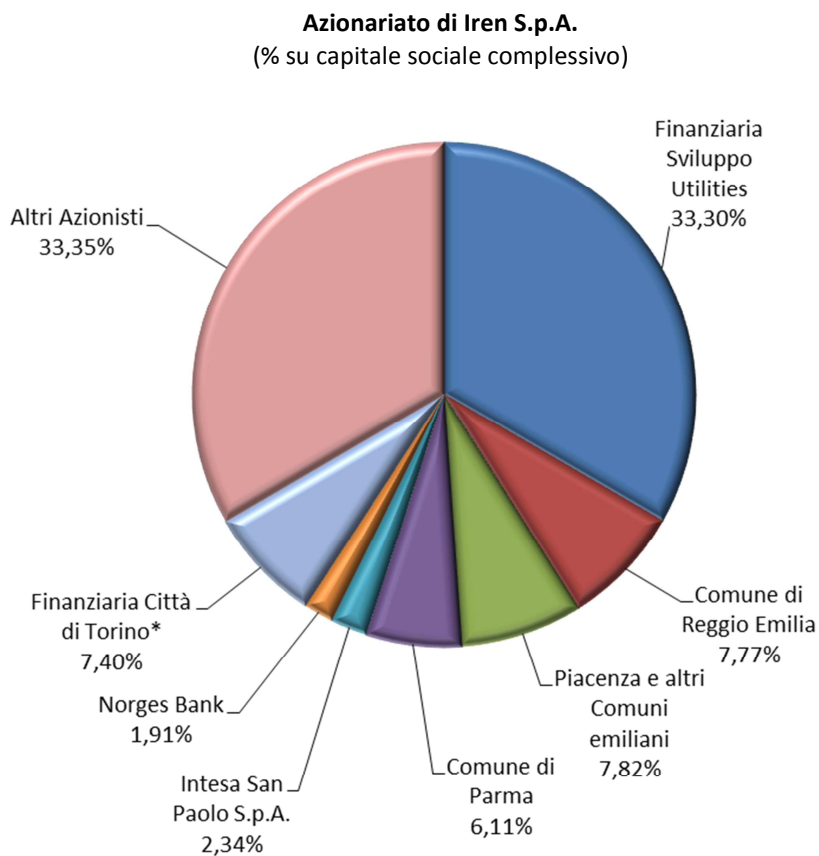


Il coverage del titolo

Il Gruppo IREN è attualmente seguito da sei broker: Banca IMI, Banca Akros, Equita, Intermonte, KeplerCheuvreux e Mediobanca.

AZIONARIATO

Al 30 giugno 2015 sulla base delle informazioni disponibili alla società, l'azionariato di Iren era il seguente:



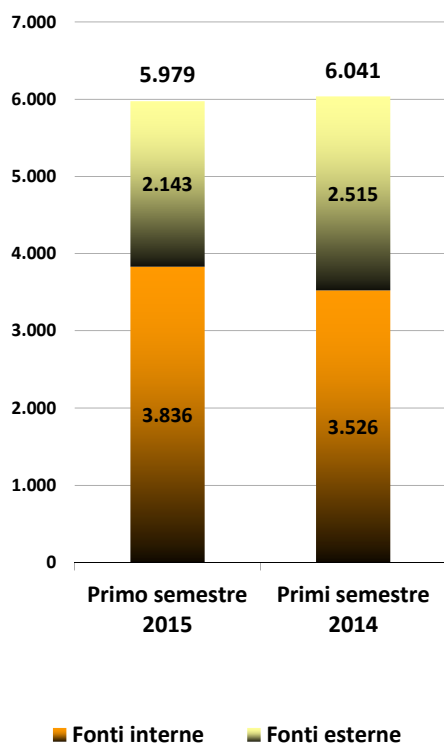
(*) azioni di risparmio prive di diritto di voto

DATI OPERATIVI

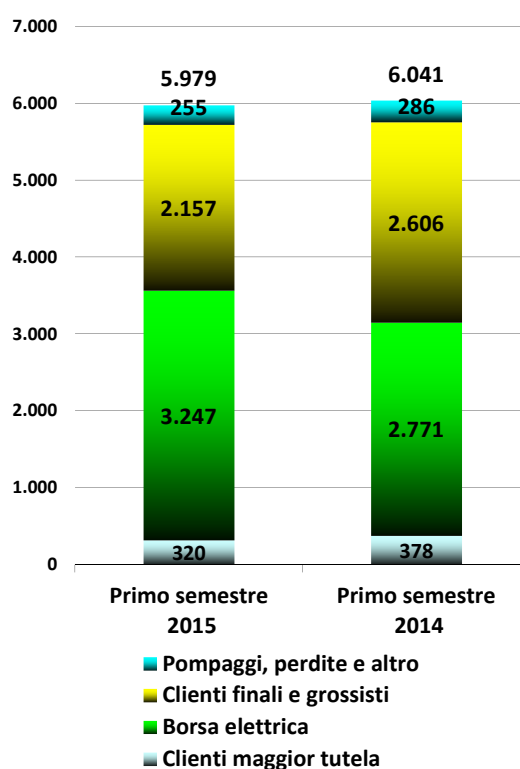
Bilancio dell'energia elettrica

GWh	Primo Semestre 2015	Primo Semestre 2014	Variaz. %
FONTI			
Produzione lorda del Gruppo	3.836	3.526	8,7
<i>a) Idroelettrica</i>	767	685	11,9
<i>b) Termoelettrica</i>	335	345	-2,8
<i>c) Cogenerativa</i>	2.475	2.293	7,9
<i>d) Produzione da WTE e discariche</i>	259	203	27,6
Acquisto da Acquirente Unico	337	397	-15,1
Acquisto energia in Borsa Elettrica	791	1.092	-27,6
Acquisto energia da grossisti e importazioni	1.015	1.026	-1,1
Totale Fonti	5.979	6.041	-1,0
IMPIEGHI			
Vendite a clienti di maggior tutela	320	378	-15,3
Vendite in Borsa Elettrica	3.247	2.771	17,2
Vendite a clienti finali e grossisti	2.157	2.606	-17,2
Pompaggi, perdite di distribuzione e altro	255	286	-10,8
Totale Impieghi	5.979	6.041	-1,0

Composizione Fonti



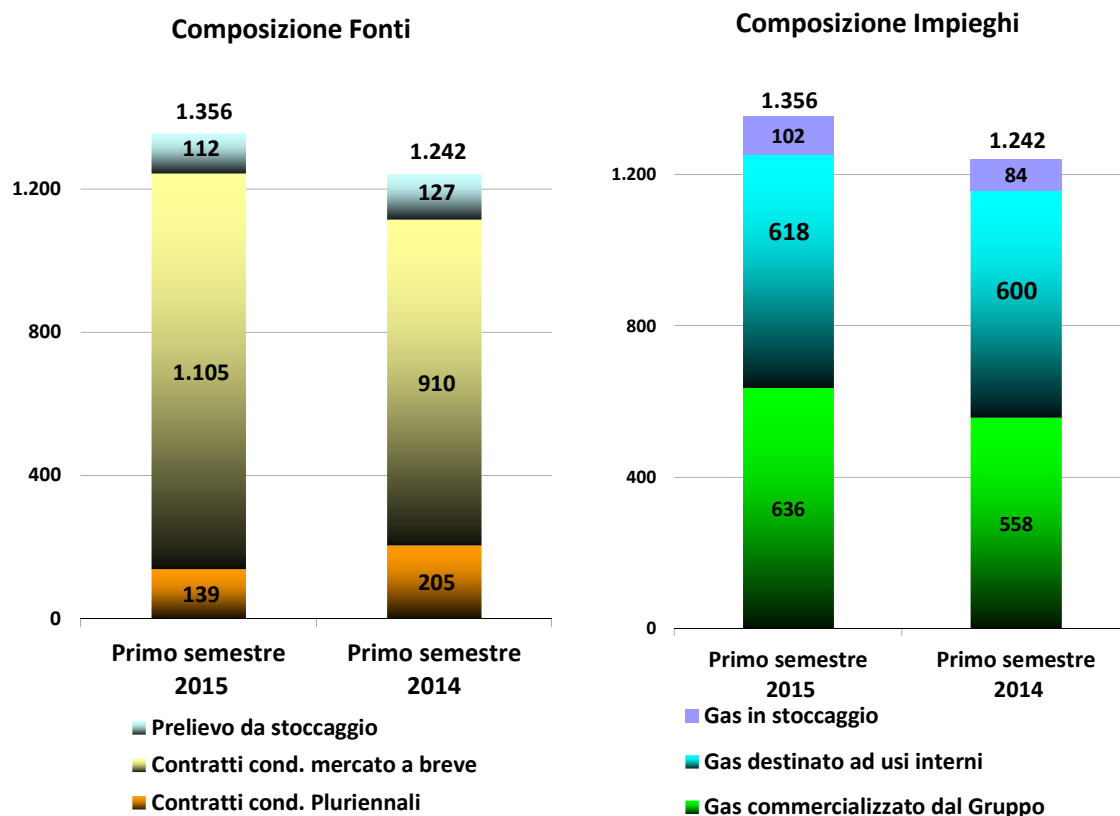
Composizione Impieghi



Bilancio del gas

Milioni di metri cubi	Primo semestre 2015	Primo semestre 2014	Variaz. %
FONTI			
Contratti con condizioni pluriennali	139	205	-32,0
Contratti con condizioni mercato a breve (annuali e spot)	1.105	910	21,4
Prelievi da stoccaggio	112	127	-11,8
Totale Fonti	1.356	1.242	9,2
IMPIEGHI			
Gas commercializzato dal Gruppo	636	558	14,0
Gas in stoccaggio	102	84	21,5
Gas destinato ad usi interni (1)	618	600	3,0
Totale Impieghi	1.356	1.242	9,2

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



Servizi a rete

	Primo semestre 2015	Primo semestre 2014	Variaz. %
DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA			
Energia elettrica distribuita (GWh)	1.978	1.915	3,3
N. contatori elettronici	706.535	701.503	0,7
DISTRIBUZIONE GAS			
<i>Gas distribuito da Iren Acqua Gas (mln mc)</i>	216	209	3,5
<i>Gas distribuito da Iren Emilia (mln mc)</i>	504	452	11,5
Totale Gas distribuito	720	661	8,9
TELERISCALDAMENTO			
Volumetria teleriscaldata (mln mc)	80,4	79	1,8
Rete Teleriscaldamento (Km)	889	878	1,3
SERVIZIO IDRICO INTEGRATO			
Volumi Acqua (mln mc)	71	72	-0,9

SCENARIO DI MERCATO

ANDAMENTO MACROECONOMICO

Dopo un lungo periodo recessivo iniziato dalla seconda metà del 2011, per il primo trimestre 2015 Istat ha confermato un aumento seppur modesto del PIL pari a +0,3% rispetto al trimestre precedente e a +0,1% rispetto al primo trimestre 2014. La crescita viene legata ai risultati positivi del settore manifatturiero e delle costruzioni, in presenza di una sostanziale stazionarietà dei servizi.

Nel secondo trimestre gli indicatori congiunturali rilevati da Istat mostrano che la ripresa economica tende a proseguire, ma le informazioni provenienti dai settori produttivi segnalano un'intensità più contenuta rispetto ai primi tre mesi. Il mercato del lavoro sembra offrire qualche segnale positivo, ma non è ancora iniziata un'autentica ripresa dell'occupazione.

Riduzione dei costi dell'energia, svalutazione del cambio dell'euro e politica monetaria della BCE hanno creato un quadro propizio per la crescita dell'Area Euro e dell'Italia, tuttavia resta alta l'incertezza sia per un rallentamento del contesto internazionale sia soprattutto per le ultime evoluzioni della crisi greca che genera incognite ed effetti destabilizzanti.

Recenti stime dell'OCSE vedono una crescita del PIL Italia a livello annuo di +0,6% nel 2015 e di +1,5% nel 2016, mentre il DEF governativo di aprile indica rispettivamente +0,7% e +1,3%.

Il mercato dell'energia elettrica

Nel periodo Gennaio - Giugno 2015 la produzione netta di energia elettrica in Italia è stata pari a 131.244 GWh in riduzione (-1,2%) rispetto allo stesso periodo del 2014. La richiesta di energia elettrica, pari a 153.239 GWh (-0,3%) è stata soddisfatta per l'86,3% dalla produzione nazionale (-1,0%) e per il restante 13,7% dal saldo con l'estero. A livello nazionale, la produzione termoelettrica tradizionale è stata pari a 83.184 GWh, con un incremento del 4,1% rispetto al 2014 ed ha rappresentato il 63,4% dell'offerta produttiva; la produzione di fonte idroelettrica è stata pari a 23.289 GWh (-23% rispetto al 2014) rappresentandone il 17,7% mentre la produzione da fonte geotermica, eolica e fotovoltaica è stata pari a 24.771 GWh (+9,4%) coprendo il 18,9% dell'offerta.

Domanda e offerta di energia elettrica cumulata

	(GWh e variazioni tendenziali)		
	fino a 30/06/2015	fino a 30/06/2014	Var. %
Domanda	153.239	153.680	-0,29%
- Nord	70.707	71.328	-0,87%
- Centro	45.782	46.124	-0,74%
- Sud	22.797	22.126	3,03%
- Isole	13.953	14.102	-1,06%
Produzione netta	131.244	132.788	-1,16%
- Idroelettrico	23.289	30.262	-23,04%
- Termoelettrico	83.184	79.881	4,13%
- Geotermoelettrico	2.874	2.722	5,58%
- Eolico e fotovoltaico	21.897	19.923	9,91%
Saldo estero	22.939	22.251	3,09%

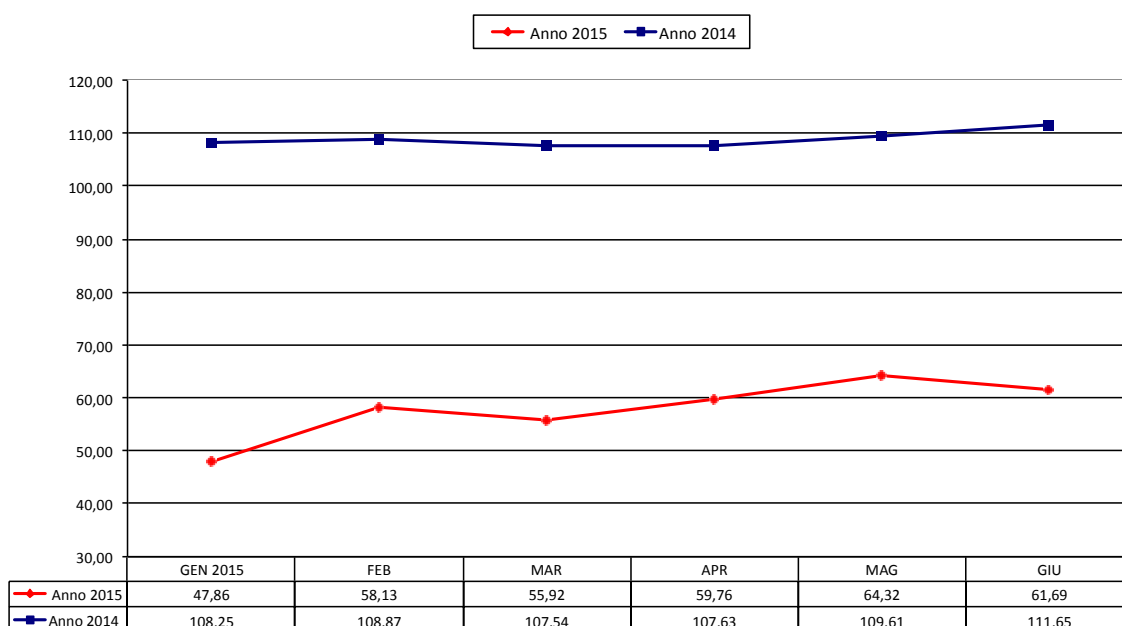
Fonte: elaborazione RIE su dati TERNA

Il primo semestre del 2015 ha visto complessivamente una domanda elettrica sostanzialmente stabile rispetto all'anno precedente. Il valore evidenzia ancora un segno negativo seppur minimo (-0,3%). I decrementi percentuali si verificano in tutte le zone del Paese, i maggiori decrementi si registrano nella zona Nord Est (-3,2%) ed in Sicilia (-5,4%).

Nei primi 6 mesi del 2015 il prezzo medio del greggio è stato pari a 57,95 \$/bbl, in netta riduzione rispetto allo stesso periodo del 2014 (-46,8%). Il cambio \$/€ medio è stato 1,1158 anch'esso in riduzione (-18,6%) rispetto alla media dello stesso periodo del 2014. Per effetto delle precedenti dinamiche, la quotazione media del greggio in euro è stata 51,9 €/bbl nel 2015 in riduzione rispetto al valore medio del 2014 (-34,7%).

Nel secondo trimestre 2015, le quotazioni in dollari del Brent Dated hanno visto una dinamica altalenante rispetto a quella rialzista del trimestre precedente, pertanto in aumento rispetto all'inizio dell'anno. In particolare in maggio il Brent si è portato a 64,3 \$/bbl, in aumento di circa 4,5 dollari rispetto ad aprile. Quello di maggio risulta comunque essere il dato medio più elevato dell'anno. L'interpretazione dei fondamentali reali suggerisce cautela e conferma il trend discontinuo nelle quotazioni ravvisabile nella riduzione di 2,5 \$/bbl di giugno.

Andamento del Brent (\$/bbl)



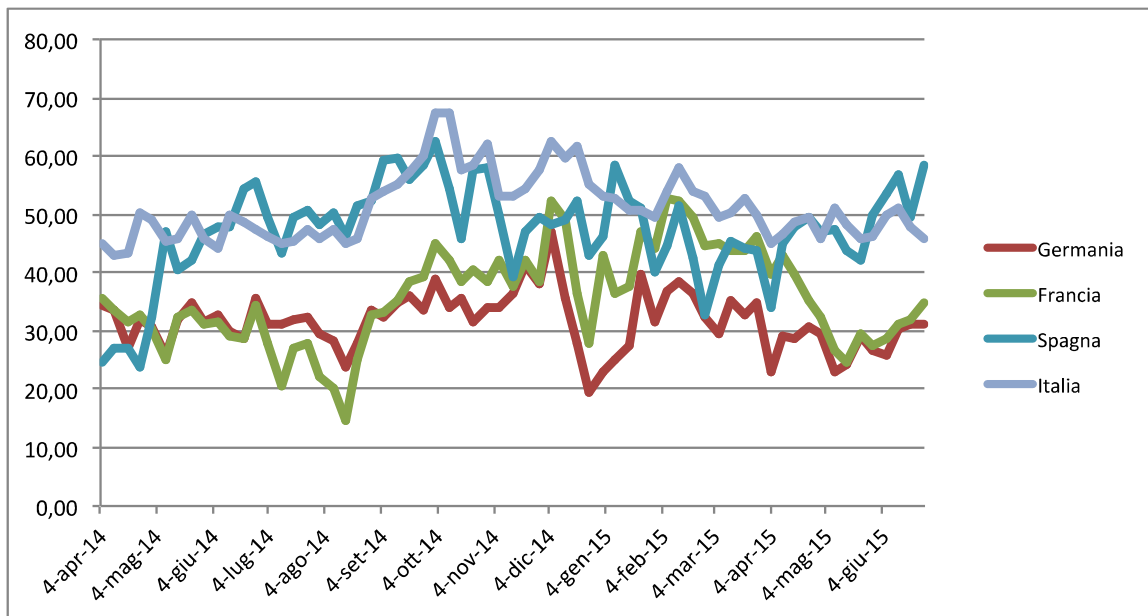
Il secondo trimestre del 2015 sulla borsa elettrica (Mercato del Giorno Prima) si chiude con un prezzo medio di 47,9 €/MWh che a differenza del trimestre precedente non rappresenta il punto più basso dall'avvio della piattaforma energetica poiché risulta superiore del 3,1% rispetto a quanto determinatosi nel pari periodo del 2014. Nel semestre il prezzo risulta in crescita dell'1% rispetto all'anno precedente.

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



Relativamente ai prezzi zionali si assiste, nel semestre, alla localizzazione del prezzo minore nella zona Sud, ribadendo quanto avvenuto nel 2014. Si conferma inoltre la Sicilia, con 57,7 €/MWh, come zona a prezzo massimo benchè il differenziale con il PUN si mostri decisamente ridimensionato (risultava infatti +55,4% nel 2014 rispetto al +15,9% attuale).

Le borse elettriche europee hanno espresso, nel semestre, un prezzo medio di 38,7 €/MWh rispetto al PUN medio IpeX pari a 49,96 €/MWh con un differenziale di 11,3 €/MWh in riduzione rispetto ai 16,3 €/MWh del 2014 e ai 21,2 €/MWh del 2013.



La tabella presente riporta il confronto tra i prezzi *futures* medi dei prodotti disponibili per il secondo trimestre 2015. Nei tre mesi da Aprile a Giugno si registrano variazioni in aumento per le quotazioni dei trimestrali di Settembre e Dicembre 2015 e Giugno 2016. Il *future* annuale (Dicembre 2016) che quotava 44,7 €/MWh a Gennaio si è portato a 48,3 €/MWh in Giugno (+3,6 €/MWh).

Aprile 2015 Futures		Maggio 2015 Futures		Giugno 2015 Futures	
mensili	€/MWh	mensili	€/MWh	mensili	€/MWh
mag-15	46,0	giu-15	47,9	lug-15	52,2
giu-15	47,5	lug-15	50,5	ago-15	50,3
lug-15	50,2	ago-15	49,3	set-15	52,6
trimestrali	€/MWh	trimestrali	€/MWh	trimestrali	€/MWh
set-15	50,3	set-15	50,5	set-15	51,6
dic-15	51,3	dic-15	51,3	dic-15	51,7
mar-16	51,2	mar-16	51	mar-16	50,9
giu-16	42,0	giu-16	43,3	giu-16	44,3
annuali	€/MWh	Annuali	€/MWh	Annuali	€/MWh
dic-16	47,3	dic-16	47,7	dic-16	48,3

Fonte: elaborazioni RIE su dati IDEX

Il Mercato del Gas Naturale

Dopo la forte contrazione dei consumi nazionali nel 2014 (-11,6% pari a -8,2 mld mc), il primo semestre 2015 fa rilevare una domanda in aumento dell'8,0%, risultato di una crescita più sensibile nei primi 4 mesi dell'anno e di una sostanziale stazionarietà nei restanti due. Il "recupero" rispetto al 2014 è di +2,6 mld mc, dovuto per il 70% ai maggiori prelievi delle reti di distribuzione (+10,9%) a seguito di temperature leggermente più rigide rispetto alla precedente stagione invernale e per il 28% all'aumento dei volumi per usi termoelettrici (+8,7%). Quest'ultimo, a sostanziale parità di domanda di elettricità, sembra favorito soprattutto dalla riduzione della produzione idroelettrica. Leggermente negativi invece i consumi industriali (-1,3%).

Lato offerta, le importazioni sono cresciute dello 0,6% mentre la produzione nazionale è calata del 5,3%. Il saldo dei sistemi di stoccaggio (erogazioni +/-immissioni -) indica +2,5 mld mc rispetto a -0,1 mld mc dell'anno scorso, risultato del più abbondante ricorso al gas immagazzinato nei siti fatto dagli operatori nel corso dell'ultimo inverno.

A fine giugno tutta la capacità di stoccaggio risulta conferita e dati Stogit indicano una giacenza di 5,7 mld mc pari al 50% dello spazio offerto e assegnato (11,5 mld mc). Lo stesso giorno del 2014 la giacenza era significativamente superiore e pari a circa 7,6 mld mc.

Da inizio anno, i volumi importati sono provenuti per il 49,0% da Tarvisio (prevalentemente Russia), il 15,6% da Passo Gries (Nord Europa), il 12,3% da Mazara del Vallo (Algeria), il 12,9% da Gela (Libia) e il 10,2% dal rigassificatore di Rovigo/entry point di Cavarzere (Qatar).

Impieghi e fonti di gas naturale nel Primo semestre 2015 e confronto con gli anni precedenti

	2015	2014	2013	2012	2008	Var. % '15/'14	Var. % '15/'13	Var. % '15/'12	Var. % '15/'08
GAS PRELEVATO (Mld mc)									
Impianti di distribuzione	18,5	16,7	20,6	20,3	19,4	10,9%	-9,8%	-8,6%	-4,4%
Usi industriali	6,6	6,7	6,8	7,0	8,0	-1,3%	-2,1%	-4,9%	-17,1%
Usi termoelettrici	9,1	8,4	9,8	12,3	16,7	8,7%	-7,2%	-26,4%	-45,4%
Rete Terzi e consumi di sistema (*)	1,0	0,9	1,0	1,4	1,6	18,0%	0,9%	-26,8%	-39,0%
Totale prelevato	35,3	32,7	38,1	41,0	45,7	8,0%	-7,5%	-13,9%	-22,8%
GAS IMMESSO (Mld mc)									
Produzione nazionale	3,3	3,4	3,7	4,1	4,7	-5,3%	-12,7%	-20,2%	-30,1%
Importazioni	29,5	29,3	30,8	36,8	40,7	0,6%	-4,0%	-19,7%	-27,5%
Stoccaggi	2,5	0,1	3,63	0,1	0,3	ns	ns	ns	ns
Totale immesso	35,3	32,7	38,1	41,0	45,7	8,0%	-7,5%	-13,9%	-22,8%

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

Fonte: elaborazioni su dati Snam Rete Gas: provvisori per giugno 2015.

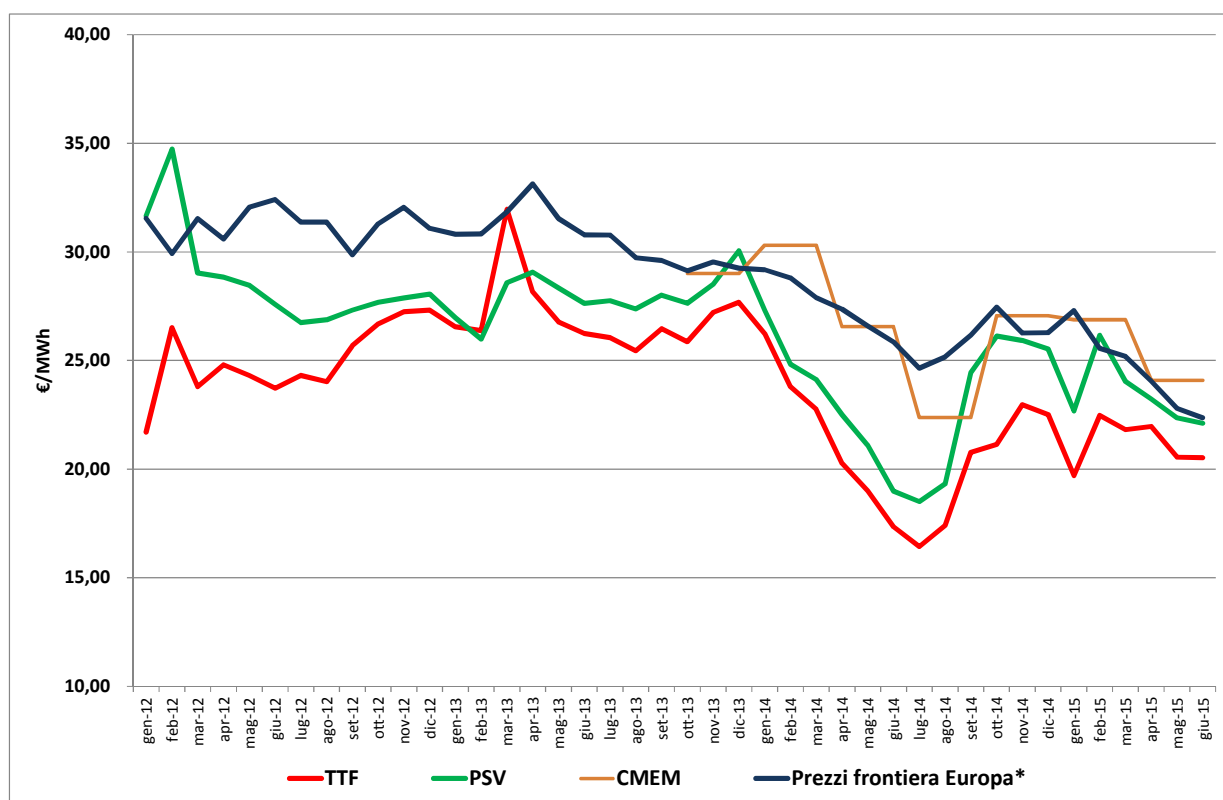
I prezzi all'ingrosso del gas naturale risultano in calo tendenziale in tutte le aree internazionali durante il primo semestre 2015 rispetto a fine 2014. In Europa, in un contesto di domanda ancora debole accentuato dal protrarsi di un inverno mite, i prezzi degli hubs dopo una forte riduzione in gennaio (-12% vs. dicembre), in controtendenza con le normali dinamiche stagionali, hanno conosciuto un temporaneo rialzo in febbraio (+13%/+15%); successivamente, con il progredire della stagione primaverile e senza fatti di rilievo a mutare i rapporti di mercato, i valori sono tornati a scendere (in maggio tra -3% e -6%) per poi stabilizzarsi in giugno. Il TTF olandese che è diventato l'hub europeo più liquido sopravanzando il NBP inglese, fa segnare un valore medio semestrale delle quotazioni spot di 21,2 €/MWh. Il PSV italiano risulta l'hub con i valori più elevati per una media di 23,4 €/MWh ed una differenza nei confronti del TTF di +2,2 €/MWh (+10%), oscillata dai +3,7 €/MWh di febbraio a +1,3/+1,8 €/MWh nel secondo trimestre.

Risultano in riduzione anche le quotazioni a termine, per quattro mesi consecutivi dopo una crescita in febbraio.

Se in media semestrale le quotazioni spot 2015 risultano leggermente inferiori (hubs nord-europei) o pressoché in linea (PSV) con quelle del 2014, relativamente al secondo trimestre i prezzi 2015 si rivelano invece superiori, entro un range di +8%/+11%, in confronto a quelli dello stesso periodo 2014, quando raggiunsero minimi annuali al termine di una forte caduta rispetto ai valori di inizio inverno (da 28 fino a 16-18 €/MWh).

Rinegoziazioni dei contratti a lungo termine e crollo dei prezzi del petrolio, a cui parte dei volumi importati sono ancora direttamente o indirettamente collegati, hanno portato ad una sensibile diminuzione dei "prezzi alla frontiera" e ad una loro progressiva convergenza con quelli a breve: in giugno stime del Platts indicano prezzi di importazione in Europa di 22,5 €/MWh rispetto a prezzi agli hubs di 20,5-22 €/MWh. Lo stesso fornitore russo Gazprom ha dichiarato per il primo trimestre un prezzo medio di vendita all'Europa di 22,5-23 €/MWh e valori in linea sono confermati dai rapporti della Commissione Europea.

Dinamiche dei prezzi del gas sui mercati all'ingrosso europei



*Valori indicativi basati su elaborazioni RIE di stime World Gas Intelligence (Platts), Commissione Europea, banca dati RIE

Nota: i prezzi della C_{MEM} sono stati trasformati in Euro/MWh sulla base di un potere calorifico di 38,52 MJ/mc

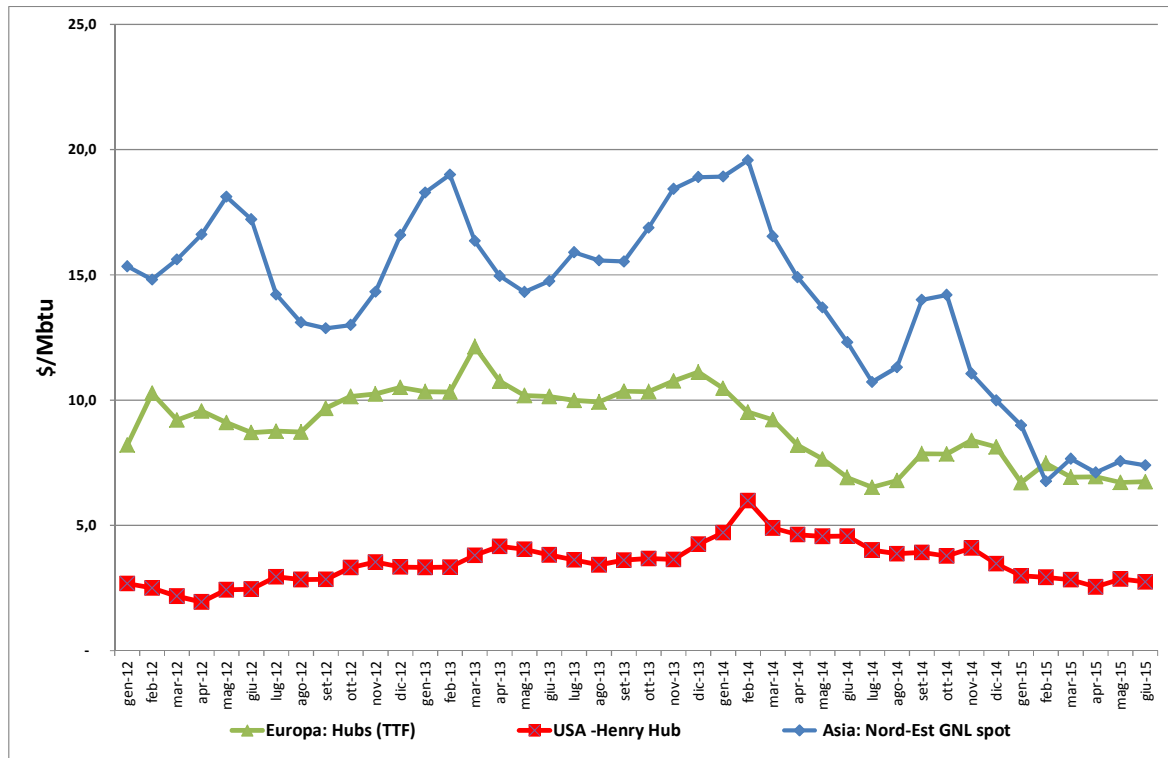
Altre Fonti: Elaborazioni RIE su dati European Gas Daily (Platts), AEEGSI

Riguardo al contesto italiano oltre alle già citate dinamiche del PSV, il mercato del bilanciamento (PB-Gas) si è confermato nel primo semestre l'unico mercato gas liquido tra quelli organizzati dal Gestore dei Mercati Energetici (GME). Nei due comparti che lo costituiscono (G+1 e G-1) sono stati scambiati nel primo trimestre volumi per circa 1,5 md mc, con un prezzo medio di 23,6 €/MWh per il comparto G+1 e di 26,2 €/MWh per il G-1; mentre nel secondo trimestre i volumi sono diminuiti a 0,7 md mc con prezzi rispettivamente di 22,75 e 22,32 €/MWh in linea con quelli delle contrattazioni bilaterali al PSV (22,57 €/MWh).

La c.d. "componente C_{MEM}", intesa a riflettere il costo di approvvigionamento del gas nel prezzo al mercato tutelato, definita da AEEGSI sulla base delle quotazioni forward del TTF, è risultata nel primo trimestre pari a 28,8 c€/mc (26,9 €/MWh) e nel secondo di 25,78 c€/mc (24,1 €/MWh).

Nei mercati del Nord-Est asiatico, dopo che a partire da ottobre 2014 una serie di fattori hanno mutato i fondamentali del mercato sia per gli scambi a breve (domanda inferiore alle attese e maggiori flussi di offerta) che per i contratti a lungo termine (caduta del prezzo del petrolio), i prezzi del GNL hanno continuato tendenzialmente a scendere. I prezzi spot che nel primo semestre 2014 avevano segnato in media 16 \$/MBtu, quasi il doppio di quelli europei, si sono dimezzati scendendo nel primo trimestre 2015 a 7,8 \$/MBtu e calando ulteriormente a 7,4 \$/MBtu nei successivi tre mesi rispetto ai 6,8 circa degli hubs nordeuropei (+9%). L'avvicinamento ai prezzi europei ha reso i netbacks ottenibili dall'esportazioni a breve di GNL verso l'Asia meno attraenti per i produttori favorendo l'arrivo di maggiori carichi in Europa. In USA si segnalano prezzi in leggera discesa e sempre inferiori rispetto alle altre aree di mercato. Nel semestre l'Henry Hub, principale mercato americano, ha fatto osservare valori in diminuzione dai 3,0 \$/MBtu di gennaio ai 2,7 \$/MBtu circa di giugno (per una media 2,8 \$/MBtu contro i 4,90 \$/MBtu dello stesso periodo 2014).

Confronto fra prezzi internazionali del gas naturale



Fonti: elaborazioni RIE su dati Platts

Certificati Bianchi (TEE)

Al 31 dicembre 2014 gli operatori iscritti al Registro dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) erano 1.166 (853 al 31 dicembre 2013), di questi 836 hanno richiesto ed ottenuto la qualifica di operatori di mercato (erano 580 un anno prima).

Da inizio anno sono stati scambiati circa 1.880 mila TEE sulla piattaforma di mercato GME (-9,6% rispetto allo stesso semestre 2014) e 2.834 mila TEE attraverso contratti bilaterali (-31% vs. I semestre 2014). Riguardo gli scambi sulla piattaforma di mercato la "tipologia II" (risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi di gas) è stata la più trattata (55%) con un prezzo medio di 103,6 € mentre il prezzo medio del I semestre 2014 era stato di 119,4 € per poi scendere intorno ai 100 € a fine anno. Prezzo semestrale per la "tipologia I" (riduzioni consumi elettricità) di 103,9 € (120,1 € nel corrispondente semestre 2014) che ha inciso per il 27% degli scambi.

Relativamente alle contrattazioni bilaterali la "tipologia II" ha pesato per il 61% dei volumi scambiati rilevando un prezzo passato da 45 € di gennaio a 102,7 € di marzo e rimasto tra i 101,2 e i 104,5 € nei mesi successivi.

NORMATIVA PRIMO SEMESTRE 2015

Il 20 febbraio il Consiglio dei Ministri ha approvato un testo di Disegno di Legge, cd. "DdL Concorrenza 2015", diretto a rimuovere ostacoli regolatori all'apertura dei mercati e a promuovere lo sviluppo della concorrenza. Il capo IV (artt.19-21) contiene la previsione della fine delle tutele di prezzo elettricità e gas dal 1° gennaio 2018. A dare attuazione alla cessazione dei regimi di tutela è previsto dovrà essere un decreto del ministero dello Sviluppo economico, sentita l'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico. E' in corso l'iter parlamentare di discussione con audizioni di tutti gli *stakeholders*.

Il 25 febbraio la Commissione Europea ha pubblicato alcune comunicazioni che hanno preso il nome di "Pacchetto Unione Energetica". Tra queste la Comunicazione n. 80/2015 contiene misure e proposte da realizzare nei prossimi 5 anni in materia energetica. Considerato da più parti un documento da contenuti ancora non del tutto definiti e sintomo delle difficoltà nel mettere a punto una efficace strategia europea, l'atto della Commissione prevede misure per rifondare e riqualificare il mercato dell'elettricità, una maggiore trasparenza nei contratti di fornitura di gas, una sostanziale evoluzione della cooperazione regionale per un mercato più integrato, nuove norme per garantire l'approvvigionamento di energia elettrica e gas (con particolare attenzione alla sicurezza degli approvvigionamenti gas), più finanziamenti dell'UE a favore dell'efficienza energetica.

Gas

Un **Decreto Ministeriale** del 6 febbraio 2015 (GU del 23 febbraio) del Ministero dello Sviluppo Economico ha definito cifre e regole generali per l'anno di stoccaggio 1° aprile 2015-31 marzo 2016. Il DM ha confermato in 500 ml mc la capacità, derivante dalla riduzione decisa nel 2012 dello stoccaggio strategico (oggi ca. 4,6 mld mc), riservata ai servizi integrati di rigassificazione e stoccaggio per i clienti industriali; la capacità di modulazione da assegnare in via prioritaria alla fornitura del mercato civile è quantificata in 6,843 mld mc, offerta in prodotti di modulazione con profilo variabile su base stagionale. Risulta invece di 1,122 mld mc la capacità da offrire con profilo uniforme per gli altri settori (es. termoelettrico e industriale). La capacità è collocata tramite aste. Riguardo la profilazione delle erogazioni il DM ha ridotto ulteriormente l'erogazione massima giornaliera e mensile per novembre e dicembre e aumentata quella di gennaio e febbraio.

Con **deliberazione n. 49/2015/R/Gas** del 12 febbraio 2015 (*"Disposizioni per il conferimento delle capacità di stoccaggio per l'anno termico dello stoccaggio 2015-2016 e definizione delle tariffe di stoccaggio"*) AEEGSI, in conseguenza del DM del 6 febbraio, ha adottato disposizioni riguardo le modalità di svolgimento delle procedure di allocazione della capacità di stoccaggio: procedure mensili in aste sequenziali, criteri di determinazione del prezzo di riserva per ogni asta, criteri di svolgimento delle aste, corrispettivi tariffari da applicare alle capacità conferite. A fine giugno tutta la capacità risulta conferita.

Con **deliberazione n. 133/2015** del 26 marzo 2015 (*"Condizioni economiche del servizio di tutela del gas naturale a partire dall'anno termico 2015-2016"*) AEEGSI ha stabilito i criteri per la definizione dei prezzi tutelati gas per l'anno termico 2015-2016. In sintesi l'Autorità di regolazione:

- mantiene il riferimento alle quotazioni del gas all'hub olandese TTF, in considerazione dell'insufficiente grado di sviluppo della liquidità delle negoziazioni all'hub italiano PSV rispetto agli standard europei;
- definisce anche per il prezzo tutelato lo spostamento a valle del PSV, già stabilito dalla deliberazione n. 60/2015/R/Gas, di alcuni oneri di sistema (componenti CVI, CV^{BL} e CV^{OS}) ora compresi nella componente del costo di approvvigionamento della materia prima (c.d. "C_{MEM}"); le componenti "estratte" saranno aggiunte alla tariffa di trasporto QT;
- stabilisce con minime variazioni i nuovi valori della componente a copertura dei costi di commercializzazione all'ingrosso dei venditori (c.d. "CCR");
- per quanto riguarda gli anni termici successivi al biennio 2015-2016, rinvia a successivo provvedimento la definizione delle modalità per la valutazione delle condizioni atte a consentire il riferimento a quotazioni nazionali del gas, anche in considerazione *"del più ampio processo normativo e regolatorio in corso, finalizzato alla progressiva revisione delle tutele di prezzo"* (vd "DdL Concorrenza").

Con **deliberazione AEEGSI n. 271/2015/R/Com** del 4 giugno (*“Avvio di procedimento per la definizione del percorso di riforma dei meccanismi di mercato per la tutela di prezzo dei clienti domestici e delle piccole imprese nei settori dell’energia elettrica e del gas naturale - Tutela 2.0”*) il Regolatore ha dato il via ad un procedimento che dovrebbe, entro dicembre 2015, definire una roadmap per la revisione dei meccanismi di tutela dei prezzi gas ed elettricità. Nel precisare l’obiettivo del procedimento AEEGSI non parla di superamento della tutela, ma di «graduale assorbimento degli esistenti contratti di fornitura degli attuali sistemi di prezzo» e di un passaggio ad una «tutela 2.0». Il Regolatore sottolinea che la roadmap non interferisce con il processo di abrogazione dei prezzi tutelati prevista dal 2018 nel *“DdL concorrenza”* attualmente in discussione in Parlamento. La roadmap dovrà definire percorsi differenziati dando eventuale priorità alle piccole imprese nel settore elettrico.

Con **documento di consultazione 275/2015/R/com** del 9 giugno 2015 (*“Criteri per la determinazione e l’aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per le regolazioni infrastrutturali dei settori elettrico e gas. Orientamenti iniziali”*) AEEGSI ha presentato *“orientamenti iniziali”* diretti ad *“un’ampia revisione”* dei criteri per la determinazione del WACC delle infrastrutture regolate nei settori elettricità e gas. Tra gli obiettivi quello di valutare la possibilità di convergere verso una metodologia e tempistica comune di calcolo per tutte le infrastrutture dal 2016, attraverso l’unificazione dei parametri utilizzati per la determinazione del WACC ad eccezione di quelli specifici dei singoli servizi. Tra le più importanti proposte di modifica quelle sulla c.d. componente *“free risk”*.

Non viene ancora fornita una stima dell’impatto complessivo della riforma sulla remunerazione che è presumibilmente da attendersi in riduzione.

Energia Elettrica

AEEGSI Delibera 29 gennaio 2015 22/2015/R/efr

Con il presente provvedimento l’Autorità ha definito il prezzo di collocamento sul mercato dei certificati verdi per l’anno 2015, quantificando il valore medio annuo del prezzo di cessione dell’energia elettrica, registrato nell’anno 2014, in 55,10 €/MWh. Per quanto premesso, ne consegue che nell’anno 2015 il GSE provvederà a collocare sul mercato i CV dallo stesso emessi ad un prezzo pari a 124,90 €/MWh.

AEEGSI Delibera 12 febbraio 2015 45/2015/R/eel

Con il presente provvedimento l’Autorità definisce i criteri per permettere l’adesione del mercato italiano al progetto di market coupling europeo con particolare riferimento alle frontiere Italia-Francia, Italia-Austria e Italia-Slovenia.

Documento per la consultazione 163/2015/R/ eel “Mercato dell’energia elettrica. Revisione della disciplina degli sbilanciamenti effettivi” - pubblicato il 9 aprile 2015

Con il DCO in oggetto l’Autorità consulta la compagine degli operatori elettrici su nuove proposte di regolazione riguardanti la revisione del meccanismo di calcolo dei prezzi di sbilanciamento, attualmente disciplinata dagli Art. 39 e 40 della Deliberazione n.111/06. Tale DCO è pubblicato dal Regolatore in esito alla sentenza del Consiglio di Stato del 20 marzo 2015, n. 1532, con la quale sono state annullate le precedenti disposizioni regolatorie contenute nelle deliberazioni 342/2012/R/eel e 285/2013/R/eel che avevano introdotto interventi urgenti in materia di contenimento degli oneri di dispacciamento. Le proposte di revisione illustrate nel DCO sono finalizzate a correggere quegli elementi distorsivi che, secondo l’AEEGSI, caratterizzano l’attuale meccanismo per il calcolo dei prezzi di sbilanciamento, nelle more della realizzazione di una più ampia ed organica riforma della disciplina degli sbilanciamenti che verrà introdotta dall’Autorità nei prossimi mesi, anche al fine di assicurare la piena compatibilità del quadro regolatorio nazionale con le disposizioni del futuro Codice di rete Europeo per il bilanciamento - *Balancing Network Code*, la cui entrata in vigore è prevista per il 2016. Nell’ambito dell’attuale schema di calcolo, l’Autorità ritiene che sussistano elementi distorsivi connessi al fatto che nel calcolare i segni e i prezzi di sbilanciamento si tiene conto anche di offerte accettate da Terna nel MSD per finalità diverse dalla mera correzione dello sbilanciamento. Al fine di rimuovere detti elementi distorsivi, il Regolatore propone che nella determinazione dei segni e dei prezzi di sbilanciamento siano considerate esclusivamente le offerte accettate da Terna su MSD per finalità di bilanciamento, ovvero accettate al solo

fine di correggere lo sbilanciamento complessivo della macrozona. In particolare, la proposta individuata dall'Autorità prevede l'adozione di misure volte ad escludere dal calcolo dello sbilanciamento tutte le offerte accettate nel MSD afferenti servizi non direttamente riconducibili alla correzione dello sbilanciamento.

REMIT - Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency, No 1227/2011

Il 7 gennaio 2015 è entrato in vigore il Regolamento di esecuzione (UE) n. 1348/2014 della Commissione Europea, che individua le informazioni relative ai prodotti energetici all'ingrosso e ai dati fondamentali che gli operatori di mercato sono tenuti a segnalare ad ACER, nonché le modalità e i tempi per l'adempimento di tale obbligo di segnalazione.

Obiettivo del Regolamento è stabilire regole condivise a livello europeo per l'integrità e la trasparenza dei mercati dell'energia all'ingrosso al fine di prevenire pratiche abusive. In particolare, il REMIT introduce a livello europeo regole specifiche per la sorveglianza dei mercati all'ingrosso dell'energia volte a:

- definire le pratiche abusive, relativamente a manipolazione (o tentata manipolazione) di mercato e insider trading;
- vietare le suddette pratiche abusive nei mercati dell'energia (elettricità e gas) all'ingrosso;
- identificare e contrastare i casi di manipolazione (o tentata manipolazione) di mercato e di insider trading attraverso un sistema di monitoraggio dei mercati energetici europei;
- adottare le opportune iniziative di verifica e controllo prevedendo che le Autorità nazionali di regolazione dispongano di specifici poteri di indagine, *enforcement* e sanzione.

La legge n. 161/2014 (articolo 22) ha conferito all'Autorità tutti i poteri di indagine previsti dal REMIT. Inoltre, nel definire i principi generali della disciplina sanzionatoria, ha conferito all'Autorità anche il potere di irrogare sanzioni amministrative pecuniarie, salvo che il fatto costituisca reato. La legge n. 161/2014 prevede anche rapporti tra l'Autorità e altri soggetti istituzionali nazionali:

- a. il Gestore dei mercati energetici (GME) e il Gestore della rete elettrica di trasmissione nazionale (Terna), con riferimento ai mercati da essi gestiti, in collaborazione per lo svolgimento di indagini relative a casi di sospetta violazione del REMIT;
- b. l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, per il coordinamento nello svolgimento di indagini relative a casi di sospetta violazione dei divieti di manipolazione del mercato e di insider trading;
- c. la CONSOB, per il coordinamento nello svolgimento di indagini relative a casi di sospetta violazione del divieto di insider trading.

FATTI DI RILIEVO DEL PERIODO

Interventi di Razionalizzazione organizzativa

A partire da gennaio 2015 le società del Gruppo Iren sono state oggetto di alcuni interventi di riorganizzazione che hanno visto un forte commitment della nuova Governance, con l'obiettivo di rafforzare l'unitarietà di governo del Gruppo e di individuare chiaramente le attività e responsabilità principali afferenti a ciascuna struttura garantendo un rapido e reale processo di integrazione, indispensabile per affrontare le sfide del mercato.

Sono inoltre state costituite 4 Direzioni, denominate Business Unit (BU), per il coordinamento e l'indirizzo delle Società operanti nei rispettivi settori di mercato, alle dipendenze dell'Amministratore Delegato della Capogruppo. In particolare tali BU saranno:

- Business Unit Ambiente
- Business Unit Energia
- Business Unit Mercato
- Business Unit Reti

L'organizzazione della Capogruppo è stata oggetto di un primo intervento di razionalizzazione che ha visto da gennaio 2015 una semplificazione delle direzioni centrali.

E' stata inoltre definita la dipendenza gerarchica di tutte le Direzioni e Unità organizzative di staff delle società di primo livello e delle società controllate dalle Direzioni centrali corrispondenti.

Da febbraio sono inoltre confluite in Iren S.p.A., attraverso l'istituto del distacco, le risorse provenienti dalla diverse società di primo livello e controllate del Gruppo, in coerenza con le attività accentrate.

A partire dal mese di marzo si è inoltre proceduto a ridefinire l'organizzazione delle società di primo livello per Business Unit, definendo le attività e responsabilità delle strutture delle stesse società.

Nel corso del mese di giugno sono stati stipulati, con efficacia 1° luglio 2015, gli atti di cessione dei rami d'azienda delle funzioni di staff corporate delle società controllate ad Iren S.p.A.. Le risorse provenienti da queste società sono pertanto entrate nell'organico della Capogruppo.

Conseguentemente il Gruppo Iren è organizzato nelle seguenti Direzioni di staff:

- "Segreteria Societaria", "Comunicazione e Relazioni Esterne", "Relazioni Istituzionali Locali" e "Internazionalizzazione e Innovazione" facenti capo al Presidente;
- "Acquisti e Appalti", "Amministrazione, Finanza e Controllo", "Affari Legali", "Personale, Organizzazione e Sistemi Informativi" e "Strategia e Affari Regolatori" facenti capo all'Amministratore Delegato;
- "Internal Audit e Compliance", "Corporate Social Responsibility e Comitati Territoriali", "Risk Management" e "Affari Societari" facenti capo al Vice Presidente.

Progetto IrenOne

Dal 2015 è stato attivato il nuovo sistema applicativo E.P.M. (Enterprise Performance Management) le cui caratteristiche fondamentali rispondono all'esigenza di disporre a livello di Gruppo di una piattaforma unica per il consolidamento, tale da garantire l'allineamento degli aspetti civilistico-gestionali, nonché di uniformare le dimensioni di analisi gestionale a servizio del management di Gruppo.

Finanziamenti Bancari

In merito alle operazioni di finanziamento compiute nel primo semestre 2015 si evidenzia che sono stati perfezionati ed utilizzati nuovi finanziamenti a medio lungo termine per complessivi 250 milioni di euro. Per ulteriori elementi di dettaglio si rinvia al capitolo "Gestione Finanziaria" della presente relazione.

Fusione per incorporazione di Società Acque Potabili S.p.A. in Sviluppo Idrico S.p.A.

Con riferimento all'operazione di fusione per incorporazione di Società Acque Potabili S.p.A. in Sviluppo Idrico S.p.A., si precisa che in data 20 gennaio 2015 è stato stipulato l'Atto di fusione per incorporazione, con efficacia 1° febbraio 2015 degli effetti civilistici, mentre per gli effetti contabili e fiscali è prevista la retroattività al 1° gennaio 2015. Alla data di efficacia della fusione, tutte le azioni ordinarie Acque Potabili

sono state annullate; l'ultimo giorno di quotazione del titolo nel mercato MTA è stato il 30 gennaio 2015. Con lo stesso atto Sviluppo Idrico S.p.A. ha assunto la denominazione sociale di Acque Potabili S.p.A..

Sentenza Robin Tax

Con sentenza 10/2015 del 9 febbraio 2015 la Corte Costituzionale ha dichiarato l'incostituzionalità dell'art. 81 commi 16, 17 e 18 del decreto-legge 25 giugno 2008 n. 112 convertito con legge 6 agosto 2008 n. 133, che aveva introdotto un'imposta addizionale all'IRPEF, la cosiddetta «Robin Hood Tax», gravante sulle società di produzione, distribuzione e commercializzazione operanti nei settori energetici e petroliferi. Tale incostituzionalità non ha avuto efficacia retroattiva, in quanto è stabilito che la sentenza debba applicarsi dal giorno successivo alla sua pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale (11 febbraio 2015).

Progetto Torino LED

Nel corso del mese di marzo ha preso avvio il Progetto Torino LED che, promosso dalla Città, prevede, nell'arco di un biennio, l'installazione di oltre 50.000 nuove lampade a led (pari al 55% del totale dei lampadari cittadini).

Il Progetto è sviluppato in partnership con Iren Servizi e Innovazione che, nell'ambito dell'esistente convenzione con la Città di Torino, ne curerà la realizzazione, mettendo a disposizione il proprio know how e le proprie competenze tecniche in materia.

Il Progetto Torino LED consentirà alla Città di ottenere importanti benefici sul fronte economico, dimezzando i consumi di energia elettrica degli impianti interessati dall'intervento.

A livello energetico ed ambientale, il Progetto, una volta completato, consentirà un risparmio valutato in 20.000.000 kWh/anno (con una riduzione dei consumi di energia elettrica di oltre il 50%), consentendo un mancato consumo pari a circa 3600 Tep (Tonnellate Equivalenti Petrolio)/anno, ed evitando, nel contempo, la produzione di 3,5 tonnellate/anno di CO₂. Nel mese di giugno 2015 è iniziata l'installazione dei primi 5.000 apparecchi.

Cessione rami d'azienda di Acque Potabili S.p.A.

Il Consiglio di Amministrazione di Acque Potabili S.p.A. ha deliberato il 15 aprile 2015 la cessione a Iren Acqua Gas S.p.A. del ramo d'azienda, cd. "Ramo Ligure", inerente il servizio idrico integrato nei Comuni di Camogli, Rapallo, Coreglia Ligure e Zoagli nell'ATO Genova e nel Comune di Bolano (La Spezia) e della partecipazione detenuta nella controllata Acquedotto di Savona S.p.A., rappresentante l'intero capitale sociale della stessa, nonché la cessione a Società Metropolitana Acque Torino S.p.A. del ramo d'azienda, cd. "Ramo ATO 3 Torinese", inerente il servizio idrico integrato dell'ATO 3 Torinese.

Le operazioni di trasferimento dei Rami d'Azienda sopradescritte, con efficacia dal 1° luglio 2015, perseguono lo scopo di consentire la riorganizzazione delle attività, sino ad oggi gestite da Acque Potabili S.p.A., tramite l'integrazione con le attività gestite dai propri soci di riferimento permettendo nel contempo di avviare una progressiva valorizzazione del proprio portafoglio di concessioni.

Fermo restando l'eventuale aggiustamento del prezzo alla data di trasferimento, il corrispettivo della cessione del Ramo Ligure pagato da Iren Acqua Gas S.p.A. ad Acque Potabili S.p.A. alla data di efficacia del trasferimento del ramo d'azienda e della partecipazione totalitaria detenuta nella società Acquedotto di Savona S.p.A., è di circa 32,9 milioni di Euro, al netto di un debito finanziario di 14,6 milioni di Euro circa, mentre il corrispettivo della cessione del Ramo ATO 3 Torinese, pagato da Società Metropolitana Acque Torino S.p.A. ad Acque Potabili S.p.A. nella medesima data, è di circa 32,9 milioni di Euro, al netto di un debito finanziario di 14,6 milioni di Euro

Assemblea Ordinaria IREN S.p.A.

L'Assemblea Ordinaria degli azionisti di Iren S.p.A. ha approvato in data 28 aprile 2015 il Bilancio della Società relativo all'esercizio 2014 ed ha deliberato la distribuzione di un dividendo pari a 0.0523 euro per azione, confermando quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione.

Il dividendo di 0.0523 euro per ciascuna azione ordinaria e di risparmio è stato messo in pagamento il 24 giugno 2015 (data stacco cedola il 22 giugno 2015 e record date il 23 giugno 2015).

Con l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2014 si è concluso il mandato del Collegio sindacale in carica. Per il triennio 2015-2017 l'Assemblea degli Azionisti ha pertanto provveduto a nominare, sulla base delle liste presentate: numero tre Sindaci effettivi nelle persone di: Emilio Gatto, Annamaria Fellegara e

Michele Rutigliano, eleggendo quest'ultimo Presidente del Collegio Sindacale; numero due Sindaci supplenti nelle persone di Giordano Mingori e di Giorgio Mosci. Il Collegio sindacale rimarrà in carica sino alla data di approvazione del bilancio dell'esercizio che si chiuderà il 31 dicembre 2017.

L'Assemblea degli Azionisti di IREN S.p.A. ha altresì deliberato la nomina del Dr. Vito Massimiliano Bianco quale Consigliere di Amministrazione a seguito di avvenuta cooptazione ai sensi dell'art. 2386 del codice civile avvenuta il 1 dicembre 2014. Il Dr. Vito Massimiliano Bianco rimarrà in carica fino alla data di approvazione del bilancio dell'esercizio 2015, data di scadenza dell'attuale Consiglio di Amministrazione.

Cariche sociali

Il Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A., riunitosi in data 28 aprile 2015, al termine dei lavori della suddetta Assemblea dei Soci, ha confermato il Dr. Vito Massimiliano Bianco quale Amministratore Delegato della multiutility.

In data 30 aprile 2015 il Dottor Andrea Viero ha formalizzato le sue dimissioni con effetto immediato dalle cariche di Consigliere di Amministrazione di IREN S.p.A. e, conseguentemente, dal ruolo di Vice Presidente della Società.

Il 4 giugno 2015 il Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A. ha nominato Ettore Rocchi quale Vice Presidente della società, in sostituzione di Andrea Viero.

Inoltre, il Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A. al fine di reintegrare la sua composizione numerica ha cooptato, ai sensi e per gli effetti dell'art. 2386 del codice civile, Moris Ferretti che è in possesso dei requisiti di indipendenza.

Il Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A. ha preso atto che in conseguenza dell'attribuzione della carica di Vice Presidente al Professor Rocchi, lo stesso non riveste più i requisiti di indipendenza di cui era in possesso al momento della nomina a Consigliere. Il Consiglio di Amministrazione ha pertanto nominato in sua sostituzione Moris Ferretti quale componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine.

Piano Industriale al 2020

Il 17 giugno 2015 il Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A. ha approvato il piano industriale 2015-2020 del Gruppo Iren.

Il piano industriale al 2020 rappresenta il "ponte" verso la nuova IREN che, attraverso continua innovazione, razionalizzazione ed efficientamento di processi interni, selettività degli investimenti per profittabilità e attenzione verso le nuove esigenze dei clienti mira a divenire polo aggregatore e motore dello sviluppo nei suoi territori di riferimento.

Le linee guida strategiche del piano industriale sono rappresentate da:

- integrazione ed efficienza finalizzate all'ottenimento di importanti sinergie;
- centralità del Cliente che da fruitore diventa protagonista del servizio, attraverso sistemi di comunicazione e customer care digitali e innovativi;
- innovazione trasversale intesa non come elemento a sé stante, ma come mindset che permea tutta la vita e le azioni del Gruppo;
- sviluppo sostenibile in termini ambientali e finanziari che si tradurrà nella scelta di investimenti ad alto valore aggiunto per il Gruppo e il territorio.

Il Piano industriale, nel suo arco temporale, prevede un incremento significativo dell'EBITDA (oltre il 34%). Gli investimenti cumulati sono quantificati in circa 1,8 miliardi di euro, di cui 630 milioni di euro in sviluppo. Sul totale degli investimenti, 450 milioni di euro saranno dedicati a progetti aventi caratteristiche tecnologiche innovative.

E' previsto un decremento rilevante dell'indebitamento che unitamente alla crescita dell'EBITDA porterà a fine periodo di piano ad una drastica riduzione (circa il 38%) del Rapporto Indebitamento Finanziario Netto/EBITDA.

SITUAZIONE ECONOMICA, PATRIMONIALE E FINANZIARIA DEL GRUPPO IREN

SITUAZIONE ECONOMICA

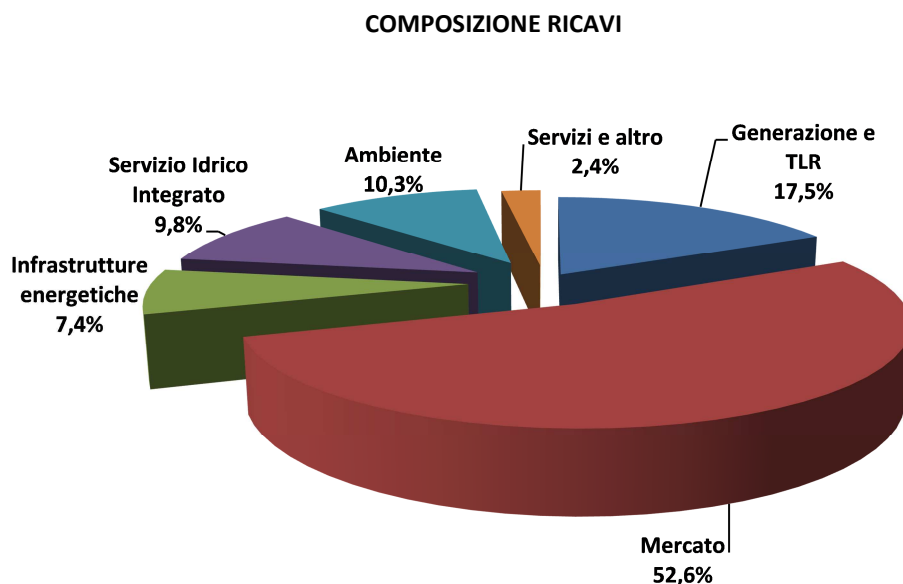
CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO GRUPPO IREN

	Primo semestre 2015	Primo semestre 2014	Var. %
Ricavi			
Ricavi per beni e servizi	1.442.412	1.364.131	5,7
Variazione dei lavori in corso	(74)	136	(*)
Altri proventi	137.035	157.222	(12,8)
- di cui non ricorrenti	-	21.044	
Totale ricavi	1.579.373	1.521.489	3,8
Costi operativi			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(535.399)	(573.500)	(6,6)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(454.416)	(409.935)	10,9
Oneri diversi di gestione	(38.995)	(37.446)	4,1
Costi per lavori interni capitalizzati	10.583	9.879	7,1
Costo del personale	(183.041)	(139.951)	30,8
Totale costi operativi	(1.201.268)	(1.150.953)	4,4
MARGINE OPERATIVO LORDO	378.105	370.536	2,0
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni			
Ammortamenti	(130.937)	(118.406)	10,6
Accantonamenti e svalutazioni	(30.514)	(23.241)	31,3
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(161.451)	(141.647)	14,0
RISULTATO OPERATIVO	216.654	228.889	(5,3)
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	16.090	14.580	10,4
Oneri finanziari	(54.747)	(64.499)	(15,1)
Totale gestione finanziaria	(38.657)	(49.919)	(22,6)
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	4.793	(11.189)	(*)
Rettifica di valore di partecipazioni	-	(20)	(100,0)
Risultato prima delle imposte	182.790	167.761	9,0
Imposte sul reddito	(67.918)	(81.058)	(16,2)
Risultato netto delle attività in continuità	114.872	86.703	32,5
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	-
Risultato netto del periodo	114.872	86.703	32,5
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	102.559	76.958	33,3
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	12.313	9.745	26,4

(*) Variazione superiore al 100%

Ricavi

Al 30 giugno 2015 il Gruppo Iren ha conseguito ricavi per 1.579,4 milioni di euro in aumento del 3,8% rispetto ai 1.521,5 milioni di euro del primo semestre 2014. La variazione in aumento dei ricavi è generata principalmente dall'apporto positivo dell'Ambiente che consolida (consolidato economico) dal 1° gennaio 2015 AMIAT SpA (+103 milioni di euro), società di raccolta rifiuti di Torino, mentre risultano ancora negative le variazioni dei fatturati dei settori energetici.



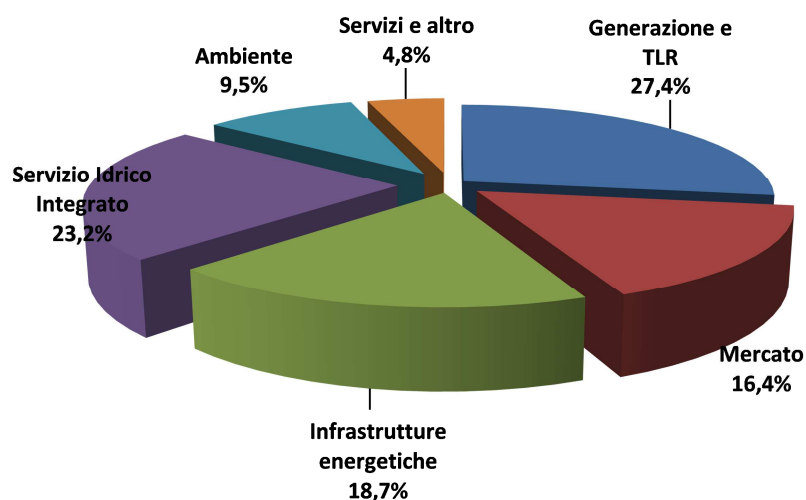
Margine Operativo Lordo

Il margine operativo lordo ammonta a 378,1 milioni di euro in aumento del 2% rispetto ai 370,5 milioni di euro del corrispondente periodo del 2014.

Nonostante la contrazione dei ricavi sopra descritta, tutti i settori di attività presentano una variazione positiva rispetto al 2014 con la sola eccezione della Cogenerazione Energia Elettrica e Calore, e della Distribuzione di Gas.

Particolarmente positive risultano le aree di business della Vendita Gas, per i maggiori quantitativi venduti e per il recupero di marginalità sulle stesse, l'Ambiente che beneficia dell'apporto di AMIAT SpA (11,6 milioni di euro), non consolidata dal punto di vista economico nel 2014.

COMPOSIZIONE EBITDA



Risultato operativo

Il risultato operativo è pari a 216,7 milioni di euro in diminuzione del 5,3% rispetto ai 228,9 milioni di euro dell'esercizio 2014. Il risultato riflette i maggiori ammortamenti per 13 milioni di euro e i maggiori accantonamenti per 8 milioni di euro.

Oneri e Proventi finanziari

Gli oneri e proventi finanziari esprimono un saldo negativo per 39 milioni. In particolare gli oneri finanziari ammontano a 55 milioni. La variazione rispetto al primo semestre 2014 è imputabile principalmente alla riduzione del costo medio del debito e delle componenti oneri da attualizzazione e interessi capitalizzati. I proventi finanziari ammontano a 16 milioni di euro (+10%).

Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto

Il risultato di società collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto è positivo per 4,8 milioni di euro. Il dato comparativo riportava un risultato negativo di circa 11 milioni; la variazione è sostanzialmente da attribuirsi alla minor perdita di OLT del primo semestre 2015 rispetto a quanto rilevato nell'analogo periodo del 2014.

Si segnala che il risultato di società collegate del primo semestre 2014 ricomprendeva il pro-quota del 49% dell'utile di AMIAT S.p.A., consolidata integralmente a partire da dicembre 2014.

Risultato prima delle imposte

Per effetto delle dinamiche sopra indicate il risultato consolidato prima delle imposte ha raggiunto 182,8 milioni di euro, in aumento rispetto ai 167,8 milioni di euro del primo semestre 2014.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito dei primi sei mesi 2015 sono pari a 68 milioni, con un decremento del 16% rispetto allo stesso periodo del 2014. Il tax rate effettivo è del 37% e rappresenta, ad oggi, una stima dell'incidenza del costo per imposte dell'anno 2015. La diminuzione del tax rate è dovuta principalmente alla deduzione del costo del lavoro da IRAP e all'abolizione della Robin Hood tax (ritenuta incostituzionale dalla Corte Costituzionale con sentenza n 10/2015 del 9 febbraio 2015).

Risultato netto del periodo

In conseguenza di quanto esplicito, il risultato netto è positivo per 114,9 milioni di euro, in netto aumento rispetto allo stesso periodo del 2014 (+32,5%).

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)
- Mercato (Vendita energia elettrica, gas, calore)
- Infrastrutture Energetiche (Reti di distribuzione dell'energia elettrica, Reti distribuzione del gas)
- Servizio Idrico Integrato (Vendita e distribuzione acqua, depurazione e fognatura)
- Ambiente (Raccolta e Smaltimento rifiuti)
- Altri servizi (Telecomunicazioni, Illuminazione Pubblica, Servizi global service ed altri minori).

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

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

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

Nei prospetti seguenti vengono esposti il capitale investito netto comparato ai valori al 31.12.2014 e i conti economici (fino al risultato operativo) per settore di attività, raffrontati ai dati del 1° semestre 2014.

Risultati per settori di attività al 30 giugno 2015

	Generazione e TLR	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.941	58	881	1.016	401	23	262	4.582
Capitale circolante netto	65	12	(71)	143	9	16	-	173
Altre attività e passività non correnti	(93)	30	(64)	(308)	(103)	(25)	-	(563)
Capitale investito netto (CIN)	1.912	101	746	850	307	13	262	4.192
Patrimonio netto								2.037
Posizione Finanziaria netta								2.155
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								4.192

Risultati per settori di attività al 31 dicembre 2014

milioni di euro

	Generazione e TLR	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.998	66	870	985	420	27	253	4.619
Capitale circolante netto	107	18	(71)	120	58	(3)	8	238
Altre attività e passività non correnti	(101)	30	(58)	(311)	(109)	(18)	(11)	(578)
Capitale investito netto (CIN)	2.004	114	741	795	368	6	250	4.279
Patrimonio netto								1.994
Posizione Finanziaria netta								2.286
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								4.279

Risultati per settori di attività al 30 giugno 2015

milioni di euro

	Generazione e TLR	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	398	1.199	169	223	234	55	(698)	1.579
Totale costi operativi	(295)	(1.137)	(98)	(136)	(198)	(36)	698	(1.201)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	103	62	71	88	36	18	-	378
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(66)	(16)	(21)	(33)	(24)	(1)		(161)
Risultato operativo (EBIT)	38	46	49	54	12	17	-	217

Risultati per settori di attività al 30 giugno 2014

milioni di euro

	Generazione e TLR	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	463	1.299	161	222	115	59	(797)	1.521
Totale costi operativi	(345)	(1.251)	(91)	(138)	(88)	(36)	797	(1.151)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	118	48	71	84	28	23	-	371
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(45)	(20)	(21)	(35)	(17)	(3)		(142)
Risultato operativo (EBIT)	72	28	49	49	11	20	-	229

Generazione e Teleriscaldamento

I ricavi di periodo ammontano a 398 milioni di euro in diminuzione del 14% rispetto ai 463 milioni di euro del 2014.

		Primo semestre 2015	Primo semestre 2014	Δ %
Ricavi	€/mil.	398	463	-14,0%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	103	118	-12,0%
<i>Ebitda Margin</i>		26,0%	25,4%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	38	72	-47,7%
Investimenti	€/mil.	9	30	-69,7%
Energia elettrica prodotta	GWh	3.577	3.324	7,6%
<i>da fonte idroelettrica</i>	GWh	767	685	11,9%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh	2.475	2.293	7,9%
<i>da fonte termoelettrica</i>	GWh	335	345	-2,8%
Calore prodotto	GWh _t	1.532	1.494	2,6%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh _t	1.333	1.317	1,2%
<i>da fonte non cogenerativa</i>	GWh _t	199	177	12,4%
Volumetrie teleriscaldate	Mmc	81	79	2,7%

Al 30 giugno 2015 l'energia elettrica prodotta è stata pari a 3.577 GWh in aumento del 7,6% rispetto ai 3.324 GWh dell'esercizio 2014, per effetto della maggiore produzione in assetto cogenerativo e alla maggiore produzione idroelettrica, parzialmente compensati da una minore produzione termoelettrica dell'impianto di Turbigo.

In particolare la produzione termoelettrica è stata pari a 2.810 GWh, di cui 2.475 GWh da fonte cogenerativa, in aumento del 7,9% rispetto ai 2.293 GWh del 2014 (+91,7 GWh), e di 335 GWh da fonte termoelettrica in senso stretto, connesso all'apporto dell'impianto di Turbigo in diminuzione del 2,8% rispetto ai 345 GWh dei primi sei mesi del 2014 (-9,5 GWh).

La produzione idroelettrica è stata pari a 767 GWh in aumento del +11,9% rispetto ai 685 GWh del 2014 per effetto principalmente della maggior produzione di Rosone (+97 GWh).

La produzione di calore del periodo è stata pari a 1.532 GWh_t in aumento del +2,6 % rispetto ai 1.494 GWh_t del 2014 (+38,2 GWh_t), per effetto di una stagione termica più favorevole rispetto alla stagione termica 2014 che era risultata particolarmente mite e all'aumento delle volumetrie allacciate. Complessivamente le volumetrie allacciate ammontano a 80,3 Mmc.

Il margine operativo lordo (EBITDA) è stato pari a 103 milioni di euro, in contrazione del 12% rispetto ai 118 milioni di euro del corrispondente periodo 2014.

La stagione termica invernale più favorevole rispetto a quella particolarmente mite che aveva caratterizzato il 2014, ha conseguito un effetto positivo sul margine per le maggiori quantità di energia termica prodotte e ciò, insieme alla maggior produzione idroelettrica, ha consentito di assorbire parzialmente la forte flessione derivante dalla scadenza del sistema incentivante, tramite certificati verdi su impianti cogenerativi e la riduzione dei margini di generazione elettrica. Il primo semestre 2014 si era caratterizzato inoltre per una sopravvenienza attiva significativa connessa all'assegnazione di titoli ETS relativi ad annualità pregresse.

Il risultato operativo del settore Cogenerazione e Teleriscaldamento ammonta a 38 milioni di euro ed è in flessione del 47,7% rispetto ai 72 milioni di euro del 2014. Il peggioramento rispetto al 2014 è da attribuire a maggiori ammortamenti per capitalizzazioni di investimenti su impianti avvenuti nel secondo semestre 2014 e ad un effetto negativo per il rilascio di fondi per il venir meno del relativo rischio che aveva caratterizzato il primo semestre 2014.

Gli investimenti tecnici realizzati relativi al settore sono pari a 9 milioni di euro e riguardano per 7 milioni di euro la cogenerazione e le reti teleriscaldamento e per circa 2 milioni di euro il settore idroelettrico.

Mercato

Al 30 giugno 2015 i ricavi del settore ammontano a 1.199 milioni di euro in flessione del 7,7% rispetto ai 1.299 milioni di euro del 2014.

Il margine operativo lordo (Ebitda) ammonta a 62 milioni di euro ed è in miglioramento del +29,0% rispetto ai 48 milioni di euro del corrispondente periodo del 2014.

		Primo semestre 2015	Primo semestre 2014	Δ %	
Ricavi	€/mil.	1.199	1.299	-7,7%	
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	62	48	29,0%	
<i>Ebitda Margin</i>		5,2%	3,7%		
	<i>da Energia Elettrica</i>	€/mil.	13	12	11,8%
	<i>da Gas</i>	€/mil.	47	35	34,2%
	<i>da Calore</i>	€/mil.	3	2	39,0%
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	46	28	66,2%	
Investimenti		7	5	31,1%	
Energia Elettrica Venduta	GWh	5.724	5.755	-0,5%	
Energia Elettrica Venduta al netto Compravendita in Borsa	GWh	5.404	5.095	6,1%	
Gas Acquistato	Mmc	1.356	1.242	9,2%	
	<i>Gas commercializzato dal Gruppo</i>	Mmc	636	558	14,0%
	<i>Gas destinato ad usi interni</i>	Mmc	618	601	3,0%
	<i>Gas in stoccaggio</i>	Mmc	102	84	21,5%

Commercializzazione Energia Elettrica

I volumi venduti di energia elettrica ammontano a 5.724 GWh (al netto dei pompaggi, perdite di rete e ritiri dedicati) in diminuzione del -0,5% rispetto ai 5.755 GWh del 2014.

I volumi venduti sul mercato libero, comprendente i segmenti dei clienti liberi business e liberi retail, grossisti e borsa netta, ammontano complessivamente a 5.084 GWh in aumento del +7,8% rispetto ai 4.717 GWh del 2014. L'incremento è attribuibile principalmente alla vendita in borsa netta +38,6% pari a 2.927 GWh rispetto ai 2.112 GWh del 2014 e il segmento dei clienti liberi retail che presenta un incremento del +8,1% a 607 GWh rispetto ai 561 GWh del 2014. Risultano invece in flessione la vendita ai clienti liberi business del -30,3% pari a 830 GWh rispetto ai 1.190 GWh del 2014 e la vendita ai grossisti per -15,7% pari a 721 GWh rispetto ai 854 GWh del 2014.

I volumi venduti sul mercato tutelato risultano pari a 320 GWh in diminuzione del -15,3% rispetto ai 378 GWh del 2014.

Il margine operativo lordo (Ebitda) della vendita di energia elettrica ammonta a 13 milioni di euro in aumento dell' +11,8% rispetto agli 12 milioni di euro del corrispondente periodo del 2014. La variazione in aumento è attribuibile all'effetto positivo delle attività di approvvigionamento dell'energia elettrica.

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi venduti ammontano a 1.356 Mmc in aumento del +9,2% rispetto ai 1.242 Mmc del 2014. L'incremento ha riguardato sia il gas commercializzato per il +14% pari a 636 Mmc rispetto ai 558 Mmc del primo semestre 2014, sia i consumi interni +3% pari a 618 Mmc rispetto ai 601 Mmc del corrispondente periodo 2014.

Il margine operativo lordo (EBITDA) di settore ammonta a 47 milioni di euro in netto miglioramento (+34,2%) rispetto ai 35 milioni di euro del corrispondente periodo del 2014. La variazione positiva è attribuibile ad un miglioramento della marginalità sulle vendite e delle condizioni di approvvigionamento oltre ai maggiori volumi venduti in virtù di una stagione termica più favorevole rispetto a quella particolarmente mite che aveva caratterizzato in particolare il primo trimestre 2014.

Vendita calore tramite reti di teleriscaldamento:

Il margine operativo lordo del periodo ammonta a 3 milioni di euro in miglioramento rispetto ai 2 milioni di euro del primo semestre 2014.

Infrastrutture energetiche

Al 30 giugno 2015 il settore di attività Infrastrutture Energetiche, che comprende i business della distribuzione gas ed energia elettrica, ha registrato ricavi per 169 milioni di euro, in aumento sia rispetto ai 161 milioni di euro del 2014 (+4,6%).

Il margine operativo lordo (Ebitda) è stato pari a 71 milioni di euro in sostanziale allineamento rispetto ai 71 milioni di euro del 2014 (+0,4%).

Il risultato operativo netto (Ebit) è stato pari a 49 milioni di euro sostanzialmente invariato rispetto ai 49 milioni di euro del 2014 (+0,8%).

Di seguito vengono esposte le principali dinamiche dei settori interessati.

		I semestre 2015	I semestre 2014	Δ %
Ricavi	€/mil.	169	161	4,6%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	71	71	0,4%
<i>Ebitda Margin</i>		42,0%	43,8%	
	<i>da Reti Elettriche</i>	€/mil. 37	33	11,2%
	<i>da Reti Gas</i>	€/mil. 34	37	-9,2%
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	49	49	0,8%
Investimenti	€/mil.	28	29	-3,0%
	<i>in Reti Elettriche</i>	€/mil. 13	12	7,8%
	<i>in Reti Gas</i>	€/mil. 16	17	-10,2%
Energia elettrica distribuita	GWh	1.887	1.915	-1,5%
Gas distribuito	Mmc	720	661	8,9%

Reti Distribuzione Energia elettrica

Il margine operativo lordo è stato pari a 37 milioni di euro, in aumento del 11,2% rispetto ai 33 milioni di euro del periodo primo semestre 2014.

L'incremento per circa 4 milioni di euro rispetto all'esercizio 2014 è attribuibile ai conguagli su periodi pregressi relativi ai meccanismi di perequazione e alla valorizzazione dei certificati di efficienza energetica.

Nel corso del 1° semestre 2015 sono stati effettuati investimenti per 13 milioni (di euro di cui 10 milioni di euro relativi alle reti elettriche di Torino e 3 milioni di euro relativi alle reti elettriche di Parma), prevalentemente inerenti ai nuovi allacciamenti, alla costruzione di nuove cabine BT/MT e linee BT/MT.

Reti Distribuzione Gas

Il margine operativo lordo della distribuzione reti gas ammonta a 34 milioni di euro, in contrazione del 9,2% rispetto ai 37 milioni di euro del corrispondente periodo 2014. La variazione negativa è da ricondursi a minori ricavi caratteristici, a maggiori costi operativi anche per la gestione della clientela in "default" e a un minor margine sui certificati di efficienza energetica.

Gli investimenti di periodo realizzati ammontano a 16 milioni di euro e riguardano quanto previsto dalle delibere dell'AEEG, in particolare l'adeguamento della rete alla protezione catodica, l'installazione di misuratori elettronici e la sostituzione delle tubazioni in ghisa grigia.

Servizio idrico integrato

Al 30 giugno 2015 il Servizio Idrico Integrato ha registrato ricavi per 223 milioni di euro in aumento del +0,8% rispetto ai 222 milioni di euro del corrispondente periodo 2014.

L'incremento dei ricavi rispetto al precedente esercizio è riconducibile agli aumenti tariffari, ai maggiori ricavi relativi all'applicazione dell'IFRIC 12 correlati agli investimenti di periodo su beni di terzi compensati da minori sopravvenienze attive e altri ricavi.

		Primo semestre 2015	Primo semestre 2014	Δ %
Ricavi	€/mil.	223	222	0,8%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	88	84	4,8%
<i>Ebitda Margin</i>		39,2%	37,7%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	54	49	11,5%
Investimenti	€/mil.	36	25	41,6%
Acqua Venduta	Mmc	71	72	-0,9%

Il margine operativo lordo di periodo ammonta a 88 milioni di euro in aumento del +4,8% rispetto agli 84 milioni di euro del primo semestre 2014. L'incremento è da ricondursi agli aumenti tariffari, ai minori costi operativi, e al costo dell'energia elettrica utilizzata negli impianti di adduzione e depurazione.

Il risultato operativo ammonta a 54 milioni di euro ed è in miglioramento rispetto ai 49 milioni di euro dell'esercizio 2014 (+11,5%).

Oltre alla dinamica del margine operativo lordo incidono positivamente sulla variazione in aumento i minori accantonamenti conseguenti prevalentemente al rilascio fondo residuo relativo alla restituzione della quota depurazione ex sentenza 335/08, parzialmente compensati da maggiori ammortamenti.

Gli investimenti del primo semestre 2015 ammontano a 36 milioni di euro e sono relativi alla realizzazione, sviluppo e manutenzione di reti ed impianti della rete di distribuzione, della rete fognaria e in particolare dei sistemi di depurazione.

Ambiente

Al 30 giugno 2015 il volume d'affari del settore ammonta a 234 milioni di euro in aumento rispetto ai 115 milioni di euro dello stesso periodo del 2014 principalmente per effetto dell'entrata nel perimetro di consolidamento (conto economico) di Amiat spa dal 1° gennaio 2015 (+104 milioni di euro) che svolge il servizio di raccolta rifiuti per la città di Torino. Inoltre si registrano incrementi di ricavi per i servizi di igiene ambientale e ricavi commerciali, mentre risultano in lieve flessione i ricavi energetici degli impianti di termovalorizzazione PAI Parma e Tecnoborgo.

		Primo semestre 2015	Primo semestre 2014	Δ %	
Ricavi	€/mil.	234	115	(*)	
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	36	28	28,7%	
<i>Ebitda Margin</i>		15,4%	24,1%		
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	12	11	11,0%	
Investimenti	€/mil.	6	12	-46,8%	
Rifiuti raccolti	ton	606.104	355.971	70,3%	
Rifiuti smaltiti	ton	391.382	300.970	30,0%	
	<i>Rifiuti indifferenziati</i>	ton	132.396	137.201	-3,5%
	<i>Rifiuti speciali</i>	ton	258.986	163.769	58,1%
Raccolta differenziata		66,6%	63,4%	5,1%	

(*) Variazione superiore al 100%

Il margine operativo lordo del settore ammonta a 36 milioni di euro in aumento del +28,7% rispetto ai 28 milioni di euro del primo semestre 2014. L'incremento è da ricondursi principalmente al consolidamento di AMIAT e al recupero di marginalità sulle attività commerciali e di intermediazione in parte compensati dai maggiori costi di smaltimento per il maggior utilizzo di poli esterni al gruppo.

Il risultato operativo ammonta a 12 milioni di euro in aumento del +11% rispetto agli 11 milioni di euro del 2014. Sul periodo pesano i maggiori accantonamenti ed ammortamenti dell'area smaltimento e i maggiori ammortamenti relativi ad AMIAT, soltanto parzialmente compensati da minori accantonamenti al fondo svalutazione crediti per effetto del passaggio da tariffa di igiene ambientale a corrispettivo di igiene ambientale dovuto dalle Amministrazioni comunali che applicano la tassa rifiuti.

Gli investimenti realizzati nell'esercizio ammontano a 6 milioni di euro e si riferiscono a investimenti per manutenzione dei diversi impianti e ad investimenti in attrezzature e mezzi a supporto della raccolta rifiuti con la modalità porta-porta e differenziata.

Servizi e altro

		Primo semestre 2015	Primo semestre 2014	Δ %
Ricavi	€/mil.	55	59	-7,0%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	18	23	-20,0%
<i>Ebitda Margin</i>		33,5%	38,9%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	17	20	-15,8%
Investimenti	€/mil.	10	8	30,0%

(*) Variazione superiore al 100%

Al 30 giugno 2015 i ricavi ammontano a 55 milioni di euro in diminuzione rispetto ai 59 milioni di euro dell'esercizio 2014. La variazione negativa è riconducibile alla contabilizzazione sul 2014 della plusvalenza generata dalla seconda tranche di cessione di quote del fondo immobiliare costituito nell'esercizio 2012 parzialmente assorbita dalla sopravvenienza per conguaglio di stime relative ad oneri sul trasporto energia elettrica di anni pregressi (2004-2010). Detto accadimento si riflette anche sul margine operativo lordo che ammonta a 17 milioni di euro rispetto ai 20 milioni di euro del 2014.

Gli investimenti di periodo ammontano a 10 milioni di euro e sono relativi ai sistemi informativi, telecomunicazioni e facility.

SITUAZIONE PATRIMONIALE

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO GRUPPO IREN

	migliaia di euro		
	30.06.2015	31.12.2014	Var. %
Attivo immobilizzato	4.582.295	4.618.669	(0,8)
Altre attività (Passività) non correnti	(146.884)	(153.619)	(4,4)
Capitale circolante netto	172.807	238.448	(27,5)
Attività (Passività) per imposte differite	118.404	115.336	2,7
Fondi rischi e Benefici ai dipendenti	(540.149)	(550.363)	(1,9)
Attività (Passività) destinate a essere cedute	5.443	10.762	(49,4)
Capitale investito netto	4.191.916	4.279.233	(2,0)
Patrimonio netto	2.036.887	1.993.549	2,2
<i>Attività finanziarie a lungo termine</i>	<i>(64.350)</i>	<i>(66.439)</i>	<i>(3,1)</i>
<i>Indebitamento finanziario a medio e lungo termine</i>	<i>2.365.276</i>	<i>2.210.821</i>	<i>7,0</i>
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	2.300.926	2.144.382	7,3
<i>Attività finanziarie a breve termine</i>	<i>(575.604)</i>	<i>(522.902)</i>	<i>10,1</i>
<i>Indebitamento finanziario a breve termine</i>	<i>429.707</i>	<i>664.204</i>	<i>(35,3)</i>
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(145.897)	141.302	(*)
Indebitamento finanziario netto	2.155.029	2.285.684	(5,7)
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	4.191.916	4.279.233	(2,0)

(*) Variazione superiore al 100%

Nel seguito sono commentate le principali dinamiche patrimoniali del periodo chiuso al 30 giugno 2015. L'attivo immobilizzato risulta in leggera diminuzione rispetto al 31 dicembre 2014 a fronte degli ammortamenti del periodo, superiori rispetto agli investimenti effettuati. Per maggiori informazioni sul dettaglio degli investimenti, si rimanda al paragrafo Analisi per settori di attività.

La diminuzione del Capitale Circolante netto (-27,5%) risente dell'effetto combinato della dinamica stagionale dei debiti e crediti commerciali e dell'effetto delle poste tributarie. Si segnala al riguardo che a partire dal 1° gennaio 2015 parte del credito commerciale verso il Comune di Torino della controllata AMIAT S.p.A. è rilevato nei crediti finanziari a breve termine, a seguito della stipula dell'accordo di conto corrente con il Comune stesso. Il credito in oggetto ammonta a 80,6 milioni di euro al 30 giugno 2015.

La fiscalità differita è sostanzialmente allineata all'ammontare al 31 dicembre 2014.

L'incremento del Patrimonio netto deriva sostanzialmente dall'effetto dell'utile di periodo al netto dei dividendi erogati.

Il rendiconto finanziario, presentato nel seguito, fornisce un dettaglio analitico delle ragioni della movimentazione del primo semestre 2015.

SITUAZIONE FINANZIARIA

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

	migliaia di euro		
	Primo semestre 2015	Primo semestre 2014	Var. %
A. Disponibilità liquide iniziali	51.601	50.221	2,7
Flusso finanziario generato dall'attività operativa			
Risultato del periodo	114.872	86.703	32,5
Rettifiche per:			
Ammortamenti attività materiali e immateriali	130.937	118.406	10,6
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	3.895	(25.136)	(*)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	(2.452)	382	(*)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	(4.211)	(2.274)	85,2
Variazione imposte anticipate e differite	(4.948)	(4.383)	12,9
Variazione altre attività/passività non correnti	(6.735)	13.351	(*)
Dividendi contabilizzati al netto delle elisioni	(1.230)	(1.030)	19,4
Quota del risultato di collegate e joint ventures	(4.793)	11.189	(*)
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività	220	706	(68,8)
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	225.555	197.914	14,0
Variazione rimanenze	(5.691)	25.051	(*)
Variazione crediti commerciali	119.186	129.874	(8,2)
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	72.818	(23.421)	(*)
Variazione debiti commerciali	(160.384)	(240.377)	(33,3)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	39.712	63.689	(37,6)
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	65.641	(45.184)	(*)
D. Cash flow operativo (B+C)	291.196	152.730	90,7
Flusso finanziario da (per) attività di investimento			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(96.316)	(109.420)	(12,0)
Investimenti in attività finanziarie	(1.355)	(47.290)	(97,1)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	4.547	23.840	(80,9)
Dividendi incassati	7.260	6.886	5,4
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(85.864)	(125.984)	(31,8)
F. Free cash flow (D+E)	205.332	26.746	(*)
Flusso finanziario da attività di finanziamento			
Erogazione di dividendi	(81.417)	(73.641)	10,6
Nuovi finanziamenti a lungo termine	250.000	150.000	66,7
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(111.812)	(263.262)	(57,5)
Variazione debiti finanziari	(211.490)	224.540	(*)
Variazione crediti finanziari	(72.757)	(87.894)	(17,2)
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	(227.476)	(50.257)	(*)
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	(22.144)	(23.511)	(5,8)
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	29.457	26.710	10,3

(*) Variazione superiore al 100%

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

	migliaia di euro		
	Primo semestre 2015	Primo semestre 2014	Var. %
Free cash flow	205.332	26.746	(*)
Erogazione di dividendi	(81.417)	(73.641)	10,6
Variazione fair value strumenti derivati di copertura	6.740	(3.098)	(*)
Variazione posizione finanziaria netta	130.655	(49.993)	(*)

(*) Variazione superiore al 100%

L'indebitamento finanziario netto al 30 giugno 2015 è pari a 2.155 milioni di euro, in riduzione del 5,7% rispetto al 31 dicembre 2014.

In particolare il free cash flow, positivo per 205 milioni di euro, deriva dall'effetto congiunto dei seguenti flussi monetari:

– il cash flow operativo è positivo per 291 milioni di euro e si compone per 225 milioni di euro da cash flow operativo prima delle variazioni di capitale circolante netto e per 66 milioni di euro dal flusso finanziario derivante da variazioni di capitale circolante netto;

– il flusso monetario da attività di investimento, negativo per 86 milioni di euro ed in diminuzione rispetto al semestre 2014, è generato dall'effetto combinato degli investimenti in immobilizzazioni materiali, immateriali e finanziarie per 98 milioni di euro (comprensivi degli investimenti effettuati per la costruzione delle infrastrutture in regime di concessione secondo quanto stabilito dall'IFRIC 12), del realizzo di attività immobilizzate per 5 milioni di euro e dei dividendi incassati dalle società collegate (principalmente Plurigas) per complessivi 7 milioni di euro.

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

FATTI DI RILIEVO INTERVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL PERIODO

Programma IrenOne

Dal 1° luglio 2015 il Gruppo Iren ha avviato l'utilizzo progressivo di un unico sistema ERP e gestionale di tesoreria abilitante l'adozione del nuovo modello di tesoreria accentrata in capo ad Iren S.p.A.. Quanto sopra, oltre al già avviato utilizzo di un unico sistema EPM per le fasi di consolidamento statutory e gestionale, costituisce un passaggio fondamentale nella realizzazione del Programma IrenOne, che si completerà con l'adozione da parte delle Società del Gruppo di un unico modello ERP, EPM e di tesoreria accentrata dal 1° gennaio 2016.

Razionalizzazione Organizzativa

Dal 1° luglio 2015, a completamento del percorso di razionalizzazione della macrostruttura avviato, sono state accentrate nella Capogruppo Iren S.p.A. anche le funzioni "Affari Legali", "Affari Regolatori e Pianificazione e Controllo" delle società controllate di primo livello e sono diventate efficaci le cessioni di rami d'azienda delle funzioni di "staff corporate" dalle società controllate.

Inoltre, in coerenza con il Piano Industriale approvato a giugno dal Consiglio di Amministrazione:

- la Business Unit Energia coordinerà anche le aree teleriscaldamento e impianti energetici ad oggi in Iren Emilia S.p.A.;
- la Business Unit Mercato coordinerà inoltre l'Unità Organizzativa Servizi Commerciali ad oggi in Iren Emilia e Call center ad oggi in Iren Servizi e Innovazione;
- la Business Unit Reti coordinerà anche le aree distribuzione elettrica (AEM Torino Distribuzione), illuminazione pubblica e servizio semaforico (ad oggi in Iren Servizi e Innovazione).

Razionalizzazione partecipazioni

In coerenza a quanto esplicito in termini organizzativi, il Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A. il 28 luglio ha approvato, in coerenza con la semplificazione del modello di business definito nel Piano Industriale, l'avvio di un progetto operativo di razionalizzazione della struttura societaria di Gruppo.

Il progetto che sarà completato entro il prossimo mese di dicembre, prevede un accentramento delle società integralmente controllate con una riduzione significativa del numero delle società. Tale progetto determinerà una riduzione dei costi operativi e maggior chiarezza nella responsabilità dei risultati e nel raggiungimento degli obiettivi, oltre ad essere fattore determinante nel processo di integrazione del Gruppo.

Il Gruppo sarà organizzato in Business Unit (Energia, Mercato, Reti, Ambiente) e l'attività operativa sarà svolta dalle quattro società risultanti dal processo di riorganizzazione.

In particolare, sarà costituita un'unica società per la gestione dei servizi a rete (distribuzione energia elettrica, distribuzione gas e ciclo idrico integrato), che rappresenterà un importante polo per il raggiungimento di sinergie e per lo sviluppo di progetti innovativi nella gestione delle infrastrutture a servizio dei territori.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Le previsioni di scenario macroeconomico per il secondo semestre del 2015 sono caratterizzate principalmente da un allentamento delle tensioni finanziarie successive all'accordo tra le Istituzioni Europee e la Grecia e dal mantenimento della linea 'interventista' da parte della BCE attraverso il Quantitative Easing.

Per quanto concerne nello specifico l'andamento economico nazionale i suddetti elementi, in combinazione con il basso costo delle commodity ed il sostegno agli investimenti legato al miglioramento della situazione finanziaria, stanno dando un supporto alla ripresa che vede un PIL in crescita di circa lo

0,7% nel 2015 che, per quanto contenuta, rappresenta un'inversione di tendenza rispetto allo scorso anno.

Per quanto concerne lo scenario energetico, il settore elettrico sta continuando a sperimentare la persistente situazione di *overcapacity* che congiuntamente alla debolezza della domanda determina una pressione al ribasso sui prezzi dell'energia e sui margini di generazione. Questo trend negativo è stato temporaneamente interrotto nel mese di luglio, che a causa delle temperature particolarmente elevate, ha visto picchi di domanda e di prezzo significativamente sopra la media dell'anno.

Nel settore del gas ci si aspetta un recupero dei consumi residenziali legato alla normalizzazione dell'andamento termico (che ha penalizzato la domanda nel 2014 per effetto di un clima eccezionalmente mite) e l'ulteriore sviluppo del mercato nazionale spot del gas, i cui prezzi nel 2015 sono previsti in sostanziale continuità con l'anno precedente.

Per quanto concerne i settori regolati nel 2015 non sono previste sostanziali modifiche allo schema regolatorio, pertanto il Gruppo prevede di cogliere le opportunità di sviluppo legate agli importanti investimenti effettuati e di crescere principalmente nel settore ambiente nei territori di riferimento come confermato dai risultati del primo semestre.

Il Gruppo Iren lo scorso 17 giugno ha presentato il nuovo piano industriale che è peraltro focalizzato sul raggiungimento di importanti sinergie derivanti dal nuovo assetto Organizzativo, da un rilevante piano di razionalizzazione Societaria e da una serie di progetti organizzativi finalizzati all'efficienza operativa.

Pertanto gli obiettivi del Gruppo sono quelli di mantenere i livelli di redditività almeno in linea con l'esercizio precedente e di attuare un approccio selettivo delle scelte di investimento finalizzato al rigoroso presidio della stabilità finanziaria.

QUADRO NORMATIVO

Nel seguito sono presentate le principali novità normative relative ai settori di competenza del Gruppo.

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

La disciplina dei servizi pubblici locali risultante dal quadro normativo è contenuta nella Legge di conversione del Decreto Legge 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), e come modificata dal D.L. 30-12-2013 n. 150 - Proroga di termini previsti da disposizioni legislative, art. 13 Termini in materia di servizi pubblici locali, in vigore dal 1° marzo 2014, ai sensi del quale:

1. In deroga a quanto previsto dall'articolo 34, comma 21 del decreto-legge 18 ottobre 2012, n. 179, convertito, con modificazioni, dalla legge 17 dicembre 2012, n. 221, al fine di garantire la continuità del servizio, laddove l'ente responsabile dell'affidamento ovvero, ove previsto, l'ente di governo dell'ambito o bacino territoriale ottimale e omogeneo abbia già avviato le procedure di affidamento pubblicando la relazione di cui al comma 20 del medesimo articolo, il servizio è espletato dal gestore o dai gestori già operanti fino al subentro del nuovo gestore e comunque non oltre il 31 dicembre 2014.
2. La mancata istituzione o designazione dell'ente di governo dell'ambito territoriale ottimale ai sensi del comma 1 dell'articolo 3-bis del decreto-legge del 13 agosto 2011, n. 138, convertito, con modificazioni, dalla legge 14 settembre 2011, n. 148, ovvero la mancata deliberazione dell'affidamento entro il termine del 30 giugno 2014, comportano l'esercizio dei poteri sostitutivi da parte del Prefetto competente per territorio, le cui spese sono a carico dell'ente inadempiente, che provvede agli adempimenti necessari al completamento della procedura di affidamento entro il 31 dicembre 2014.
3. Il mancato rispetto dei termini di cui ai commi 1 e 2 comporta la cessazione degli affidamenti non conformi ai requisiti previsti dalla normativa europea alla data del 31 dicembre 2014.
4. Il presente articolo non si applica ai servizi di cui all'articolo 34, comma 25, del decreto-legge 18 ottobre 2012, n. 179, convertito, con modificazioni, dalla legge 17 dicembre 2012, n. 221. (servizio di distribuzione di gas naturale, di cui al Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164, servizio di distribuzione di energia elettrica, di cui al decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e alla legge 23 agosto 2004, n. 239, nonché gestione delle farmacie comunali, di cui alla legge 2 aprile 1968, n. 475).

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, cessano alla scadenza prevista nel contratto di servizio; gli affidamenti che non prevedono una data di scadenza cessano, improrogabilmente, il 31 dicembre 2020.

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.

La legge 23 dicembre 2014, n. 190, (legge di stabilità per il 2015) ha introdotto, al comma 609 dell'art. 1, modifiche all'articolo 3-bis del decreto-legge 13 agosto 2011, n. 138, convertito in legge 14 settembre 2011, n. 148, al fine di promuovere processi di aggregazione e di rafforzare la gestione industriale dei servizi pubblici locali a rete di rilevanza economica. Le funzioni di organizzazione dei servizi pubblici locali a rete di rilevanza economica sono esercitate unicamente dagli enti di Governo degli ambiti o bacini territoriali ottimali e omogenei, cui gli enti partecipano obbligatoriamente. Qualora gli enti locali non abbiano aderito ai predetti enti di Governo entro il 1° marzo 2015 oppure entro sessanta giorni dall'istituzione dell'ente di governo, il Presidente della Regione esercita i poteri sostitutivi, previa diffida. Gli enti di Governo devono effettuare la relazione che dà conto delle ragioni e della sussistenza dei requisiti previsti dall'ordinamento europeo per la forma di affidamento prescelta e ne motivano le ragioni con riferimento agli obiettivi di universalità e di socialità, di efficienza, di economicità e di qualità del servizio.

L'operatore economico succeduto al concessionario iniziale, in via universale o parziale, a seguito di operazioni societarie effettuate con procedure trasparenti, comprese fusioni o acquisizioni, prosegue nella gestione dei servizi fino alle scadenze previste. In tali ipotesi il soggetto competente accerta la permanenza dei criteri qualitativi e delle condizioni di equilibrio economico-finanziario anche con

aggiornamento del termine di scadenza di tutte o di alcune delle concessioni in essere, previa verifica dell'eventuale Autorità di regolazione.

Le spese in conto capitale effettuate dagli enti locali con i proventi della dismissione di partecipazioni in società sono esclusi dai vincoli del Patto di stabilità.

Le disposizioni in materia di servizi pubblici locali a rete di rilevanza economica si intendono riferite, salvo deroghe espresse, anche al settore dei rifiuti urbani e ai settori sottoposti alla regolazione ad opera di un'autorità indipendente.

Al comma 611 dell'articolo 1 della Legge di stabilità per il 2015 è previsto che le Regioni e gli enti locali, a partire dal 1° gennaio 2015, avviino un processo di razionalizzazione delle società e delle partecipazioni societarie direttamente o indirettamente possedute, secondo i seguenti criteri:

- a) eliminazione delle società e delle partecipazioni non indispensabili;
- b) soppressione delle società composte da soli amministratori o da un numero di amministratori superiore a quello dei dipendenti;
- c) eliminazione di società che svolgono attività analoghe o similari a quelle di altre partecipate;
- d) aggregazione di società di servizi pubblici locali di rilevanza economica;
- e) riorganizzazione degli organi amministrativi e di controllo e riduzione delle relative remunerazioni.

A tal fine il successivo comma 612 della stessa Legge dispone, nell'ottica di una riorganizzazione e riduzione delle società partecipate, che i presidenti delle regioni e delle province autonome di Trento e di Bolzano, i presidenti delle province, i sindaci e gli altri organi di vertice delle amministrazioni di cui al comma 611, in relazione ai rispettivi ambiti di competenza, definiscono e approvano, entro il 31 marzo 2015, un piano operativo di razionalizzazione delle società e delle partecipazioni societarie direttamente o indirettamente possedute, le modalità e i tempi di attuazione, nonché l'esposizione in dettaglio dei risparmi da conseguire. Tale piano, corredato di un'apposita relazione tecnica, è previsto sia trasmesso alla competente sezione regionale di controllo della Corte dei conti e pubblicato nel sito internet istituzionale dell'amministrazione interessata. Entro il 31 marzo 2016, gli organi di cui al primo periodo predispongono una relazione sui risultati conseguiti, che è trasmessa alla competente sezione regionale di controllo della Corte dei conti e pubblicata nel sito internet istituzionale dell'amministrazione interessata. La pubblicazione del piano e della relazione costituisce obbligo di pubblicità.

E' stata pubblicata nella G.U.U.E (Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea) del 28 marzo 2014 la Direttiva 2014/23/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 26 febbraio 2014, sull'aggiudicazione dei contratti di concessione.

La direttiva dovrà essere recepita dagli Stati membri entro il 18 aprile 2016, anche se non mancano interpretazioni sulla sua immediata applicabilità da parte degli Stati membri; in tal senso si è espresso il Consiglio di Stato, Sezione II, parere n. 298 del 30 gennaio 2015, secondo cui non può non tenersi conto della dettagliata disciplina introdotta dal legislatore europeo; peraltro, la Sezione VI del Consiglio di Stato, con la sentenza del 26 maggio 2015, n. 2660, ha ritenuto non ancora direttamente applicabili le suddette direttive essendo tuttora pendente il termine per il recepimento, affermando soltanto la sussistenza di un "obbligo negativo" che si sostanzia nel dovere di astenersi dall'interpretazione difforme potenzialmente pregiudizievole per i risultati che la direttiva intende conseguire.

Le modalità di assegnazione sono le seguenti:

- a) a società private, selezionate mediante una procedura di gara pubblica;
- b) direttamente a società pubblico-privata, qualora il socio privato sia selezionato mediante una gara d'appalto avente per oggetto (i) l'assegnazione della posizione di socio e, allo stesso tempo, (ii) l'attribuzione al socio privato di compiti operativi connessi alla gestione del servizio;
- c) direttamente a società interamente posseduta da enti pubblici, se l'unico scopo di tali società è quello di fornire servizi ai soci pubblici e se l'amministrazione aggiudicatrice può esercitare lo stesso controllo che l'autorità esercita sui propri uffici (le cosiddette società "in house" con controllo analogo).

Dopo l'approvazione in Senato, prosegue presso la commissione affari istituzionali della Camera l'iter parlamentare del Disegno di Legge delega sull'organizzazione della Pubblica Amministrazione, in cui è inserito l'art. 15 in tema di riordino della disciplina dei servizi pubblici locali di interesse economico generale.

Codice dei contratti pubblici

Il testo del D. Lgs. 163/2006 (Codice dei Contratti Pubblici) è stato oggetto di integrazioni e modifiche. Nel seguito si riportano le novità di maggior rilievo:

- per le imprese partecipanti alle gare, non è causa di esclusione la dichiarazione di Concordato preventivo c.d. in continuità, ma per poter partecipare è necessario una espressa autorizzazione da parte del commissario giudiziale, se nominato, o dal Tribunale (precisazione introdotta dalla L. 9/2014);
- le Stazioni appaltanti devono, ove possibile ed economicamente conveniente, suddividere gli appalti in lotti funzionali;
- istituzione della “Banca dati nazionale dei contratti pubblici” che permetterà alle Stazioni appaltanti di verificare i requisiti di capacità generale, tecnica ed economico-finanziaria; dopo successivi rinvii dal 1° luglio 2014 è diventato obbligatorio verificare i requisiti attraverso la Banca dati per gli appalti nei settori ordinari (es. raccolta Rifiuti Solidi Urbani);
- nelle gare con aggiudicazione al prezzo più basso, detto prezzo è determinato al netto delle spese relative al costo del personale ai sensi dell’articolo 82 comma 3bis del D. Lgs. 163/2006; al proposito si segnala che il TAR Piemonte – Sez. 1, con sentenza depositata il 6 febbraio 2015 ha introdotto il principio della necessaria interpretazione non letterale, ma sostanziale e logico sistematica, della norma, onde evitare, tra l’altro, effetti distorsivi sulle procedure di gara;
- la legge anti-corruzione introduce nuovi obblighi di pubblicità per le P.A. e le società controllate da Enti pubblici, con esclusione, fino a nuove disposizioni, delle società quotate in Borsa e delle società da loro controllate, come precisato dalla circolare del Ministro per la PA e la semplificazione n. 1/2014 e confermato dall’ANAC nello schema di delibera oggetto di consultazione on line “Linee guida per l’attuazione della normativa in materia di prevenzione della corruzione e trasparenza da parte delle società e degli enti di diritto privato controllati e partecipati dalle pubbliche amministrazioni e degli enti pubblici economici”;
- con la legge n. 9/2014 di conversione del decreto-legge n. 145 del 2013, art. 13, sono state introdotte norme che consentono alle Stazioni appaltanti di pagare direttamente i subappaltatori per i casi di crisi di liquidità finanziaria dell’impresa appaltatrice che siano comprovate da ripetuti ritardi nei pagamenti dei Subappaltatori o dei Cottimisti ed accertate dalla Stazione appaltante, dopo aver sentito l’Appaltatore. Inoltre è sempre consentito alla Stazione appaltante, anche per i contratti di appalto in corso, nella pendenza di procedura di Concordato preventivo, provvedere ai pagamenti dovuti per le prestazioni eseguite dall’affidatario medesimo e dai subappaltatori e cottimisti.

A fine 2013 la Commissione UE ha emanato il Regolamento n. 1336/2013 con il quale sono state modificate per il biennio 2014/2015 le soglie di applicazione in materia di procedure di aggiudicazione degli appalti pubblici: 207.000 euro per i settori ordinari (invece di 200.000) e per i settori speciali; 414.000 euro (invece di 400.000) per tutti gli appalti pubblici di forniture e di servizi e 5.186.000 euro (invece di 5.000.000) per gli appalti pubblici di lavori.

Di grande impatto sulla normativa saranno, una volta recepite (entro il 18 aprile 2016), le Direttive dell’Unione Europea pubblicate nella G.U.U.E (Gazzetta ufficiale dell’Unione europea) 94 del 28 marzo 2014:

- la Direttiva 2014/24/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 26 febbraio 2014, sugli appalti pubblici, che abroga la direttiva 2004/18/CE;
- la Direttiva 2014/25/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 26 febbraio 2014, sulle procedure d’appalto degli enti erogatori nei settori dell’acqua, dell’energia, dei trasporti e dei servizi postali, che abroga la Direttiva 2004/17/CE;
- la Direttiva 2014/23/UE sull’aggiudicazione dei contratti di concessione (prima non disciplinati).

Il testo della legge delega per l’attuazione delle direttive è stato approvato al Senato ed è passato alla Camera con alcune novità quali la riduzione delle Stazioni appaltanti, la limitazione degli appalti integrati, l’uso del criterio del massimo ribasso solo in casi eccezionali (diventando la regola quello dell’offerta economicamente più vantaggiosa) e nuovi poteri per l’Autorità anticorruzione che diventa di fatto il regolatore del mercato.

Si segnalano:

- la soppressione dell'Autorità di Vigilanza sui Contratti Pubblici, che è stata sostituita dall'Autorità Nazionale Anti Corruzione ex art. 19 del DL 90/2014, convertito in Legge n.114/2014
- il Comunicato A.N.A.C. 2/9/2014 ed il Comunicato A.N.A.C. 17/3/2015: "Applicazione dell'art.37 del Decreto legge 24 giugno 2014 n. 90 come convertito dalla Legge n. 114/2014, modalità di trasmissione e comunicazione all'A.N.A.C. delle varianti in corso d'opera" che detta disposizioni operative per le Stazioni appaltanti per il nuovo adempimento (si applica solo agli appalti di lavori sopra soglia). La legge 114/2014 inoltre introduce norme di accelerazione del processo amministrativo (art. 40) e di contrasto contro l'abuso del processo (art. 41) le c.d. "liti temerarie". Sempre in tema di processo amministrativo e suo snellimento, si segnala anche il recente Decreto del Presidente del Consiglio di Stato n. 40/2015 relativo alla sinteticità degli atti difensivi.
- Il D.L. 133 /2014 del 12 settembre 2014 c.d "Sblocca Italia" che ha introdotto norme di modifica al Codice dei contratti, tra le quali si citano in particolare quelle di cui all'art. 2 in tema di "Semplificazioni procedurali per le infrastrutture strategiche affidate in concessione", all'art. 4 in merito all'individuazione di "Misure di semplificazione per le opere incompiute segnalate dagli Enti locali e misure finanziarie a favore degli Enti territoriali", e la previsione di una serie di misure per la semplificazione burocratica, a favore dei *project bond* e per il rilancio dell'edilizia, all'art. 9 in tema di misure per la semplificazione burocratica per interventi indifferibili di valore inferiore alla soglia comunitaria.

L'art. 28 del Decreto Legislativo 21 novembre 2014, n. 175, ha abrogato i commi 28, 28-bis e 28-ter dell'art. 35 del decreto-legge 4 luglio 2006, n. 223, che stabilivano la responsabilità solidale dell'appaltatore e del subappaltatore per il versamento all'Erario delle ritenute fiscali sui redditi da lavoro dipendente dovute dal subappaltatore e imponevano al committente obblighi di controllo sull'adempimento degli obblighi di cui sopra.

A seguito della pubblicazione del decreto del Ministero del Lavoro del 30 gennaio 2015, dal 1° luglio è entrato in vigore il DURC online con vantaggi in termini di tempi e costi per le Stazioni appaltanti.

Codice antimafia

Con il Decreto legislativo 6 settembre 2011, n. 159 successivamente integrato e modificato dal D. Lgs 153/2014 è stato approvato il Codice delle leggi antimafia e delle misure di prevenzione, che raggruppa in un unico testo le disposizioni in materia di lotta alla delinquenza mafiosa.

In particolare si evidenziano l'eliminazione delle c.d. "informative atipiche", la validità annuale delle informative antimafia, anziché semestrale, e l'ottenimento delle comunicazioni antimafia solo dalla Prefettura, non più dalla Camera di Commercio.

Il Decreto Legge 90/2014, convertito in legge 114/2014 all'art. 29 dispone, modificando l'art. 1 comma 52 della legge 190/2012, che diventa obbligatorio la consultazione delle c.d. "*White list*", istituite presso le Prefetture e che l'iscrizione negli elenchi tiene luogo delle comunicazioni ed informazioni antimafia richieste dal D. Lgs. 159/2011, anche per attività diverse da quelle per cui sono stati istituiti gli elenchi. Le attività definite a maggior rischio di infiltrazione sono elencate nel comma 53 dell'art. 1 della legge 190 /2012 (per es: noli a caldo, trasporto e smaltimento rifiuti per conto terzi, autotrasportatori conto terzi, estrazione, fornitura e trasporto terra e materiali inerti, ecc.)

La Banca dati nazionale unica Antimafia prevista dagli articoli 87 e 90 del D.lgs 159/2011 e s.m.i, a seguito della pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale del 7/1/2015 n. 4 del Regolamento che ne disciplina le modalità di accesso: Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 30/10/2014 n. 193 "*Regolamento recante disposizioni concernenti le modalità di funzionamento, accesso, consultazione e collegamento con il CED, di cui all'articolo 8 della legge 1° aprile 1981, n. 121, della Banca dati nazionale unica della documentazione antimafia, istituita ai sensi dell'articolo 96 del Decreto legislativo 6 settembre 2011, n. 159*" avrebbe dovuto essere operativa da gennaio 2015, ma attualmente non è ancora possibile acquisire on line le informazioni antimafia.

Con comunicato dell'A.N.A.C. del 23 giugno 2015 viene prevista l'annotazione nel casellario informatico e nella Banca dati delle informazioni antimafia interdittive.

Robin Hood Tax

A seguito della sentenza della Corte Costituzionale dell'11 febbraio 2015 l'addizionale IRES, che si applicava alle società operanti nel settore energetico, agli esercenti la trasmissione/dispacciamento/distribuzione energia 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, è stata ritenuta incostituzionale.

Tuttavia, l'incostituzionalità non trova efficacia retroattiva, in quanto è stato stabilito che si applica dal giorno successivo alla pubblicazione di tale sentenza nella Gazzetta Ufficiale. Tale interpretazione "restrittiva" è stata ritenuta costituzionalmente orientata in quanto "L'impatto macroeconomico delle restituzioni dei versamenti tributari connessi alla dichiarazione di illegittimità costituzionale dell'art. 81, commi 16, 17 e 18, del d.l. n. 112 del 2008, e successive modificazioni, determinerebbe, infatti, uno squilibrio del bilancio dello Stato di entità tale da implicare la necessità di una manovra finanziaria aggiuntiva, anche per non venire meno al rispetto dei parametri cui l'Italia si è obbligata in sede Europea e internazionale (artt. 11 e 117, primo comma, Cost.) e, in particolare, delle previsioni annuali e pluriennali indicate nelle leggi di stabilità in cui tale entrata è stata considerata a regime. Pertanto, le conseguenze complessive della rimozione con effetto retroattivo della normativa impugnata finirebbero per richiedere, in un periodo di perdurante crisi economica e finanziaria che pesa sulle fasce più deboli, una irragionevole redistribuzione della ricchezza a vantaggio di quegli operatori economici che possono avere invece beneficiato di una congiuntura favorevole. Si determinerebbe così un irrimediabile pregiudizio delle esigenze di solidarietà sociale con grave violazione degli artt. 2 e 3 della Costituzione."

Trasferimento di contante

E' stato fissato a 999,99 euro il limite oltre il quale non è consentito il trasferimento di denaro contante o di libretti di deposito bancari o postali al portatore.

Distribuzione gas

Il Decreto Letta del 2000 ha introdotto la concorrenza nel mercato del gas naturale italiano attraverso la liberalizzazione delle importazioni, esportazioni, trasporto, dispacciamento e vendita di gas.

L'attività di stoccaggio ha lo scopo di compensare le fluttuazioni della domanda dei consumi all'interno del sistema nazionale del gas, in modo da garantire una riserva strategica di gas naturale. L'attività di stoccaggio è svolta da imprese sulla base di concessioni aggiudicate mediante pubblica procedura di gara. L'attività di distribuzione è considerata come un servizio pubblico e può essere effettuata solo da aziende che non forniscono già altri servizi nel settore del gas. Attualmente, il servizio di distribuzione viene assegnato sulla base di gare pubbliche per un periodo massimo di 12 anni.

Con Decreto del 19 gennaio 2011 il Ministro dello sviluppo economico ha determinato gli ambiti territoriali nel settore della distribuzione del gas naturale. E' stato anche approvato, con D.M. 12/11/2011, n. 226, 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. Il termine per l'individuazione della Stazione appaltante era 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, in 30 mesi per Genova 1 – Città e Impianto di Genova e 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, oppure entro 18 mesi dal soggetto individuato dai Comuni appartenenti all'ambito territoriale (se quest'ultimo non comprende il Comune capoluogo).

Nel corso del 2013 il "Decreto del Fare" (decreto-legge 21 giugno 2013, n. 68) ha introdotto alcune modifiche al "Regolamento Criteri" di cui sopra che definisce le regole fondamentali per lo svolgimento delle gare d'ambito. E' stata prevista la perentorietà delle scadenze per la nomina della Stazione appaltante, con una penale per il mancato rispetto dei termini e il rafforzamento dei poteri sostitutivi, mediante la nomina di un "commissario ad acta". Le date limite per l'indizione delle gare sono state poi prorogate in misura differenziata, come risulta dalle disposizioni di seguito indicate.

Le concessioni sono attualmente in regime di *prorogatio* in attesa della indizione e dell'aggiudicazione delle gare ad evidenza pubblica.

Il D.L. 145/2013 convertito in L. n. 9 del 21/2/2014 ha stabilito all'art. 1 comma 16 che "I termini di scadenza previsti dal comma 3 dell'articolo 4 del Decreto-legge 9 agosto 2013 n.98, sono prorogati di ulteriori 4 mesi. Le date limite di cui all'allegato 1 al regolamento di cui al Decreto del Ministro dello sviluppo economico 12 novembre 2011 n.226, relative agli ambiti ricadenti nel terzo raggruppamento dello stesso allegato 1, nonché i rispettivi termini di cui all'allegato 3 del medesimo regolamento, sono prorogati di quattro mesi."

L'articolo 30 bis del Decreto legge 91/2014 c.d. "decreto competitività", convertito, con modificazioni, dalla legge 116/2014, ha sancito la proroga delle scadenze per la pubblicazione dei bandi di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas.

Nello specifico sono prorogate di otto mesi le scadenze del primo Gruppo di ambiti (che hanno così tempo fino all'11 marzo 2015), di sei mesi quelle del secondo, terzo e quarto Gruppo nonché di quattro mesi quelle del quinto e sesto Gruppo di ambiti.

Inoltre con la Legge 27 febbraio 2015, n. 11, di conversione, con modificazioni, del Decreto-legge 31 dicembre 2014, n. 192, recante proroga di termini previsti da disposizioni legislative, *c. d. Milleproroghe*, pubblicata in G.U. n.49 del 28-2-2015, nel testo coordinato, in vigore dal 1 marzo 2015, all'art. 3, *Proroga di termini in materia di sviluppo economico*, ha stabilito al c. 3 ter che « *Il termine oltre il quale si applica la previsione di cui al comma 4 dell'articolo 30-bis del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116, relativamente al primo e al secondo raggruppamento di cui all'allegato 1 al regolamento di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 12 novembre 2011, n. 226, è prorogato al 31 dicembre 2015*», e al successivo c.3 quater, che « *I termini di cui all'articolo 3, comma 1, del regolamento di cui al comma 3-ter, relativi alla mancata pubblicazione del bando di gara, per gli ambiti del primo raggruppamento di cui all'allegato 1 allo stesso regolamento sono prorogati all'11 luglio 2015 (OMISSIS)*».

L'avvio delle gare per ATEM sono pertanto ad oggi previste secondo il seguente calendario, che tiene conto del termine di pubblicazione del bando di gara:

- Reggio Emilia - gara prorogata di due anni causa terremoto, non ha subito variazioni - 11 novembre 2015
- Parma – previsto per l'11 luglio 2015, ma tuttora non ancora pubblicato
- Piacenza 1 Ovest – 11 novembre 2015
- Piacenza 2 Est – 11 novembre 2016
- Genova – 11 marzo 2016

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

Tra i fatti più significativi intervenuti nel quadro normativo del settore della distribuzione gas vanno ricordati soprattutto i provvedimenti dell'Autorità per l'Energia e il Gas (oggi Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico – AEEGSI) in materia di:

- tariffe di distribuzione e misura;
- servizio di distribuzione e misura.

In data 22 maggio 2014 è stato emanato il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico recante "Approvazione del documento "Linee Guida su criteri e modalità applicative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale", pubblicato in Gazzetta Ufficiale del 6.6.2014, Serie Generale n. 129 e il documento, che allegato al predetto decreto ne forma parte integrante, recante "Linee Guida su criteri e modalità applicative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale".

L'AEEGSI ha pubblicato in data 24 luglio 2014 la Deliberazione n. 367/2014 e Allegato A – concernente il Sistema di regolazione tariffaria dei servizi distribuzione del gas, avente a riferimento il periodo di regolazione 2014-2019 per le gestioni d'Ambito e altre disposizioni in materia tariffaria.

L'AEEGSI in data 13 marzo 2015 ha emesso chiarimenti in relazione alla Delibera 367/2014.

Sia il D.M. del 22 maggio 2014, sia la Deliberazione n. 367/2014 sono state impugnate dal Gruppo Iren rispettivamente il primo al TAR Lazio e la seconda al TAR Lombardia. I ricorsi sono attualmente pendenti. Sono stati impugnati anche i chiarimenti dell'AEEGSI del 13 marzo 2015 come motivi aggiunti al ricorso originario.

Il TAR Lombardia con sentenza depositata in data 16 giugno 2015 ha respinto il ricorso proposto contro la Delibera 367/2014 (e atti presupposti tra cui la Delibera 573/2013) da SGR Reti S.p.A.

Il Decreto Legge "Sblocca Italia" all'art. 37 prevede "Misure urgenti per l'approvvigionamento e il trasporto del gas naturale" e all'art. 38 "Misure per la valorizzazione delle risorse energetiche nazionali".

Il Decreto Ministeriale del 20 maggio 2015, in corso di pubblicazione, aggiorna il regolamento sui criteri per le gare di distribuzione gas (DM226/2011), completando il quadro normativo di riferimento. Inoltre, il decreto chiarisce le modalità di riconoscimento degli oneri relativi ai titoli di efficienza energetica che il Gestore entrante deve retrocedere alla Stazione appaltante.

L'AEEGSI in data 22 giugno 2015 ha emesso la Delibera 296/2015/R/com con la quale ha approvato le "Disposizioni dell'AEEGSI in merito agli obblighi di separazione (unbundling) funzionale per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas (TIUF)". Con detta delibera 296/2015/R/COM l'AEEGSI stabilisce obblighi di separazione funzionale per gli esercenti energia elettrica e gas. In particolare si segnala l'obbligo di separazione della politica di comunicazione e del marchio tra le imprese di vendita e distribuzione. Viene specificato che l'interfaccia con i clienti finali venga svolta con l'utilizzo di canali informativi, di spazi fisici e di personale distinti.

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 il servizio di default (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 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 e ha sospeso gli effetti della sentenza del TAR Lombardia, fissando l'udienza di merito per il 19 febbraio 2013. A seguito della decisione di sospensiva indicata, AEEG ha ritenuto di pubblicare il 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".

A fronte dell'apertura di un tavolo tecnico con l'AEEG, è stato chiesto il rinvio della discussione del ricorso al fine di poter portare avanti il tavolo tecnico frattanto avviato con gli operatori.

Il Consiglio di Stato ha quindi rinviato la discussione della domanda cautelare alla Camera di consiglio del 9 luglio 2013.

All'udienza del 9 luglio 2013 il Consiglio di Stato ha fissato per il 4 marzo 2014 l'udienza per discussione di merito dei ricorsi in appello proposti da AEEG avverso le sentenze del TAR di Milano del dicembre 2012.

L'AEEG in data 21 novembre 2013 ha assunto una ulteriore delibera 533/2013/R/GAS in merito alla disciplina del default 533/2013/R/GAS. In data 21 gennaio 2014 è stato proposto ricorso per motivi aggiunti per il suo annullamento.

Successivamente sono state emesse:

- il 6 giugno 2013 la delibera 241/2013/R/gas "Riforma della disciplina del servizio di default di distribuzione, a seguito della dichiarata impossibilità a svolgere tutte le attività di cui al TIVG, in merito al bilanciamento dei prelievi diretti";
- il 27 febbraio 2014 la delibera 84/2014/R/gas "Disciplina della morosità e dei servizi di ultima istanza modifiche ed integrazioni al TIMG e TIVG;
- il 29 maggio 2014 la delibera 246/2014/R/gas "valorizzazione del gas naturale prelevato presso i punti di riconsegna cui è erogato il servizio di default distribuzione a seguito della mancata disalimentazione fisica".

Con sentenza depositata in data 12.6.2014, il Consiglio di Stato ha accolto l'appello promosso dall'AEEG avverso le sentenze con cui il TAR Milano, nel dicembre 2012, aveva ravvisato l'illegittimità della delibera 99/11 disponendone l'annullamento.

In estrema sintesi il Consiglio di Stato, aderendo alle difese dell'AEEGSI, ha ritenuto che il servizio di default sia riconducibile al servizio di bilanciamento e che lo stesso non possa essere qualificato come attività di vendita ma, piuttosto, come attività di regolazione ex post dei rapporti di indebito oggettivo sorti in seguito ai prelievi effettuati dal cliente rimasto allacciato alla rete di distribuzione.

Ciò, anche in considerazione del fatto che non sussiste il rischio tipico dell'attività di vendita, in quanto la morosità del cliente finale servito è pressoché integralmente socializzata e posta a carico della collettività.

L'Autorità, con Deliberazione n. 418/2014/R/GAS del 7 agosto 2014, ha approvato i criteri e le modalità per la individuazione dei fornitori di ultima istanza (FUI) e dei fornitori del servizio di default di distribuzione (FDd) con riferimento al periodo 1 ottobre 2014 – 31 settembre 2016.

Inoltre con la medesima Deliberazione n. 418/2014/R/GAS del 7 agosto 2014, l'Autorità ha modificato, tra l'altro, il comma 30.4 del TIVG stabilendo che "nei casi in cui la procedura concorsuale (di scelta del FDd) non consenta di individuare un FDd, ovvero nei casi di mancato assolvimento del servizio (di default) da parte del fornitore selezionato le imprese di distribuzione che svolgono il servizio nelle aree dove avrebbe dovuto essere svolto dal fornitore, sono responsabili dell'attività di regolazione economica delle partite fisiche di gas imputabili ai prelievi diretti effettuati dal cliente finale.

La delibera dell'AEEGSI n.258/2015/R/com del 29 maggio prevede "primi interventi in materia di morosità nei mercati retail dell'energia elettrica e gas naturale e revisione dei tempi dello switching nel settore del gas naturale".

In particolare è stata implementata la procedura di trasmissione della documentazione tra venditore e distributore al fine di agevolare le iniziative giudiziarie.

Da segnalare che la delibera in un "considerato" qualifica come obbligazione di risultato - in capo all'impresa di distribuzione - la disalimentazione fisica del punto di riconsegna. Attualmente si sta valutando la sua impugnazione.

Distribuzione energia elettrica

Il Decreto legislativo n. 79 del 16 marzo 1999 (il "Decreto Bersani") ha istituito un quadro normativo generale per il mercato elettrico italiano che ha introdotto gradualmente la concorrenza nella produzione di energia elettrica e vendita a clienti idonei, a fronte del mantenimento di una struttura di monopolio regolamentato per la trasmissione e la distribuzione.

In particolare, il Decreto Bersani ha:

- liberalizzato le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica dal 1° gennaio 2003, a condizione che nessuna società fosse autorizzata a produrre o importare direttamente o indirettamente oltre il 50% del totale dell'energia elettrica generata o importata in Italia, al fine di aumentare la concorrenza nel mercato della produzione di energia elettrica;
- previsto l'istituzione dell'Acquirente Unico, che deve stipulare e gestire contratti di fornitura, al fine di garantire la capacità di generazione necessaria e la fornitura di energia elettrica in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio di tutto il sistema, nonché parità di trattamento tariffario;
- previsto la creazione della "Power Exchange", una piazza virtuale in cui i produttori, importatori, grossisti, distributori, gestore della rete di trasmissione nazionale, l'Acquirente Unico e gli altri

- partecipanti al mercato libero possano comprare e vendere energia elettrica a prezzi determinati attraverso una procedura di gara;
- previsto la creazione del soggetto che gestisce la Borsa elettrica (cioè Gestore dei Mercati Energetici o Gestore del Mercato) ed attribuite le attività di trasmissione e dispacciamento in concessione al gestore della rete di trasmissione nazionale (Terna); l'attività di distribuzione di energia elettrica viene effettuata in regime di concessione rilasciata dal Ministero dello Sviluppo Economico.

La Legge n. 290 del 27 ottobre 2003 ha stabilito la riunificazione di proprietà e gestione della rete di trasmissione.

Nel 2007 sono state adottate misure per assicurare la separazione funzionale ("*unbundling*").

Struttura tariffaria per trasmissione, distribuzione e misura

L'AEEG ha stabilito un regime tariffario che è entrato in vigore il 1° gennaio 2000. Questo regime ha sostituito il sistema "*cost plus*" con un nuovo meccanismo di "*price cap*", che prevede un limite per gli incrementi tariffari annuali corrispondenti alla differenza tra il tasso di inflazione e l'aumento della produttività conseguibile dal fornitore di servizi, insieme ad ulteriori fattori, come il miglioramento della qualità. Secondo la metodologia del *price-cap*, le tariffe dovrebbero essere ridotte di una percentuale fissa ogni anno così da incoraggiare gli operatori regolamentati a migliorare l'efficienza e gradualmente trasferire il risparmio sul cliente finale.

Nel quarto periodo regolatorio (2012-2015) 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.402/2013/R/com che ha sostituito dal 1° gennaio 2014 la 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), il meccanismo della tariffa media nazionale integrata da perequazioni (generali e specifiche aziendali) viene sostituito da una tariffa individuale per singolo distributore.

In merito al punto 2), al fine di proteggere i clienti domestici in situazioni di disagio (economico e fisico), si prevede la semplificazione e la rimozione di alcune criticità nella disciplina del bonus elettrico.

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

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.

In merito al punto 4), continua a valere il sistema definito dalla del. 4/08:

- a) tutela del credito dei venditori e degli esercenti la salvaguardia;
- b) definizione di 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*).

In merito al punto 6), l'allegato A alla delibera ARG/elt 107/09 (Testo Integrato *Settlement* –TIS) riassume in unico testo tutte le disposizioni inerenti il *settlement*, cioè la regolazione delle partite fisiche ed economiche del dispacciamento (regolazione mensile, conguagli annuali, rettifiche delle misure, ecc.) 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;
- c) la semplificazione contabile ed amministrativa per Terna e i distributori.

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 Unbundling o TIU) ha stabilito l'obbligo di separazione funzionale a carico dell'impresa verticalmente integrata - vale a dire l'impresa o il Gruppo di imprese che, nel settore dell'energia elettrica o del gas, svolge almeno un'attività in concessione (ad esempio, la distribuzione dell'energia elettrica e/o del gas) e almeno un'attività liberalizzata (ad esempio, la vendita di energia elettrica e/o gas) – recependo sostanzialmente il contenuto delle direttive comunitarie 2003/54/CE (per il settore elettrico) e 2003/55/CE (per il settore gas).

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

- a) garantendo la neutralità della gestione delle infrastrutture essenziali per lo sviluppo di un mercato concorrenziale;
- b) impedendo discriminazioni tra gli operatori del mercato nell'accesso alle informazioni sensibili e nell'utilizzo delle infrastrutture;
- c) separando le attività svolte in regime di concorrenza dalle attività regolate (quelle di gestione delle infrastrutture), evitando il trasferimento incrociato di risorse e di costi.

Per la separazione funzionale occorre in primis affidare, nell'ambito di un'impresa verticalmente integrata, ogni attività regolata a un Gestore Indipendente, che la deve amministrare con autonomia decisionale e organizzativa, 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 predispone ed invia all'Autorità il Rapporto Annuale delle Misure Adottate (RAMA).

Come già specificato nella sezione precedente Distribuzione gas, con la Delibera del 296/2015/R/COM l'AEEGSI stabilisce obblighi di separazione funzionale per gli esercenti energia elettrica e gas. In particolare si segnala l'obbligo di separazione della politica di comunicazione e del marchio tra le imprese di vendita e distribuzione e, in particolare nel settore elettrico, anche tra vendita nel mercato libero e servizio di maggior tutela. Viene specificato che l'interfaccia con i clienti finali venga svolta con l'utilizzo di canali informativi, di spazi fisici e di personale distinti.

In merito al punto 8), la delibera ARG/elt 191/09 ha definito il "Sistema Indennitario" che garantisce un indennizzo 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 Delibera ARG/elt 219/10 emana le disposizioni per il funzionamento del Sistema Indennitario.

Questo sistema permette a tutti i venditori di potersi rivalere sul cliente finale, indipendentemente dal cambio di venditore richiesto dal cliente finale.

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 nella legge n. 122 del 30 luglio 2010, 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 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.

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.

Nel settembre 2013 la Commissione Europea ha avviato un'inchiesta ricognitiva, concernente diversi Stati membri, sulle condizioni di assegnazione, proroga o rinnovo delle concessioni d'acqua per uso idroelettrico e ha inviato al Governo italiano una comunicazione di costituzione in mora che afferma la contrarietà a principi e norme del diritto comunitario (libertà di stabilimento; art. 12 della Direttiva "Bolkestein" 2006/123/CE) di talune previsioni recentemente introdotte dal legislatore italiano (con la Legge 134/2012, in sede di conversione del D.L. "Sviluppo" 83/2012), oltre che di alcune norme della legislazione delle Province autonome di Trento e Bolzano. E' in corso la predisposizione della risposta del Governo italiano ai rilievi della Commissione Europea.

Con Decreto del Presidente della Giunta della Regione Piemonte n. 2/R del 9 marzo 2015 è stato approvato il nuovo regolamento regionale in tema di concessioni di derivazione di acqua pubblica che modifica la disciplina dei procedimenti per il rilascio delle concessioni di competenza della Provincia o della Città metropolitana ed introduce la possibilità di superare la c.d. "*presunzione di incompatibilità per prossimità*" producendo specifica documentazione.

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.

La regolazione della gestione del sistema di servizio idrico integrato è basata sui seguenti principi:

- istituzione di un unico sistema integrato per la gestione dell'intero ciclo dell'acqua;
- individuazione, da parte delle Regioni, degli "Ambiti Territoriali Ottimali" o "ATO", all'interno dei quali i servizi idrici integrati sono da gestire. Ciascun ATO è responsabile di: (a) organizzare il servizio idrico integrato, mediante un piano che deve definire la politica degli investimenti e di gestione (Piano d'Ambito), (b) individuare un operatore del servizio idrico integrato, (c) determinare le tariffe applicabili agli utenti, (d) monitorare e supervisionare il servizio e le attività svolte dal gestore al fine di garantire la corretta applicazione delle tariffe e il conseguimento degli obiettivi e dei livelli di qualità stabiliti nel piano d'ambito;
- l'organizzazione del servizio idrico integrato si basa su una chiara distinzione dei compiti tra i vari organi di governo. Le autorità statali e regionali svolgono la pianificazione generale, mentre le autorità locali supervisionano, organizzano e controllano il sistema integrato servizi idrici.

La Legge n. 42 del 2010 ha disposto 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 dicembre 2012.

Il servizio Idrico integrato è altresì disciplinato, per la regione Emilia Romagna, dalle Leggi Regionali n. 25 del 1999 e n. 10 del 2008.

Quanto alla disciplina in materia di ATO, la Regione Emilia Romagna con Legge Regionale 23-12-2011 n. 23 ha disciplinato le "Norme di organizzazione territoriale delle funzioni relative ai servizi pubblici locali dell'ambiente", che detta le norme relative alla regolazione dei servizi pubblici ambientali ed in particolare all'organizzazione territoriale del servizio idrico integrato e del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani in Emilia-Romagna, e dispone che sulla base dei principi di sussidiarietà, differenziazione e adeguatezza, l'intero territorio regionale costituisca l'ambito territoriale ottimale in conformità agli articoli 147 e 200 del decreto legislativo n. 152 del 2006.

La Regione Liguria, con Legge n. 1 del 24 febbraio 2014, ha attribuito le funzioni in materia di organizzazione e gestione del Servizio Idrico Integrato e di Gestione Integrata dei Rifiuti.

Per quanto riguarda il SII, la Legge ha individuato 5 ATO:

- ATO Ovest – Provincia di Imperia;
- ATO Centro/Ovest 1 - Provincia di Savona;
- ATO Centro/Ovest 2 - Provincia di Savona;
- ATO Centro/Est – Provincia di Genova;
- ATO Est – Provincia di La Spezia.

La Legge all'articolo 10, ha esteso la facoltà di gestione autonoma del SII ai Comuni con popolazione fino ai 3.000 abitanti. Tale disposizione è stata contestata dal Governo (sollevando questione di illegittimità costituzionale) in quanto contrastante con le disposizioni (art. 148, 5° comma del D. Lgs. 152/2006 - TU Ambiente), che limitano tale facoltà a favore dei Comuni con popolazione fino a 1.000 abitanti.

La Corte Costituzionale con sentenza n. 31 del 10 febbraio 2015 ha dichiarato la illegittimità costituzionale dell'articolo 10 comma 1 della Legge della Regione Liguria n. 1/2014.

Il settore dei Servizi Idrici è stato inoltre interessato dal Referendum indetto il 12 e 13 giugno 2011, in esito al quale è stato parzialmente abrogato l'art. 154 comma 1 (tariffa del servizio idrico integrato) del D. Lgs. n. 152 del 13 aprile 2006 "Determinazione della tariffa del servizio idrico integrato" limitatamente alla parte che prevede la sua fissazione "in base all'adeguata remunerazione del capitale investito".

La suddetta abrogazione non produce effetti diretti ed immediati sulle tariffe vigenti, ma si limita a modificare i criteri cui deve uniformarsi l'Autorità competente ad elaborare il c.d. "Metodo Tariffario", oggi definito dal DM 1° agosto 1996.

La Corte Costituzionale ha chiarito che a seguito dei risultati del Referendum, le Regioni devono individuare il soggetto sostitutivo delle ATO. Tale entità è responsabile di assegnare la gestione dei servizi idrici nel rispetto dei principi europei in materia di procedure di gare pubbliche.

Le funzioni attinenti alla regolazione e al controllo dei servizi idrici sono state trasferite all'Autorità per l'Energia Elettrica Gas e il Sistema idrico.

L'Autorità ha previsto che nella fase transitoria sia mantenuta un'articolazione tariffaria per gestore/ambito analoga alla preesistente.

In data 25 giugno 2013 (delibera 273/2013), l'AEEGSI ha approvato 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 assunta dall'Autorità è censurabile sotto diversi profili, ed in particolare per il contrasto con le disposizioni comunitarie che prevedono la copertura di tale voce di costo. L'Autorità avrebbe, al contrario, espunto dalla tariffa la remunerazione del capitale investito senza prevedere alcuna forma alternativa di copertura dei costi finanziari. Il TAR Lombardia, con sentenza in data 20 febbraio 2014, ha accolto le tesi dei ricorrenti (fra cui IREN Acqua Gas) pronunciando l'annullamento della Del. AEEGSI n. 273/2013 per le ragioni dai medesimi sostenute. Con Deliberazione n. 643 del 27 dicembre 2013 l'AEEG ha approvato il "Metodo tariffario Idrico e le disposizioni di completamento" (MTI), contenente le modalità e dei parametri di calcolo dei costi (OPEX e CAPEX) che debbono trovare adeguata remunerazione con la tariffa applicata agli utenti dei servizi idrici.

Le disposizioni di tale Deliberazione trovano applicazione dall'esercizio 2014 in avanti.

Entro il 31 marzo 2014, l'ente avente competenza sugli Ambiti Territoriali:

- definisce gli obiettivi e redige (su proposta del Gestore) il Piano degli Interventi;
- predisporre la tariffa per gli anni 2014 e 2015;
- redige il Piano economico Finanziario (esteso al periodo di durata dell'affidamento), che deve garantire il conseguimento dell'equilibrio gestionale del Gestore;
- trasmette tali determinazioni all'AEEG per la definitiva approvazione.

Il D.L. 133 /2014 del 12 settembre 2014 c.d "Sblocca Italia" (art. 7) ha introdotto alcune modifiche alla disciplina del SII contenuta nel T.U. Ambiente (D. Lgs n. 152/2006).

In sintesi è stabilito che:

- le Regioni (che non vi abbiano ancora provveduto) individuano gli enti di governo dell'ambito entro il 31 dicembre 2014 - in difetto si applicano i poteri sostitutivi governativi;
- gli enti locali partecipino obbligatoriamente all'ente di governo dell'ambito (che sostituisce l'Autorità d'ambito) - la mancata adesione agli enti di governo dell'ambito è sanzionata con l'esercizio di poteri sostitutivi da parte del Presidente della Regione;

- viene introdotto il concetto di *unicità* della gestione del SII;
- gli enti di governo dell'ambito (se non vi abbiano già provveduto) scelgono la forma di gestione del SII ed avviano le procedure di affidamento entro il termine del 30 settembre 2015;
- il rapporto fra l'ente di governo dell'ambito ed il soggetto gestore è regolato da una convenzione predisposta sulla base di convenzione tipo elaborata dall'AEEGSI - le convenzioni esistenti sono integrate in sintonia con le previsioni di dette convenzioni, con le modalità stabilite dall'AEEGSI;
- il nuovo gestore deve corrispondere al gestore uscente un valore di rimborso delle immobilizzazioni realizzate, determinato secondo criteri definiti dall'AEEGSI;
- in caso di cessazione anticipata degli affidamenti, al gestore uscente è dovuto un indennizzo a titolo di ristoro degli investimenti effettuati (non ammortizzati) e del mancato guadagno (pari al 10% del servizio ancora da svolgere valutato sulla base del piano economico-finanziario), con richiamo alle disposizioni del Codice dei Contratti;
- i progetti definitivi delle opere e degli interventi previsti nel Piano degli Investimenti compresi nei Piani d'Ambito (e le relative modifiche sostanziali) sono approvati dagli enti di governo dell'ambito - l'approvazione dei progetti comporta la dichiarazione di pubblica utilità e costituisce titolo abilitativo e/o variante agli strumenti di pianificazione urbanistica e territoriale - l'ente di governo dell'ambito indice la conferenza dei servizi e costituisce l'autorità espropriante (ruolo quest'ultimo che può essere delegato al gestore);
- al fine di garantire il rispetto del principio della *unicità* della gestione, il gestore del SII subentra agli altri soggetti operanti nel medesimo ambito con effetto dall'entrata in vigore della norma, ma qualora tali soggetti gestiscano il servizio in base ad un affidamento assentito in conformità alla normativa *pro-tempore* vigente, il subentro avrà luogo alla scadenza dell'affidamento.

Infine l'AEEGSI ha adottato, tra l'altro, le seguenti deliberazioni di interesse del Gruppo:

- Deliberazione 15 gennaio 2015 n. 6/2015/R/IDR avente ad oggetto l'avvio di procedimento per la definizione del metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio con riunione del procedimento di cui alla Deliberazione 374/2014/R/IDR e individuazione di un termine unico per la conclusione del procedimento.
- Deliberazione 15 gennaio 2015 n. 8/2015/R/IDR avente ad oggetto avvio di procedimento per la definizione dei criteri di articolazione tariffaria applicata agli utenti dei servizi idrici.
- Deliberazione 5 marzo 2015 n. 83/2015/A avente ad oggetto la costituzione e funzionamento dell'Osservatorio permanente sulla regolazione energetica idrica e sul teleriscaldamento;
- Deliberazione 12 marzo 2015 n. 107/2015/R/IDR contenente l'elenco delle gestioni escluse per mancata consegna degli impianti dall'aggiornamento tariffario per il primo periodo regolatorio 2012-2015. Nell'elenco risultano anche le collegate del Gruppo AMAT di Imperia e AIGA di Ventimiglia. Dette Società hanno presentato all'AEEGSI istanza di revisione della decisione e stanno predisponendo il ricorso al TAR nel caso di risposta negativa o mancata risposta entro i termini per procedere con l'impugnazione.
- Deliberazione del 19 marzo 2015 n. 122/2015/R/IDR avente ad oggetto l'avvio di un procedimento per la realizzazione di sistemi solidaristici di perequazione economica e finanziaria a valere sulle tariffe del servizio idrico integrato anche su scala nazionale.

Si segnala il documento per la consultazione 274/2015/R/IDR del 4 giugno 2015 dell'AEEGSI recante "Criteri per la predisposizione di una o più convenzioni tipo per la gestione del servizio idrico integrato" ed il documento per la consultazione 273/2015/R/IDR del 4 giugno 2015 della stessa Autorità, recante "Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono". Entrambi i testi disciplinano gli interventi in tema di avvio e gestione del rapporto contrattuale e obblighi di registrazione dei dati di qualità contrattuale.

Servizio gestione rifiuti

Per Gestione Integrata Rifiuti si intende 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 Codice dell'Ambiente (d.lgs. 152/2006 modificato da ultimo dal DM 15.01.2014), nel D. lgs. 36/2003 (discariche), nel D. lgs. 133/2005 (incenerimento e coincenerimento), nel Decreto del Presidente della Repubblica 13 marzo 2013, n. 59 (Autorizzazione Unica Ambientale), ed a livello regionale dalle L. R. Emilia Romagna n. 25/99, n. 10/2008 e n. 23/2011.

Posto che per le Autorità d'Ambito Territoriale sono cessate al 31 dicembre 2012, la Regione Emilia Romagna ha istituito l'Agenzia Territoriale dell'Emilia Romagna (ATERSIR), secondo la legge sopra citata, per i servizi idrici e rifiuti alla quale partecipano tutti i Comuni e le province ed alla quale spettano le funzioni di regolazione per l'intero territorio regionale, nonché la determinazione delle tariffe di smaltimento dei rifiuti urbani sulla base dei criteri regionali, dell'impiantistica privata e pubblica. Tale Agenzia è entrata in funzione nel corso dell'anno 2012.

La Regione Piemonte ha adottato il Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti in data 30/09/2009, concludendo un percorso avviato nel 2007. Il Piano ha orizzonte temporale 2009 – 2015.

Contestualmente all'adozione del Piano, era prevista la costituzione di 3 Ambiti Territoriali Ottimali, accorpando gli 8 ambiti precedenti suddivisi per Provincia.

La Legge Regionale 7/2012 ha ulteriormente modificato la struttura degli Ambiti, prevedendone una articolazione su 4. I 4 Ambiti attuali sono così composti:

- a) ambito 1: Novarese, Verellese, Biellese e Verbanese, Cusio, Ossola;
- b) ambito 2: Astigiano e Alessandrino;
- c) ambito 3: Cuneese;
- d) ambito 4: Torinese.

Gli ATO hanno ruolo di pianificazione delle attività e di applicazione di quanto previsto dal Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti, nonché la pianificazione dei flussi e delle tariffe di smaltimento.

A loro volta gli ATO sono suddivisi in Consorzi di Bacino che hanno un ruolo rilevante a livello di gestione.

Si evidenzia inoltre che il sistema SISTRI è entrato in vigore il 1° ottobre 2013 per i gestori di rifiuti speciali pericolosi e dal 3 marzo 2014 per i produttori iniziali di rifiuti speciali pericolosi. Le sanzioni SISTRI, esclusivamente relative alla mancanza di iscrizione o pagamento del contributo annuale, si applicano a far data dal 1° aprile 2015 (a seguito della L. 11/2015 di conversione del "Decreto milleproroghe" DL 31 dicembre 2014, n. 192). Le sanzioni Sistri per tutte le altre violazioni si applicano dal 1° gennaio 2016.

Il decreto "Sblocca Italia" convertito dalla legge 164/2014 prevede che entro novanta giorni dalla entrata in vigore della legge di conversione (10 febbraio 2015) il Presidente del Consiglio dei Ministri individui con proprio decreto gli impianti di recupero di energia e di smaltimento dei rifiuti urbani e speciali, esistenti o da realizzare, per realizzare un sistema integrato e moderno di gestione di tali rifiuti atto a conseguire la sicurezza nazionale nell'autosufficienza e a superare le procedure di infrazione per mancata attuazione delle norme europee di settore. Allo scopo dovrà sentire la Conferenza permanente. Il Presidente del Consiglio dovrà effettuare la verifica con riguardo: a) la capacità complessiva di trattamento a livello nazionale dei rifiuti urbani e assimilati da parte degli impianti di incenerimento in esercizio o autorizzati a livello nazionale; b) gli impianti di incenerimento con recupero energetico da realizzare per coprire il fabbisogno residuo (con finalità di progressivo riequilibrio socio-economico). Il Decreto Ministeriale attuativo dello "Sblocca Italia" è ancora in fase di elaborazione, si è in attesa della sua approvazione e conseguente pubblicazione perché possa considerarsi efficace.

La Legge di stabilità per il 2015 (legge 23 dicembre 2014, n. 190) al comma 615 dell'art. 1 ha sostituito il secondo periodo dell'art. 149-bis del D. lgs. n. 152/2006 stabilendo che l'affidamento diretto del servizio può avvenire a favore di società interamente pubbliche, in possesso dei requisiti prescritti dall'ordinamento europeo per la gestione *in house*, comunque partecipate dagli enti locali ricadenti nell'ambito territoriale ottimale.

Tutti gli impianti di "recupero energetico" (non più "termotrattamento"), sia esistenti sia da realizzare, devono essere autorizzati a saturazione del carico termico, ma solo in caso di positiva valutazione di compatibilità ambientale dell'impianto in assetto operativo (incluso il rispetto del D. lgs. 155/2010 sulla qualità dell'aria).

Gli impianti in questione devono dare priorità al rifiuti urbani prodotti nel territorio regionale (e a quelli delle altre Regioni, solo per la disponibilità residua al fabbisogno regionale).

Nel caso in cui tali impianti ricevano rifiuti urbani da altre Regioni, i gestori degli impianti dovranno versare alla Regione un nuovo contributo (max 20 euro a tonnellata) destinato a finanziare un fondo destinato alla prevenzione dei rifiuti, all'incentivazione della Raccolta Differenziata e ad interventi di bonifica e di contenimento delle tariffe. La legge stabilisce che gli oneri di tale contributo *"non possono essere traslati sulle tariffe, poste a carico dei cittadini"*.

Rimangono ammessi, *"in via complementare"* e nel rispetto del principio di prossimità, i soli rifiuti speciali pericolosi a solo rischio infettivo, a condizione che l'impianto sia dotato di un sistema di caricamento dedicato che *"escluda anche ogni contatto tra il personale addetto e il rifiuto"* (a tal fine occorre adeguare le Autorizzazioni Integrate Ambientali - AIA).

Confermata la riduzione alla metà dei termini per le procedure di espropriazione (per i procedimenti in corso, sono ridotti a 1/4 i termini residui), salta la riduzione alla metà dei termini previsti per la Valutazione di Impatto Ambientale e l'Aia, ma la norma stabilisce che i termini fissati dalla legge per tali procedure si considerino perentori. Il Presidente del Consiglio dei Ministri dovrà effettuare una ricognizione dell'offerta esistente di impianti anche per quel che riguarda il recupero della frazione organica, articolato per Regioni. Sino alla realizzazione degli impianti in questione, le Regioni potranno autorizzare, ove tecnicamente possibile, un incremento fino al 10% della capacità di tali impianti per favorire il recupero e la produzione di compost di qualità.

Viene modificato l'articolo 182 del "Codice ambientale", prevedendo l'esclusione dal divieto di smaltimento extraregionale dei rifiuti urbani non pericolosi che il Presidente della Regione ritenga necessario avviare a smaltimento fuori dalla Regione *"per fronteggiare situazioni di emergenza causate da calamità naturali per le quali è dichiarato lo stato di emergenza"*.

Nel mese di gennaio è entrato in vigore il Decreto Ministeriale n. 272 del 13 novembre 2014, che rende note le modalità per redigere la relazione di riferimento in sede di richiesta o di rinnovo dell'AIA. I gestori di imprese titolari di un impianto soggetto ad AIA, qualora l'attività comporti l'utilizzo, la produzione o lo scarico di sostanze pericolose, dovranno infatti presentare una relazione contenente informazioni sulla qualità del suolo e delle acque sotterranee, indicando le sostanze pericolose. Ne consegue che, nel caso di procedura di AIA pendente, occorrerà integrare la domanda con la relazione di riferimento, la quale consentirà anche un raffronto sullo stato di contaminazione del suolo e delle acque al momento della cessazione definitiva dell'attività, così da permettere una valutazione circa gli eventuali obblighi di ripristino.

Il c.d. "Decreto milleproroghe" (DL 31 dicembre 2014, n. 192, convertito nella Legge n. 11 del 27 febbraio 2015) sposta al 30 Giugno 2015 il termine del divieto di conferimento in discarica dei rifiuti con PCI (Potere Calorifico Inferiore) superiore a 13.000 Kj/kg.

E' inoltre vigente dal primo gennaio la Legge n. 190 del 2014, che dispone che nei siti inquinati non ancora bonificati possano essere effettuati gli interventi richiesti dalla normativa sulla sicurezza nei luoghi di lavoro e attività di manutenzione ordinaria e straordinaria, purchè non pregiudichino l'attività di bonifica e la salute dei lavoratori.

E' entrato in vigore il 1° Giugno 2015 il Regolamento (UE) n. 1357/2014 della Commissione Europea, che innova il sistema di classificazione dei rifiuti pericolosi. Il Regolamento sostituisce l'Allegato III della Direttiva 2008/98/CE, e di conseguenza l'intero Allegato I alla Parte IV del D.L.vo n. 152/2006.

Il 1° giugno 2015 è entrata in vigore la Decisione della Commissione Europea 2014/955/CE, che introduce un nuovo Elenco Europeo dei rifiuti che modifica la decisione 2000/532/CE, recepito a livello nazionale dall'allegato D della parte IV del D.lgs. 152/06.

Dal 29 maggio è in vigore la Legge 68/2015 del 22 maggio 2015 "Disposizioni in materia di delitti contro l'ambiente" che introduce nel codice penale cinque nuovi delitti contro l'ambiente, ovvero l'inquinamento ambientale, il disastro ambientale, il traffico e abbandono di materiale ad alta radioattività, l'impedimento del controllo e l'omessa bonifica. Nella legge in esame sono altresì contenute modifiche al D.lgs n. 231/2001, in particolare all'art. 25-undecies, recante il presupposto di reati ambientali. L'Ufficio del Massimario della Cassazione del 29 maggio 2015 con propria relazione n. III/04/2015 ha precisato, con riferimento alla Legge 68/2015, che la situazione "abusiva" non è data solo dalle fattispecie poste in essere senza autorizzazione, ma anche dai casi in cui le autorizzazioni sono scadute.

Il Ministero dell'Ambiente ha pubblicato la Circolare 17 giugno 2015, n. 12422, recante "Ulteriori criteri sulle modalità applicative della disciplina in materia di prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento alla luce delle modifiche introdotte dal D. Lgs. 4 marzo 2014, n. 46".

Il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 27 marzo 2015 stabilisce le note metodologiche e i fabbisogni standard per i Comuni delle Regioni a statuto ordinario nel campo della viabilità, dei trasporti, della gestione del territorio e dell'ambiente (rifiuti compresi).

Sistema tariffario relativo ai servizi ambientali

La Legge di stabilità 2014 ha istituito dal 1° gennaio 2014 la IUC (imposta unica comunale) che si compone di: imposta municipale propria di natura patrimoniale (IMU), una componente riferita ai servizi c.d. indivisibili (TASI), e la tassa sui rifiuti (TARI) destinata a finanziare il costo del servizio di raccolta e smaltimento dei rifiuti urbani.

Il presupposto della TARI è il possesso o la detenzione di immobili suscettibili di produrre rifiuti ed è commisurata alla superficie calpestabile dell'immobile. Le aliquote possono essere rimodulate dai Comuni in base agli standard qualitativi del servizio.

Viene riconfermata la possibilità per i Comuni di affidare l'accertamento e la riscossione, in deroga all'articolo 52 del Decreto legislativo 15 dicembre 1997 n. 446, ai soggetti che alla data del 30 dicembre 2013 "svolgevano il servizio di gestione dei rifiuti o di accertamento o riscossione della TARES".

In data 19 giugno 2015 è stato pubblicato in G. U. il Decreto legge 19 giugno 2015, n. 78, Disposizioni urgenti in materia di enti territoriali. In particolare, tra le disposizioni dettate dal D.L. si segnalano l'art. 7, commi 4 (sull'estensione anche alla TARES della facoltà di affidamento dei controlli al soggetto gestore del servizio rifiuti), 7 (proroga del termine sulla riscossione locale al 31 dicembre 2015), 8 (estensione ai consorzi dei benefici fiscali già previsti in caso di scioglimento di società comunali) e 9 il quale aggiunge alla legge 27 dicembre 2013, n. 147 (l. di stabilità 2014) il c. 654-bis, che prevede che tra le componenti di costo della TARI vadano considerati anche gli eventuali mancati ricavi da crediti risultanti inesigibili con riferimento alla tariffa di igiene ambientale, alla tariffa integrata ambientale, nonché al tributo comunale sui rifiuti e sui servizi (TARES).

Servizio Teleriscaldamento

Con deliberazione 7 agosto 2014, 411/2014/R/com, l'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI) ha avvistato il procedimento per l'adozione dei provvedimenti in materia di regolazione e controllo nel settore del teleriscaldamento e teleraffreddamento, ai fini dell'attuazione di quanto disposto del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, di recepimento della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, ovvero (art.10, comma 17): "L'Autorità [...], con uno o più provvedimenti da adottare entro ventiquattro mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto e sulla base di indirizzi formulati dal Ministro dello sviluppo economico, al fine di promuovere lo sviluppo del teleriscaldamento e teleraffreddamento e della concorrenza:

a) definisce gli standard di continuità, qualità e sicurezza del servizio di teleriscaldamento e teleraffreddamento, ivi inclusi gli impianti per la fornitura del calore e i relativi sistemi di contabilizzazione [...];

b) stabilisce i criteri per la determinazione delle tariffe di allacciamento delle utenze alla rete del teleriscaldamento e le modalità per l'esercizio del diritto di scollegamento;

c) fatto salvo quanto previsto alla lettera e), individua modalità con cui sono resi pubblici da parte dei gestori delle reti i prezzi per la fornitura del calore, l'allacciamento e la disconnessione, le attrezzature accessorie, ai fini delle analisi costi-benefici sulla diffusione del teleriscaldamento effettuate ai sensi del presente articolo;

d) individua condizioni di riferimento per la connessione alle reti di teleriscaldamento e teleraffreddamento, al fine di favorire l'integrazione di nuove unità di generazione del calore e il recupero del calore utile disponibile in ambito locale, in coordinamento alle misure definite in attuazione del comma 5 per lo sfruttamento del potenziale economicamente sfruttabile;

e) stabilisce le tariffe di cessione del calore, esclusivamente nei casi di nuove reti di teleriscaldamento qualora sussista l'obbligo di allacciamento alla rete di teleriscaldamento, imposto da Comuni o Regioni."

Sempre nella delibera 411, l'AEEGSI ha istituito un Gruppo di lavoro interdipartimentale con il compito di svolgere una prima ricognizione sulla situazione fattuale del settore di riferimento.

A seguito della ricognizione effettuata dal Gruppo di lavoro e tenuto conto delle osservazioni giunte dagli operatori del settore, con delibera n.19/2015/R/tlr, l'AEEGSI ha definito le priorità da tenere in considerazione al fine di regolare il nuovo settore del teleriscaldamento, coerentemente agli esiti dell'indagine conoscitiva svolta.

Efficienza energetica

Con il D. Lgs. 102/2014 è stata recepita la Nuova Direttiva Europea sull'Efficienza Energetica 2012/27.

Il decreto:

- stabilisce un quadro di misure per la promozione e il miglioramento dell'efficienza energetica che concorre al conseguimento dell'obiettivo nazionale di risparmio energetico;
- detta norme finalizzate a rimuovere gli ostacoli sul mercato dell'energia e a superare le carenze del mercato che frenano l'efficienza nella fornitura e negli usi finali dell'energia.

Di particolare rilievo sono i seguenti articoli:

- Articolo 5. Miglioramento della prestazione energetica degli immobili della PA (a partire dall'anno 2014 e fino al 2020, saranno realizzati interventi di riqualificazione energetica sugli edifici di proprietà della PA centrale e da essa occupati per almeno il 3 per cento annuo della superficie coperta utile climatizzata, con 30 milioni di euro di finanziamenti dedicati nel periodo 2014-2020);
- Articolo 8. Diagnosi energetiche e sistemi di gestione dell'energia (Obbligo per le grandi imprese di eseguire una diagnosi energetica nei siti localizzati sul territorio nazionale entro il 5 dicembre 2015 e successivamente ogni 4 anni);
- Articolo 9. Misurazione e fatturazione dei consumi energetici (l'AEEGSI dovrà, tra le altre cose, definire i criteri concernenti la fattibilità tecnica ed economica della fornitura di contatori individuali per gli utenti energia elettrica, gas e TLR ed individuare le modalità con cui gli esercenti l'attività di misura forniscono ai clienti finali contatori individuali "intelligenti");
- Articolo 10. Promozione dell'efficienza per il riscaldamento e il raffreddamento (si veda a tal proposito il paragrafo "Servizio Teleriscaldamento");
- Articolo 11. Trasformazione, trasmissione e distribuzione dell'energia (finalizzato a massimizzare l'efficienza energetica della trasformazione, trasmissione e distribuzione dell'energia);
- Articolo 12. Disponibilità di regimi di qualificazione, accreditamento e certificazione (UNI-CEI, in collaborazione con CTI ed ENEA, elabora norme tecniche in materia di diagnosi energetiche rivolte ai settori residenziale, industriale, terziario e trasporti).

Con comunicato del 1 Luglio 2015 Il Ministero dello Sviluppo Economico ha reso noto che a breve saranno pubblicati in Gazzetta Ufficiale tre decreti di attuazione di direttive europee in tema di efficienza energetica negli edifici che entreranno in vigore il 1° Ottobre 2015 e che andranno a definire:

- l'adeguamento delle linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici;
- le modalità per compilare la relazione tecnica di progetto, ai fini dell'applicazione delle prescrizioni e dei requisiti minimi di prestazione energetica negli edifici;
- le metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici.

Il primo decreto sarà volto alla definizione delle nuove modalità di calcolo della prestazione energetica e i nuovi requisiti minimi di efficienza per i nuovi edifici e quelli sottoposti a ristrutturazione.

Il secondo decreto adeguerà gli schemi di relazione tecnica di progetto al nuovo quadro normativo, in funzione delle diverse tipologie di opere: nuove costruzioni, ristrutturazioni importanti, riqualificazioni energetiche

Il terzo decreto aggiornerà le linee guida per la certificazione della prestazione energetica degli edifici (APE). Il nuovo modello di APE sarà valido su tutto il territorio nazionale e, insieme ad un nuovo schema di annuncio commerciale e al database nazionale dei certificati energetici (Siape), offrirà maggiori informazioni riguardo l'efficienza degli edifici e degli impianti, consentendo un più facile confronto della qualità energetica di unità immobiliari differenti e orientando il mercato verso edifici con migliore qualità energetica. Con l'emanazione di questi provvedimenti, a partire dal 1 gennaio 2021 i nuovi edifici e quelli sottoposti a ristrutturazioni significative dovranno essere realizzati in modo tale da ridurre al minimo i

consumi energetici coprendoli in buona parte con l'uso delle fonti rinnovabili. Per gli edifici pubblici tale scadenza sarà anticipata al 1 gennaio 2019.

PAEE 2014

Nel giugno 2014 è stato approvato definitivamente dal Consiglio dei Ministri, dopo una consultazione pubblica, il PAEE (Piano d'azione per l'efficienza energetica) 2014. Il documento, elaborato dall'ENEA, riporta gli obiettivi di efficienza energetica fissati dall'Italia al 2020 e le policy attivate per il loro raggiungimento. In particolare il Piano propone di rafforzare le misure e gli strumenti già esistenti e di introdurre nuovi meccanismi per superare le difficoltà incontrate in alcuni settori. Specifica attenzione è dedicata alla descrizione delle nuove misure introdotte con il decreto legislativo 102/2014 che ha recepito la direttiva 2012/27/UE.

Rispetto al PAEE 2011 e ai dati fino al 2012, gli obiettivi al 2016 sono stati finora raggiunti per il 58,6%.

Certificati Verdi, Incentivi FER, 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, mentre l'incremento annuale della quota per il periodo 2007-2012 è stato portato allo 0,75% dalla 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.

Il periodo di diritto al riconoscimento ai certificati verdi, inizialmente pari a 8 anni, è stato successivamente esteso a 12 anni.

La 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.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha individuato il 6 giugno 2013 quale data di raggiungimento del costo indicativo cumulato annuo degli incentivi per il fotovoltaico pari a 6,7 miliardi di euro. Pertanto, a partire dal 6 luglio 2013 sono cessate le previsioni di incentivazione del fotovoltaico.

Il D.Lgs. 3 marzo 2011, n. 28, "di attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE" ha riformato il sistema di incentivazione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili, prevedendo, tra l'altro, che l'attuale sistema di mercato basato sui certificati verdi (CV) venga sostituito gradualmente da un sistema di tipo feed-in tariff.

Il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 6 luglio 2012 recante "Incentivi per energia da fonti rinnovabili elettriche non fotovoltaiche" (DM FER elettriche), che ha dato attuazione all'articolo 24 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, ha successivamente previsto, relativamente agli impianti incentivati attraverso il riconoscimento dei CV, per il periodo successivo al 2015, la conversione in incentivo del diritto ai CV secondo specifiche modalità definite dal GSE e pubblicate sul proprio sito internet.

E' dunque attesa per la seconda metà del 2015 la pubblicazione da parte del GSE delle modalità di conversione dei CV in incentivo, secondo quanto previsto dal DM 06 luglio 2012.

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.

Incentivi FER non FV

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 entrati, integralmente ricostruiti,

riattivati, oggetto di intervento di potenziamento o di rifacimento, che entrano in esercizio dal 1° gennaio 2013.

Il Decreto disciplina anche le modalità con cui gli impianti già in esercizio passeranno, a partire dal 2016, dal meccanismo dei certificati verdi ai nuovi meccanismi di incentivazione.

È in fase di emanazione da parte del MISE il “nuovo Decreto Ministeriale FER”, che, chiuso il DM 6 luglio 2012, stabilirà le nuove modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili (diverse da quella solare fotovoltaica). La struttura delle modalità di incentivazione dovrebbe ricalcare, stanti le bozze del DM attualmente in circolazione, quelle del DM 6 luglio 2012 (accesso diretto, registri, aste). La pubblicazione in GU è attesa per settembre 2015.

Decreto Spalma Incentivi

Nel novembre 2014 è stato pubblicato dal Ministero dello Sviluppo Economico il decreto c.d. “Spalma Incentivi”, sulla rimodulazione degli incentivi per la produzione di elettricità da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico. Il decreto prevede che i produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili, titolari di impianti che beneficiano di incentivi sotto la forma di certificati verdi, tariffe onnicomprensive ovvero tariffe premio, possono scegliere tra 2 opzioni:

- a) continuare a godere del regime incentivante spettante per il periodo di diritto residuo. In tal caso, per un periodo di dieci anni decorrenti dal termine del periodo di diritto al regime incentivante, interventi di qualunque tipo realizzati sullo stesso sito non hanno diritto di accesso ad ulteriori strumenti incentivanti, incluso Ritiro dedicato e Scambio sul posto, a carico dei prezzi o delle tariffe dell'energia elettrica;
- b) optare per una rimodulazione dell'incentivo spettante, per la quale si ribassa l'incentivo attualmente percepito (Tariffa onnicomprensiva o Certificato Verde) prolungando di 7 anni il periodo di incentivazione. In tal caso:
 - per interventi realizzati sullo stesso sito dell'impianto per il quale è stata esercitata l'opzione di rimodulazione, non si ha diritto di accesso - fino al termine del nuovo periodo di incentivazione - ad ulteriori strumenti incentivanti, fatta eccezione per il Ritiro dedicato e lo Scambio sul posto (sempreché compatibili col meccanismo incentivante di cui si gode);
 - le regioni e gli enti locali, ciascuno per la parte di propria competenza, adeguano alla durata dell'incentivo la validità temporale dei permessi rilasciati per la costruzione e l'esercizio degli impianti.

Possono aderire all'opzione i titolari di impianti beneficiari di Certificati Verdi o Tariffe onnicomprensive (Dm 18 dicembre 2008), mentre risultano esclusi:

- gli impianti a fonti rinnovabili (diversi da biomasse e biogas fino a 1 MW) per i quali il periodo di diritto agli incentivi termina entro il 31 dicembre 2014;
- gli impianti biomasse e biogas di potenza non superiore a 1 MW, per i quali il periodo di diritto agli incentivi termina entro il 31 dicembre 2016;
- gli impianti a fonti rinnovabili regolati dal Dm sviluppo 6 luglio 2012 (decreto incentivi FER elettriche dal 1° gennaio 2013, ad eccezione degli impianti “in transizione”);
- gli impianti a fonti rinnovabili che ancora godono del CIP6.

Agevolazioni fiscali

Le Agevolazioni fiscali per il risparmio energetico, consistenti in detrazioni dall'IRPEF (Imposta sul reddito delle persone fisiche) o dall'IRES (Imposta sul reddito delle società), sono concesse quando si eseguono interventi che aumentano il livello di efficienza energetica degli edifici esistenti.

Sulle spese sostenute dal 6 giugno 2013 al 31 dicembre 2015, per gli interventi di riqualificazione energetica di edifici già esistenti, spetterà una detrazione del 65%.

Si ricorda che le spese sostenute prima del 6 giugno 2013 fruivano della detrazione del 55%. Dal 1° gennaio 2016 il beneficio sarà del 36%, cioè quello ordinariamente previsto per i lavori di ristrutturazione edilizia.

Titoli di efficienza energetica (TEE)

Il D. Lgs. 79/99 e il D. Lgs. n. 164/00 hanno introdotto l'obbligo rispettivamente per i distributori di energia elettrica e di gas (con almeno 100.000 clienti a fine 2001) di incrementare l'efficienza energetica degli usi finali di energia.

E' 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.

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) un determinato numero di quote di emissioni, che danno diritto ad immettere un corrispondente quantitativo di tonnellate di biossido di carbonio equivalente in atmosfera nel corso dell'anno di riferimento delle quote.

Con il decreto D. Lgs. 13 marzo 2013, n. 30, è stata recepita nell'ordinamento nazionale la direttiva 2009/29/CE che introduce nuove regole nel sistema comunitario cosiddetto ETS (*Emission Trading Scheme*) per lo scambio di quote di emissione di gas serra, nonché nuove attività soggette all'applicazione della normativa nel periodo 2013-2020.

Il nuovo decreto modifica il campo di applicazione definendolo in maniera più puntuale per quanto riguarda gli impianti di combustione ed estendendo il sistema ad altri gas diversi dalla CO₂. Ha, inoltre:

- previsto la possibilità di escludere i piccoli impianti;
- introdotto la possibilità di stabilire regole semplificate per il monitoraggio, la rendicontazione e la verifica;
- modificato il metodo di assegnazione delle quote prevedendo che le quote vengano assegnate mediante asta. Più precisamente, per gli impianti termoelettrici e per gli impianti per la cattura e lo stoccaggio del carbonio, l'assegnazione è totalmente a titolo oneroso, ad eccezione degli impianti di cogenerazione che possono ricevere quote gratuite per l'energia termica destinata al teleriscaldamento.

Con DM 21 febbraio 2014, il Ministero dello Sviluppo Economico ha definito le modalità di rimborso dei crediti dovuti agli operatori per quote ETS spettanti agli impianti nuovi entranti per il periodo 2008-2012, ma non rilasciate per esaurimento della scorta.

Vendita gas naturale ed energia elettrica

L'articolo 1 del D. Lgs. 21 febbraio 2014 n. 21 ha apportato modifiche al Codice del Consumo in attuazione della Direttiva 2011/83/UE sui diritti dei consumatori, sostituendo il Capo I, Titolo III, Parte III del Codice del Consumo relativo a i "Diritti dei consumatori nei contratti".

Tali modifiche sono entrate in vigore il 13 giugno 2014 e si applicano ai contratti conclusi dopo tale data.

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% da IREN Acqua Gas. Si segnala che le concessioni sono attualmente in regime di *prorogatio* in attesa della indizione delle gare ad evidenza pubblica il cui termine entro cui devono essere avviate è specificato nel precedente paragrafo "Distribuzione gas".

Area Emiliana

Il servizio di distribuzione del gas metano nelle Province emiliane è gestito da Iren Emilia S.p.A.. Si segnala che gli affidamenti in essere sono in regime di *prorogatio* in attesa della indizione delle gare ad evidenza pubblica.

Altre Aree territoriali

Il Gruppo IREN opera inoltre in numerose altre realtà del territorio Italiano in forza di affidamenti o concessioni rilasciate a società a capitale misto in cui partecipano direttamente o indirettamente società del Gruppo IREN.

Si segnala che le concessioni sono attualmente in regime di *prorogatio* in attesa della indizione delle gare ad evidenza pubblica.

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); affidamento con scadenza 31 dicembre 2010;
- Comune di Vercelli - ATENA S.p.A. (partecipata al 40% da IREN Emilia): affidamento nel 1999 con scadenza 31 dicembre 2010;
- Provincia di Livorno - ASA S.p.A. (partecipata al 40% da AGA S.p.A. controllata al 99,64% da IREN Emilia): Comuni di Livorno, Castagneto Carducci, Collesalveti, Rosignano Marittima e San Vincenzo - Scadenza 31 dicembre 2010.

Vendita gas naturale

In ottemperanza a quanto previsto dal Decreto Letta in materia di *unbundling*, il Gruppo IREN svolge l'attività di vendita del gas naturale principalmente attraverso Iren Mercato - che svolge anche attività di vendita di energia elettrica.

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.

Settore energia elettrica

AEM Torino Distribuzione gestisce nella Città di Torino il servizio pubblico di distribuzione dell'energia elettrica in forza di concessione ministeriale. Detta concessione ha termine di scadenza al 31 dicembre 2030. AEM Torino Distribuzione S.p.A. distribuisce l'energia elettrica anche nel Comune di Parma, con analogo scadenza.

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

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

Settore teleriscaldamento

Il servizio di distribuzione del teleriscaldamento nei comuni di Torino e di Moncalieri, a far tempo dal 1° luglio 2014 è gestito da Iren Energia in seguito alla scissione del ramo della distribuzione del calore della Città di Torino di AES Torino.

Con convenzione del 29 dicembre 2008 la Città di Nichelino (TO) ha affidato, con durata di 30 anni, 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 Nichelino Energia S.r.l., attualmente controllata al 100% da Iren Energia.

Iren Energia, oltre all'esistente affidamento della distribuzione del teleriscaldamento nella città di Torino in forza della Convenzione Quadro stipulata con il Comune, ha acquisito una partecipazione nella società Asti Energia Calore, costituita in data 18 maggio 2015, cui è stato affidato in sub-concessione il servizio del teleriscaldamento nella città di Asti.

Servizio idrico integrato

Area Genovese

Iren Acqua Gas è titolare dell'affidamento della gestione del servizio idrico integrato nei 67 comuni della Provincia di Genova per un totale di 880.000 abitanti serviti. L'affidamento è stato attribuito con Decisione dell'Autorità dell'ATO Genovese il 13 giugno 2003 n. 8 e scadrà nel 2032.

La gestione del servizio idrico integrato nel territorio dei Comuni della provincia di Genova viene svolta da Iren Acqua Gas tramite i gestori operativi salvaguardati. Le società autorizzate e/o salvaguardate del Gruppo IREN che svolgono la funzione di gestore operativo sono Mediterranea delle Acque S.p.A. (controllata al 60% da IREN Acqua Gas), IdroTigullio S.p.A. (controllata al 66,55% da Mediterranea delle Acque S.p.A.) e AMTER S.p.A. (partecipata al 49% da Mediterranea delle Acque S.p.A.).

In data 23 aprile 2015 è stato ceduto, con efficacia dal 1° luglio 2015, da Acque Potabili S.p.A. a Iren Acqua Gas S.p.A. il ramo di azienda costituito dal complesso degli elementi patrimoniali e relativi rapporti giuridici afferenti all'attività di distribuzione di acqua potabile nei Comuni di Camogli, Rapallo, Coreglia e Zoagli nell'ATO Genovese e del servizio idrico integrato nel Comune di Bolano in Provincia di La Spezia.

Parallelamente, con atto in data 19 giugno 2015 ed efficacia 1° luglio 2015 la società Acque Potabili S.p.A. ha ceduto a Iren Acqua Gas S.p.A., alle condizioni previste dall'atto di cessione, la partecipazione detenuta nella società Acquedotto di Savona S.p.A. pari al 100% del capitale sociale della stessa.

Area Emiliana

Il Gruppo IREN gestisce il Servizio Idrico Integrato sulla base di specifici affidamenti assentiti dai rispettivi Enti Locali regolati dalle Convenzioni stipulate con gli ATO competenti.

Sulla base della normativa della Regione Emilia Romagna, le Convenzioni del servizio idrico integrato prevedono una durata decennale degli affidamenti, fatta eccezione per la convenzione dell'ATO di Parma che fissa la scadenza dell'affidamento al 30 giugno 2025, in virtù della cessione a privati del 35% del capitale di AMPS effettuata nel 2000 dal Comune di Parma con procedura ad evidenza pubblica.

La gestione dei Servizi Idrici Integrati negli ATO di Parma, Piacenza e Reggio Emilia è in capo alla società del Gruppo IREN Acqua Gas. Questa si avvale, sul piano operativo, delle strutture di IREN Emilia.

La proprietà dei beni e delle reti relative al settore idrico è stata trasferita a società interamente possedute da Enti pubblici. Queste società hanno messo le reti e gli asset a disposizione del Gruppo Iren sulla base di un contratto di affitto ed a fronte del pagamento di un canone.

La tabella che segue riporta i dati relativi alle convenzioni in essere nel territorio in cui opera il Gruppo:

ATO	REGIME	DATA DI STIPULA	DATA DI SCADENZA
<i>Area Genovese</i>	Convenzione		31 dicembre 2032
<i>Reggio Emilia</i>	ATO/gestore	16.04.2004/5.10.2009	31 dicembre 2011(*)
	Convenzione	30 giugno 2003	
<i>Parma</i>	ATO/gestore		
	Convenzione	27 dicembre 2004	31 dicembre 2025
<i>Piacenza</i>	ATO/gestore		
	Convenzione	20 dicembre 2004	31 dicembre 2011(*)
	ATO/gestore		

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

Altre Aree territoriali

Il Gruppo IREN opera inoltre nel settore del Servizio Idrico Integrato in altre realtà del territorio italiano, in forza di affidamenti o concessioni rilasciate a società a capitale misto in cui partecipa direttamente o indirettamente. Di seguito se ne indicano le principali.

- ATO Toscana Costa – ASA S.p.A. (partecipata al 40% di AGA S.p.A. controllata al 99,64% da IREN Emilia) Servizio idrico integrato in Comune di Livorno ed altri della Provincia;
- Ambito Territoriale Marche Centro, Macerata (ATO3) - ASTEA S.p.A. (partecipata al 21,32% da Consorzio GPO a sua volta controllato al 62,35% IREN Emilia) limitatamente ai Comuni di Recanati – Loreto – Montecassiano – Osimo - Potenza Picena - Porto Recanati;
- Ambito territoriale Biellese Casalese Vercellese: ATENA S.p.A. (partecipata al 40% da IREN Emilia) per l'area Vercellese;
- Comune di Ventimiglia: AIGA S.p.A. (partecipata al 49% IREN Acqua Gas);
- Comune di Imperia: AMAT S.p.A. (partecipata al 48% IREN Acqua Gas);
- Ambito Territoriale Alessandrino: ACOS S.p.A. (partecipata al 25% IREN Emilia) per il Comune di Novi Ligure;
- ATO di Cuneo: Mondo Acqua S.p.A. (partecipata al 38,5% da IREN Acqua Gas) – gestisce il Comune di Mondovì ed altri 7 Comuni dell'area cuneese.

Settore ambientale

Il Gruppo IREN presta i servizi ambientali sulla base di specifico affidamento del servizio fatto dai rispettivi Enti Locali regolati dalle Convenzioni a suo tempo stipulate con le ATO provinciali.

La tabella che segue riporta i dati relativi alle convenzioni in essere nel territorio in cui opera il Gruppo.

ATO	REGIME	DATA DI STIPULA	DATA DI SCADENZA
<i>Reggio Emilia</i>	Convenzione	10 giugno 2004	31 dicembre 2011(*)
<i>Parma</i>	ATO/gestore		
	Convenzione	27 dicembre 2004	31 dicembre 2014(*)
<i>Piacenza</i>	ATO/gestore		
	Convenzione	18 maggio 2004	31 dicembre 2011(*)
<i>Torino</i>	ATO/gestore		
	Convenzione	21 dicembre 2012	30 aprile 2033(**)
	ATO/gestore		

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

(**) la durata è di 20 anni decorrenti dal termine dell'esercizio provvisorio dell'impianto di termovalorizzazione di TRM S.p.A.

Il Gruppo Iren – in raggruppamento temporaneo di imprese con F2i ed ACEA Pinerolese – è risultato aggiudicatario della gara bandita dal Comune di Torino nel 2012 per la cessione dell'80% del capitale sociale di TRM S.p.A. e del 49% di AMIAT S.p.A. (attualmente partecipata all'80% a seguito di un'ulteriore acquisizione del 31% dal Comune di Torino a fine 2014).

Sono state costituite due società-veicolo per l'acquisto delle partecipazioni (TRM V ed AMIAT V). E' stata inoltre costituita la società TLR V., il cui socio di assoluta maggioranza è Iren Energia S.p.A., per la realizzazione del sistema infrastrutturale e commerciale del teleriscaldamento tra l'impianto di termovalorizzazione e i gestori del teleriscaldamento dei Comuni di Grugliasco e Beinasco.

TRM è la società che ha realizzato il termovalorizzatore di Torino e che smaltisce i rifiuti della Città e dei Comuni della provincia di Torino.

AMIAT è la società che provvede alla raccolta ed al trasporto dei rifiuti nella Città di Torino.

Settore Servizi al Comune di Torino

Iren Servizi e Innovazione, dal 31/10/2006, è subentrata ad AEM Torino S.p.A.:

- nella titolarità della Convenzione stipulata con il Comune di Torino avente ad oggetto l'affidamento, con scadenza 31/12/2036, della gestione del servizio pubblico di illuminazione pubblica e semaforica nel comune di Torino;
- nella titolarità dell'affidamento, con scadenza il 31/12/2014, del servizio di gestione degli impianti termici comunali;
- nella titolarità dell'affidamento, con scadenza il 31/12/2014, del servizio di gestione degli impianti elettrici e speciali degli edifici comunali.

Con deliberazione del 3 novembre 2010 la Giunta Comunale di Torino ha deliberato di affidare a Iren Servizi e Innovazione i contratti di servizi inerenti alla gestione degli Impianti Elettrici e Speciali e degli Impianti Termici e di Condizionamento degli edifici comunali, fino al 31 dicembre 2017.

Con deliberazione del 27 novembre 2012, la Giunta Comunale di Torino ha prolungato fino al 31 dicembre 2020 gli affidamenti dei suddetti contratti di servizi.

GESTIONE FINANZIARIA

Scenario di riferimento

Nel corso del primo semestre 2015 il trend ribassista dei tassi di interesse, che ha caratterizzato tutto il corso del 2014, si è mantenuto per la parte a breve della curva dei tassi, mentre la parte a medio lungo termine ha visto un'inversione di tendenza in un contesto di spiccata volatilità. La Banca Centrale Europea non è intervenuta con variazioni del tasso di riferimento che è rimasto pari a 0,05%.

Esaminando l'andamento del tasso euribor a sei mesi si rileva che il parametro ha proseguito il trend di lenta ma progressiva discesa fino ai livelli minimi attuali dello 0,05%. Le quotazioni dei tassi fissi, riflesse nei valori dell'IRS a 5 e 10 anni, dopo un lungo periodo di discesa che ha portato a nuovi minimi storici nel mese di aprile, hanno registrato un'inversione del trend con tassi in rialzo.

Attività svolta

Nel corso del primo semestre 2015 è proseguita l'attività volta a consolidare la struttura finanziaria del Gruppo Iren. L'evoluzione dei fabbisogni finanziari viene monitorata attraverso una attenta pianificazione finanziaria, che consente di prevedere la necessità di nuove risorse finanziarie tenuto conto dei rimborsi dei finanziamenti in essere, dell'evoluzione dell'indebitamento tenuto conto degli investimenti, dell'andamento del capitale circolante e dell'equilibrio delle fonti tra breve e lungo termine.

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

Passando più dettagliatamente alle operazioni di finanziamento compiute nel primo semestre 2015, si evidenzia che sono stati perfezionati e utilizzati nuovi finanziamenti a medio lungo termine per complessivi 250 milioni di euro. Precisamente, nel mese di gennaio è stato stipulato ed utilizzato un nuovo finanziamento con Cassa Depositi e Prestiti per 100 milioni di euro e nel mese di maggio sono stati stipulati ed poi utilizzati due nuovi finanziamenti rispettivamente con Banca Intesa per 50 milioni di euro e con Mediobanca per 50 milioni di euro. Nel mese di gennaio è stata inoltre utilizzata una tranche di 50 milioni di euro di un finanziamento bancario già perfezionato a fine 2014, mentre resta non utilizzato ed interamente disponibile il finanziamento diretto con Banca Europea per gli Investimenti di 150 milioni di euro, durata fino a 15 anni, sottoscritto a dicembre 2014.

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.

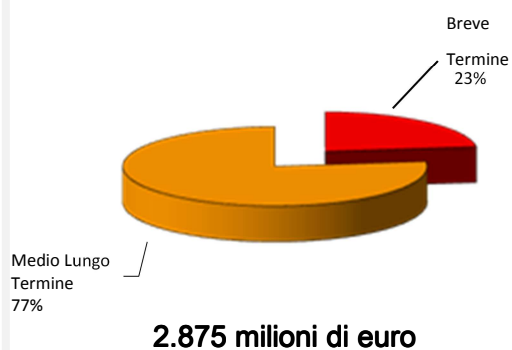
Per quanto concerne i rischi finanziari, il Gruppo Iren è esposto a diverse tipologie di rischi finanziari tra le quali, rischi di liquidità, rischi di variazione nei tassi di interesse, cambi. Nell'ambito dell'attività di Risk Management, al fine di limitare tali rischi, il Gruppo utilizza contratti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

Nel primo semestre 2015 sono stati perfezionati due nuovi contratti di Interest Rate Swap a copertura di complessivi 100 milioni di debito, con scadenze al 2019-2020.

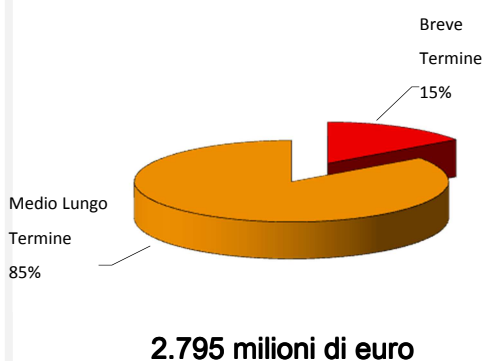
Nel mese di luglio inoltre è stato perfezionato un ulteriore contratto di Interest Rate Swap a copertura di 50 milioni di debito con scadenza 2027 ed effetti a partire da dicembre 2016.

Al 30 giugno 2015 la quota di debito a tasso variabile non coperta con strumenti di derivato Interest Rate Swap è pari al 25% dell'indebitamento finanziario lordo e al 3% dell'indebitamento finanziario netto consolidati, 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 lordo
per scadenza**

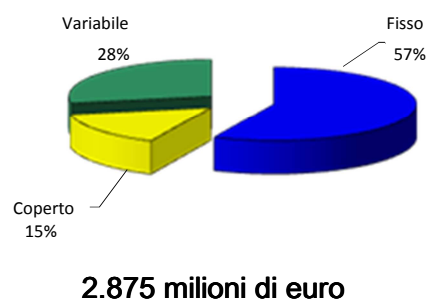


**Situazione al
31/12/14**

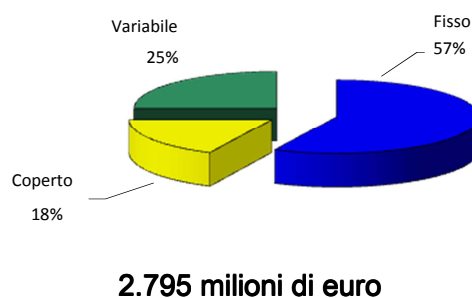


**Situazione al
30/06/15**

**Indebitamento finanziario lordo
per tipologia tasso**



2.875 milioni di euro



2.795 milioni di euro

RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Il Consiglio di Amministrazione di Iren, in data 13 marzo 2015 e con il parere favorevole del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate, ha adottato una nuova versione del “Regolamento Interno in materia di operazioni con parti correlate”, (già approvato in data 30 novembre 2010 ed emendato in data 6 febbraio e 3 dicembre 2013) in attuazione:

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

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

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

RISCHI E INCERTEZZE

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

Per ciascuna delle seguenti tipologie di rischio:

- Rischi Finanziari (liquidità, tasso di interesse, tasso di cambio);
- Rischi di Credito;
- Rischi Energetici, riconducibili all'approvvigionamento del gas per la generazione termoelettrica ed alla commercializzazione di energia elettrica e gas nonché ai mercati dei derivati di hedging;
- 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. 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 dei rischi finanziari, di credito ed energetici.

Poiché il Gruppo Iren pone particolare attenzione anche al mantenimento della fiducia e dell'immagine positiva del Gruppo, il modello di Enterprise Risk Management gestisce anche i rischi c.d. Reputazionali, che afferiscono agli impatti sugli stakeholder di eventuali *malpractices*.

Nell'ambito della Holding è stata costituita la Direzione "Risk Management", posta alle dipendenze del Vice Presidente, a cui sono state formalmente demandate le seguenti attività:

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

È inoltre attivo un processo di valutazione periodica della sinistrosità nei diversi settori e su tutte le aree del Gruppo al fine di circoscriverne le cause e rendere operative le più idonee azioni di trattamento per prevenire e/o contenere gli impatti dei sinistri.

Di seguito si riporta, per le diverse tipologie di rischio, un dettaglio delle modalità di gestione attive nell'ambito del Gruppo.

1. RISCHI FINANZIARI

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

a) Rischio di liquidità

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

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

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

Per una più dettagliata analisi del rischio in oggetto si rimanda a quanto riportato nel paragrafo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo" inserita nelle note esplicative del Bilancio consolidato.

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 volatilità dei tassi di interesse, mantenendo al contempo un costo della provvista contenuto.

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.

Per una più dettagliata analisi del rischio in oggetto si rimanda a quanto riportato nel paragrafo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo" inserita nelle note esplicative del Bilancio consolidato.

2. RISCHIO DI CREDITO

Il rischio di credito del Gruppo è legato essenzialmente all'ammontare dei crediti commerciali derivanti dalla vendita di energia elettrica, teleriscaldamento, gas e all'erogazione dei servizi idrico ed ambientale. I crediti non presentano una particolare concentrazione, essendo suddivisi su un largo numero di controparti, appartenenti a categorie di clienti eterogenee (clientela retail, business, enti pubblici).

Il Gruppo, nello svolgimento della propria attività, è esposto al rischio che i crediti possano non essere onorati alla scadenza con conseguente aumento dell'anzianità e dell'insolvibilità sino all'aumento dei crediti sottoposti a procedure concorsuali o inesigibili. Tale rischio risente della non favorevole situazione economico-finanziaria congiunturale.

Per limitare l'esposizione al rischio di credito, sono stati introdotti e individuati strumenti tra le quali l'analisi di solvibilità dei Clienti in fase di acquisizione attraverso un'accurata valutazione del merito creditizio, l'affidamento dei crediti di Clienti cessati e/o attivi a società di recupero crediti esterne e l'introduzione di nuove modalità di recupero per la gestione del contenzioso legale.

La politica di gestione dei crediti 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 di servizio erogato.

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 alcune tipologie di servizio (settore 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 addebito sul conto corrente.

Le condizioni di pagamento generalmente applicate alla clientela sono riconducibili alla normativa o ai regolamenti vigenti o in linea con gli standard del mercato libero; in caso di mancato pagamento, è prevista l'applicazione di interessi di mora nella misura indicata nei contratti o dalla normativa.

Gli accantonamenti ai fondi svalutazione crediti riflettono, in maniera accurata, i rischi di credito effettivi attraverso valutazioni basate sull'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 e alla determinazione del tasso medio di morosità.

A seguito del perdurare della situazione economica non favorevole, è stato migliorato il controllo sui rischi di credito attraverso il rafforzamento delle procedure di monitoraggio e reportistica, al fine di individuare in modo tempestivo possibili contromisure.

Inoltre, su base trimestrale, la Direzione Risk Management si occupa di raccogliere ed integrare i principali dati sui crediti commerciali delle società del Gruppo, in termini di clientela, filiera di business e fascia di ageing. Alcune delle suddette valutazioni sono effettuate a intervalli inferiori al trimestre o su specifica esigenza.

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 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.

Per una più dettagliata analisi del rischio in oggetto si rimanda a quanto riportato nel paragrafo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo" inserita nelle note esplicative del Bilancio semestrale abbreviato consolidato.

4. RISCHI OPERATIVI

Rientrano in questa categoria tutti i rischi che, in aggiunta a quelli già evidenziati nei paragrafi precedenti, possono impattare sul conseguimento degli obiettivi, relativi all'efficacia e all'efficienza delle operazioni aziendali, ai livelli di performance, di redditività e di protezione delle risorse da eventuali perdite.

Il modello di Enterprise Risk Management del Gruppo ha come obiettivo la gestione integrata e sinergica dei rischi.

Il processo di gestione dei rischi di Gruppo prevede che, per ciascuna filiera di business e ambito operativo, si analizzino le attività svolte e si identifichino i principali fattori di rischio connessi al raggiungimento degli obiettivi. In seguito all'attività di individuazione, i rischi sono valutati qualitativa e quantitativamente (in termini di magnitudo e probabilità di accadimento), consentendo così l'identificazione dei rischi più rilevanti. L'analisi prevede altresì una valutazione del livello di controllo attuale e prospettico del rischio, monitorato mediante specifici *key risk indicators*.

Le fasi di cui sopra consentono di strutturare piani di trattamento specifici per ciascun fattore di rischio.

Lungo tutte le fasi di gestione, ciascun rischio è sottoposto su base continuativa a un processo di controllo e monitoraggio durante il quale si verifica la corretta ed efficace messa in atto delle attività di trattamento approvate e pianificate, nonché l'insorgenza di eventuali nuovi rischi operativi. Al processo di gestione dei rischi operativi è associato un sistema organico e strutturato di reportistica per la rappresentazione dei risultati dell'attività di misura e di gestione dei rischi.

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

Con periodicità 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.

La reportistica sul rischio è trasmessa al top management e ai risk owner, che sono coinvolti nelle attività di gestione.

L'analisi di rischio supporta altresì la redazione degli strumenti di pianificazione.

In particolare si evidenziano:

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 è stata costituita una Direzione di Holding alla diretta dipendenza dell'Amministratore Delegato, dedicata al continuo monitoraggio della legislazione e della normativa di riferimento al fine di valutarne le implicazioni, garantendone la corretta applicazione nel Gruppo.

b. Rischio impianti

In relazione alla consistenza degli asset di produzione del Gruppo il rischio impianti è 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, ecc.).

Per gli impianti più rilevanti, il Risk Management svolge periodicamente delle survey, grazie alle quali può dettagliare accuratamente gli eventi a cui tali impianti potrebbero essere esposti, nonché le conseguenti azioni di prevenzione.

Il rischio è altresì presidiato mediante coperture assicurative progettate in considerazione delle singole realtà impiantistiche.

c. Rischi informatici

I principali rischi operativi di tipo informatico sono correlati alla disponibilità dei sistemi core che attengono ai processi di gestione operativa contabile e di fatturazione nonché le piattaforme di trading delle commodity energetiche. Il Gruppo Iren è infatti uno dei principali operatori italiani sulla borsa elettrica ed eventuali indisponibilità accidentali del sistema 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 sono sottoposte a simulazioni, al fine di garantirne l'efficacia.

Il processo di gestione dei rischi operativi è anche finalizzato all'ottimizzazione dei programmi assicurativi del Gruppo.

5. RISCHI STRATEGICI

Il Gruppo Iren si è dotato di un Piano Industriale con un orizzonte temporale al 2020 che ne definisce gli orientamenti strategici. Esso è articolato secondo i seguenti *macrodriver* che ne determinano i valori obiettivo delle grandezze economiche, patrimoniali e finanziarie:

- efficientamento dell'organizzazione e dei processi del Gruppo;
- sviluppo;
- consolidamento dei settori regolati (rinnovo delle concessioni: idroelettriche, distribuzione gas, ciclo idrico integrato e settore ambiente);
- operazioni straordinarie.

Detto Piano è stato sottoposto, in applicazione delle policy di Gruppo, ad un risk assessment effettuato dalla Direzione Risk Management ed ai relativi stress test che ne hanno evidenziato la sostanziale tenuta anche a fronte di eventi avversi caratterizzati da specifiche sensitivity.

ORGANIZZAZIONE E SISTEMI INFORMATIVI

Organizzazione

A partire dal 1° gennaio 2015 le società del Gruppo Iren sono state oggetto di alcuni interventi di riorganizzazione che hanno visto un forte commitment della nuova Governance, con l'obiettivo di rafforzare l'unitarietà di governo del Gruppo e di individuare chiaramente le attività e responsabilità principali afferenti a ciascuna struttura garantendo un rapido e reale processo di integrazione, indispensabile per affrontare le sfide del Mercato.

Sono inoltre state costituite 4 Direzioni, denominate Business Unit (BU), per il coordinamento e l'indirizzo delle Società operanti nei rispettivi settori di mercato, alle dipendenze dell'Amministratore Delegato della Capogruppo.

L'organizzazione della Capogruppo è stato oggetto di un primo intervento di razionalizzazione che ha visto dal 1° gennaio 2015 una semplificazione delle direzioni centrali.

Dalla stessa data è stata definita la dipendenza gerarchica di tutte le Direzioni e Unità organizzative di staff delle società di primo livello e delle società controllate dalle Direzioni centrali.

Con il 1° febbraio 2015 sono state create le Unità organizzative delle diverse Direzioni della Capogruppo, definite le attività e responsabilità di tutte le strutture, ed è stato pubblicato l'organigramma completo di Iren SpA nella quale sono confluite, attraverso l'istituto del distacco, 422 nuove risorse provenienti dalla diverse società di primo livello e controllate del Gruppo in coerenza con le attività accentrate. L'organico di Iren SpA in forza al 1° febbraio è risultato così essere costituito da 784 unità.

A partire dal mese di marzo si è inoltre proceduto a ridefinire l'organizzazione delle Società di primo livello rappresentando gli organigrammi per Business Unit e definendo le attività e responsabilità delle strutture delle società.

Si è inoltre deciso di avviare un riesame dei processi, strutture e sistemi a livello di singola BU per rivederne l'organizzazione valutando anche l'opportunità di ulteriori aggregazioni – fusioni tra società, nonché la revisione del modello di business.

Sistemi Informativi

Ad inizio 2015, in coerenza con il nuovo modello organizzativo, è stato redatto il Piano dei Sistemi Informativi del Gruppo Iren, definendo le linee di evoluzione e le iniziative progettuali, collaborando alla redazione del Piano Industriale.

Durante il primo semestre 2015 è stata completata la prima fase del progetto di revisione e integrazione dei sistemi a supporto dei processi dell'area amministrativo-contabile e del controllo di gestione.

A fine giugno è stato avviato un nuovo ambiente transazionale comune alle principali società del Gruppo e un unico sistema gestionale di tesoreria abilitante l'adozione del nuovo modello di tesoreria unica accentrata in capo a Iren SpA. E', inoltre, proseguito lo sviluppo della nuova piattaforma di Enterprise Performance Management (EPM) per la gestione dei processi di Pianificazione, Budgeting, Forecast, Consolidamento Chiusura Mensile, Prechiusura Trimestrale, Consuntivo e Reporting.

Il programma complessivo, definito *IrenOne*, prevede un secondo momento di "go-live" per il nuovo ambiente transazionale al 1° Gennaio 2016, con il quale terminerà l'unificazione dei sistemi Corporate per tutte le società del Gruppo.

Sul versante del supporto alla gestione dei Clienti del Gruppo; che costituirà un'area di grande impegno nel secondo semestre 2015, sono proseguiti gli sviluppi di due applicazioni legate al servizio dei clienti del settore ambiente e di servizi vari.

In particolare, la prima, Ecolren, è finalizzata a fornire informazioni sulla raccolta (in particolare quella differenziata) sui territori delle Provincie di Parma, Reggio Emilia e Piacenza fornendo informazioni sulle modalità di smaltimento delle singole componenti di rifiuto, sulla localizzazione delle piazzole ecologiche e dei centri per le informazioni, consentendo inoltre di prenotare il ritiro di ingombranti e di conoscere, area per area secondo le specificità delle singole zone di raccolta, i giorni di ritiro delle singole.

La seconda, ClickIren, è un'applicazione che consente ai clienti del Gruppo Iren di avere in mobilità informazioni sui propri contratti di fornitura con le Società del Gruppo, di visualizzare le fatture vedendone lo stato di pagamento e di poter effettuare ulteriori richieste di servizio.

Sul fronte delle iniziative di automazione della forza lavoro in mobilità si evidenzia anche la recente diffusione del sistema di *Work Force Management* a supporto delle attività manutentive della distribuzione elettrica sull'area di Parma.

Sul piano delle infrastrutture sono state avviate varie iniziative di consolidamento e razionalizzazione, ad esempio sui sistemi di videoconferenza e wi-fi.

RICERCA E SVILUPPO

L'innovazione tecnologica nel Gruppo IREN è centrale nelle scelte strategiche e nella definizione dei prodotti e servizi offerti dal Gruppo.

Il Piano Industriale al 2020 approvato dal Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A. il 17 giugno 2015 prevede l'implementazione di un modello di innovazione aperta che vuole essere: operativo, declinato su tutti i business e focalizzato al raggiungimento degli obiettivi di efficientamento, di miglioramento della qualità dei servizi e di creazione di opportunità di sviluppo, al fine di anticipare le nuove esigenze di Cittadini, Clienti e Territori.

In particolare, il Gruppo IREN sta investendo in termini di ricerca, sviluppo ed innovazione per l'ottimizzazione ed il miglioramento di applicazioni operative e per l'introduzione nei propri processi e prodotti di tecnologie innovative. Il Piano Industriale al 2020 prevede che circa il 25% del totale degli investimenti operativi sarà dedicato ad investimenti con caratteristiche innovative (circa il 3% dei ricavi cumulati).

Le principali linee di ricerca, sviluppo ed innovazione sulle quali il Gruppo IREN sta investendo riguardano:

- sistemi avanzati di telegestione, telelettura e multimetering;
- sistemi di accumulo termico e sperimentazioni su sistemi di accumulo elettrico;
- smart grid elettrica;
- sistemi di produzione energetica da energia rinnovabile o di scarto;
- strumenti di "customer empowering";
- Internet of Things ("IoT") e domotica;
- strumenti di "data intelligence";
- soluzioni impiantistiche per il pretrattamento dei rifiuti e l'estrazione di organico e materiali riciclabili.

IREN intende gestire i processi di innovazione attraverso un modello di *open innovation* e coerentemente con tale modello ha avviato proficue collaborazioni con Università, Centri di Ricerca, Poli d'innovazione e Start-up innovative. Inoltre partecipa attivamente a gruppi di lavoro ed associazioni su temi specifici di ricerca e sviluppo e promuove eventi quali convegni, workshop e hackathon.

Per il presidio dell'Innovazione, IREN dall'inizio del 2015 si è dotata di una struttura aziendale (Direzione Internazionalizzazione ed Innovazione) con il compito di promuovere e coordinare i progetti di ricerca e sviluppo all'interno del Gruppo, inclusa la gestione dei progetti finanziati di ricerca.

In merito a questi ultimi di seguito sono illustrati i progetti di ricerca finanziari in corso e le proposte presentate dal Gruppo nel corso del semestre.

PROGETTI DI RICERCA FINANZIATI IN CORSO

SERVIZI IDRICI

BlueSCities (Horizon 2020 Programme)

IREN dallo scorso febbraio partecipa al progetto BlueSCities, finanziato in ambito H2020 che prevede la definizione di una "guida pratica" da applicare alla gestione efficiente del ciclo idrico integrato e dei rifiuti negli ambiti urbani. Il progetto intende sviluppare una metodologia di gestione dei comparti acqua e rifiuti, identificando le possibili sinergie e integrando l'utilizzo di nuclei tecnologici utilizzati nella gestione smart di altre aree prioritarie quali l'energia, i trasporti e l'ICT.

Partner: IREN Acqua Gas, Fundacio CTM Centre Tecnologic, KWR Water B.V., Joint Research Centre, VTT tecnologia Tutkimuskeskus, Redinn srl, De Montfort University, University of Istanbul, Strane Innovation, Easton Consult, Ticass, University of Athens.

Stato: il progetto è al sesto mese di attività ed IREN è coinvolta nelle attività di sviluppo della guida pratica per i portatori di interesse coinvolti.

Geosmartcity (FP7)

Il progetto GeoSmartCity ha come obiettivo lo sviluppo di una piattaforma per la gestione razionale di dati del sottosuolo da diversa provenienza, capace di integrare differenti protocolli operativi e standard vigenti, quali i servizi dell'Open Geospatial Consortium (OGC), le regole di implementazione della Direttiva INSPIRE (2007/2/EC) e le tecnologie linked data.

Partner: IREN Acqua Gas, Gisig, Sinergis srl, Intergraph CS SRO, Asplan Viak Internet AS, Epsilon Italia, Trabajos Catasrales S.A., Comune di Genova, Ticass, Turun Ammattikorkeakoulu, Epsilon International, Vlaamse Milieumaatschappij, Geobid SP Zoo, Universitat de Girona, Comune di Reggio Emilia, Municipia Oeiras, Urban Data Management Society.

Stato: il progetto si trova attualmente circa a metà della propria durata (triennale) ed è previsto a breve uno sviluppo pilota a Genova nel quale il Comune affronterà il tema dell'interoperabilità del proprio catasto ed IREN effettuerà rilievi sul campo con una stazione totale a correzione automatica dell'errore e restituzione nel sistema informativo aziendale.

SmartWaterTech (MIUR)

Il progetto nasce dalla fusione tra le due idee progettuali WATERTECH e SMART WATER presentate in ambito bando MIUR Smart Cities nell'ottica di offrire una più robusta analisi del sistema idrico integrato, puntando sia alla gestione di problematiche relative alle reti di distribuzione idrica, sia all'applicazione di modelli e tecnologie innovative per il trattamento delle acque reflue.

Partner: IREN Acqua Gas, Mediterranea delle Acque, ABC, Acquedotto Pugliese, Aster, CAE, Digimat, Fast, Foxbit, Icampus, International University College, Università di Bologna, Università di Napoli Federico II, Università di Palermo, Università di Trento, Irea-CNR.

Stato: il progetto è attualmente in attesa della delibera del MIUR con la quale verrà pubblicata la nuova graduatoria permettendo la ripresa delle attività nella Provincia di Genova e Parma.

TRUST – TRansition to the Urban water Services of Tomorrow (FP7)

Il progetto è finalizzato a definire strategie e buone pratiche di gestione dei servizi idrici urbani a basso impatto ambientale. Scopo del progetto è quello di ripensare i servizi idrici nelle Città, all'insegna della sostenibilità ambientale, rendendoli più efficienti, proprio perché la risorsa acqua è destinata in futuro a divenire sempre più preziosa.

Partners: oltre a IREN il partenariato di progetto comprende 30 istituti di ricerca, università e utilities dalle principali nazioni europee.

Stato: il progetto è terminato nel corso del primo semestre dell'anno; il suo follow-up prevede l'applicazione delle metodologie sviluppate ai territori gestiti dalle Aziende del gruppo IREN nell'ambito di una collaborazione in corso di formalizzazione con l'Università di Bologna.

AMBIENTE

Biometh-ER (Life+)

Il progetto è finalizzato alla creazione dei primi impianti per la produzione e distribuzione di biometano ad utenti finali in Italia. Gli impianti saranno progettati, gestiti e mantenuti in base alle tecnologie più recenti ed innovative; l'intero sistema sarà tenuto sotto controllo per tutta la durata del progetto e i risultati del funzionamento degli impianti pilota verranno successivamente esaminati e comunicati ai partner di progetto interessati. Questi impianti rappresenteranno il punto di partenza per la valutazione dell'estensibilità di questo esperimento in tutta la Regione Emilia Romagna e per la creazione della rete regionale di distribuzione di biometano.

Partner: IREN Rinnovabili, Centro Ricerche Produzioni Animali - C.R.P.A. S.p.A., Herambiente S.p.A., SOL S.p.A..

Stato: l'amendment accettato durante il primo semestre 2015 ha portato al cambio del partner tecnologico di progetto., è l'attuale incaricato. Per quanto riguarda il progetto pilota che dovrà realizzare IREN, si sta procedendo con le richieste autorizzative necessarie per lo sfruttamento del biogas e l'utilizzo dell'area di installazione del sistema. SOL S.p.A è il partner per la fornitura del sistema di upgrade del biogas.

ENERGIA

CELSIUS (FP7)

Il progetto intende perseguire l'efficientamento energetico in aree urbane ad alta densità mediante il recupero del calore prodotto da diverse fonti di emissione. Ad ogni città è stato affidato il compito di produrre un impianto pilota per realizzare e verificare una particolare modalità di ottenimento dell'efficientamento energetico. Nello specifico il dimostratore a carico di IREN, tramite la controllata Genova Reti Gas, mira a realizzare il recupero energetico sfruttando il salto di pressione della rete di distribuzione del gas metano per produrre energia elettrica e calore per una piccola rete di teleriscaldamento.

Partner: 20 organizzazioni in 5 città partner europee (Londra, Gothenburg, Colonia, Rotterdam, Genova).

Stato: il progetto ha una durata di 48 mesi. Ad oggi è concluso il primo anno di vita del progetto a valle del quale è stato effettuato un primo audit della Commissione Europea.

DIMMER – District Information Modelling and Management for Energy Reduction (FP7 program)

Il progetto DIMMER consiste nello sviluppo di efficaci interfacce web che forniscano feedback in tempo reale sull'impatto energetico dei comportamenti degli utenti a livello di quartiere. In particolare il dimostratore italiano sarà ubicato in Torino (quartiere Politecnico) e sarà incentrato su sistemi software in grado di ottimizzare l'erogazione di calore per il teleriscaldamento e valutare in tempo reale l'efficienza degli scambiatori di calore.

Partner: IREN, Politecnico di Torino, CSI, Università di Torino, Università di Manchester, patrocinato dal Comune di Torino, PMI italiane ed europee.

Stato: il 2015 è il secondo anno del progetto e il focus principale di IREN è quello relativo all'attivazione del pilot negli edifici individuati tramite l'installazione dei sensori e il test dei software di gestione avanzata delle sottostazioni del teleriscaldamento.

EDEN – Energy Data ENGagement (POR/FESR Regione Piemonte 2007-2013)

Il progetto EDEN prevede lo sviluppo di un sistema di analisi e gestione ottimizzata dei consumi energetici (riscaldamento) di tre scuole del Comune di Torino; oltre agli aspetti più tecnici, il progetto prevede un sistema di education energetica, gamification e user engagement a livello di studenti, professori e genitori delle scuole prescelte.

Partner: IREN, Politecnico di Torino, Commitworld, CSP, ISMB, Capetti Elettronica, TOP-IX, Experientia, Sisvel.

Stato: il primo semestre del 2015 è stato caratterizzato dall'avvio delle attività sia nei pilot site indoor (le tre scuole primarie) che outdoor (i pali della luce intelligenti). Il progetto ha inoltre ricevuto il premio durante Smart Communities durante lo SMAU Torino 2015.

EMPOWERING (Intelligent Energy Europe program)

Il progetto intende fornire strumenti efficaci e di facile consultazione all'utente finale per risparmiare energia; in particolare saranno proposte a 2.000 utenti di energia elettrica e 1.100 di teleriscaldamento (a Torino e Reggio Emilia) informazioni aggiuntive attraverso una "bolletta intelligente" e un tool online sui siti internet delle Utility partecipanti.

Partner: IREN, Politecnico di Torino, Comune di Reggio Emilia, utilities danesi, francesi e spagnole, PMI italiane ed europee.

Stato: il primo semestre 2015 è stato caratterizzato dal completamento delle attività dei pilot elettrici e termici (Torino e Reggio Emilia), che ora vedono implementati a pieno regime i servizi di Empowering.

FABRIC - FeAsiBility analysis and development of on-Road charging solutions for future electric vehicles (FP7 program)

Il progetto è relativo allo sviluppo di un sistema di ricarica per auto elettriche in movimento tramite bobine induttive annegate nel cemento stradale. Il progetto prevede 3 siti dimostratori, di cui uno in Provincia di Torino nell'area SITAF dell'autostrada Torino-Bardonecchia.

Partner: IREN, Politecnico di Torino, Centro ricerche Fiat, Pininfarina, Energrid, Scania Nissan, altri partner industriali esteri, PMI italiane ed europee.

Stato: il primo semestre 2015 è stato caratterizzato dall'individuazione/studio, in stretto contatto con gli altri partner del progetto, delle attività e modifiche necessarie ai sistemi elettrici per il test sul campo dei device di ricarica ad induzione.

FLEXMETER (Horizon 2020 Programme)

Il progetto si propone di analizzare la possibilità di un sistema di smart meters multiservizio (con focus su quelli elettrici) sottesi a una piattaforma di raccolta e trasmissione dati univoca (in analogia a quanto richiesto dall'AEEG nella delibera 393/2013). Il progetto analizzerà inoltre le possibilità offerte dalle metodologie NIALM sulle analisi dei consumi elettrici disaggregati.

Partner: IREN, Politecnico di Torino, E-On, Università di Grenoble, Siveco, Università di Bucarest, Telecom Italia, Università di Bologna, ST Microelectronics.

Stato: nel primo semestre 2015 è stato dato l'avvio al progetto e le principali attività sono state incentrate sulla definizione dei pilot e degli use-cases.

HOLIDES - Holistic Human Factors and System Design of Adaptive Cooperative Human-Machine Systems (ARTEMIS)

Il progetto ha l'obiettivo di sviluppare una piattaforma tecnologica che permetta di tenere in considerazione i fattori umani, ovvero il modo in cui le persone interagiscono con tecnologie complesse, sin dalle prime fasi di progettazione e sviluppo di sistemi cooperativi adattivi a diversi livelli di automazione. La piattaforma verrà testata tramite lo sviluppo di applicativi in 4 diversi domini industriali (Avionico, Medico, control Room e Automobilistico), i quali si caratterizzano per un elevato livello di complessità dal punto di vista della sicurezza.

Partner: 31 partner di progetto da 7 diversi Paesi europei, tra cui: IREN, Centro Ricerche Fiat, Lufthansa Flight training – CST Gmb, HATOS, Philips, Honeywell International s.r.o., EADS Innovation Works France, University of Torino, Brno University of Technology, OFFIS e.V.

Stato: Il progetto ha previsto l'inizio dello sviluppo dell'applicazione software, finalizzata a coadiuvare la control room IREN nella gestione delle chiamate di emergenza. E' stato svolto un focus group tra i tecnici IREN e gli sviluppatori software nell'ottica di uno sviluppo coordinato.

NRG4Cast – Energy Forecasting (FP7)

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.

Partner: IREN, JSI, FIR, CSI PIEMONTE, Envigence, NTUA, KAPE-CRES, SINGULARLOGIC S.A.

Stato: il prototipo del software oggetto del progetto è stato presentato in sede di revisione da parte della Commissione Europea. Il progetto, che terminerà a Novembre 2015, è entrato nella fase di sviluppo del business model e di dissemination.

PROBIS – Procurement of Building Innovative Solutions (Programma Quadro per la Competitività e l'Innovazione – CIP)

Il progetto PROBIS ha come oggetto la ridefinizione di tutte le fasi di un appalto di innovazione, dall'identificazione dei requisiti e dei bisogni (sulla base di quello che sarà il pilota che verrà realizzato), al dialogo con il mercato, alle specifiche delle performances funzionali, ai criteri di premialità, fino agli aspetti prettamente legali e normativi che un appalto di innovazione deve possedere nonché all'elaborazione della relativa documentazione e contrattualistica.

Partner: IREN, Environment Park Torino, Agencia Andalus de l'Energia, Institut Andaluzo de Tecnologia, SP Technical Research Institute of Sweden, Regione Lombardia, The European House Ambrosetti Spl, Nemzeti Innovacios Hivital, Miskolk Holding Önkormányzati Vagyonkezelő Zártkörűen Működő Részvénytársasá, Borlänge Kommun.

Stato: terminata la fase di descrizione dei fabbisogni energetici e di proposte per l'efficientamento dello stabile oggetto del pilot, che ha portato alla stesura di un prospetto informativo, è iniziata la fase di incontro con il mercato per l'individuazione delle migliori e più innovative tecnologie disponibili nell'ottica di risparmio energetico.

PRO-LITE – Procuring Lighting Innovation and Technology in Europe (Programma Quadro per la Competitività e l'Innovazione – CIP)

Il progetto intende sfruttare la leva della domanda pubblica per stimolare l'innovazione nel mercato dell'illuminazione pubblica. A tal scopo sono previste le seguenti attività:

- analisi dei fabbisogni (demand analysis);
- attività di early market engagement (market analysis);
- preparazione della documentazione di gara (con particolare attenzione allo sviluppo delle specifiche in termini funzionali e ai criteri di valutazione);
- studio della contrattualistica (gestione dei rischi), lancio della procedura di gara, approvvigionamento.

Partner: IREN, Greater London Authority - Transport for London, Città di Brema, Ente Vasco de la Energia, CONSIP, PIANO

Stato: Il primo semestre 2015 è stato caratterizzato dalla stesura e preparazione dei documenti della gara d'appalto (documenti tecnici e prestazionale). Tali documenti sono in corso di affidamento all'ufficio di competenza.

TRIBUTE – Take the energy bill back to the promised building performance (FP7)

Il progetto si pone l'obiettivo di ottimizzare i sistemi di monitoraggio energetico di misura dei consumi integrandoli con funzioni avanzate di energy management e con strumenti di progettazione e di controllo degli edifici, con una particolare attenzione all'impatto dei comportamenti degli utenti sui consumi finali.

Partner: il progetto è nato da un forte partenariato industriale composto da 16 diversi soggetti (guidato da Csem – Centro svizzero per l'elettronica e la microtecnica e con la presenza di Ibm e Schneider Electric). Nel partenariato fanno parte la Città di Torino e il Politecnico di Torino.

Stato: si è provveduto all'installazione della sensoristica necessaria ad effettuare un'analisi completa dei consumi energetici del pilot di progetto. E' stato inoltre sviluppato il sistema software per il campionamento e la trasmissione dei dati ai partner di riferimento.

PROPOSTE PRESENTATE NEL PRIMO SEMESTRE 2015

Di seguito si illustrano le idee progettuali proposte da IREN nel primo semestre del 2015 nell'ambito di bandi di finanziamento della ricerca e dell'innovazione

COLORS (Horizon 2020 – SCC1 Lighthouse), in valutazione (sottoposto il 05/05/2015)

Iren ha partecipato al proposal proponendo un'area di sperimentazione coincidente con il centro della città ed il quartiere "San Salvario". L'idea è di definire in quest'area un set di azioni coerenti nel campo dell'efficienza energetica degli edifici, del teleriscaldamento, della mobilità e dell'infrastruttura urbana.

IREN si focalizzerà sul "Nearly Zero Energy District" grazie all'espansione del teleriscaldamento nell'area Nord di San Salvario attraverso un sistema di accumulo (3.000 m³) che permetterà di superare le attuali congestioni di rete che non permetterebbero un'ulteriore espansione del teleriscaldamento in quest'area senza la costruzione di una nuova centrale di produzione di calore.

IREN contribuirà inoltre nel progetto con 20 pali IP intelligenti per il dimmeraggio, con la sensoristica intelligente e con sistemi di monitoraggio per smart lighting.

IREN sperimenterà inoltre la soluzione multimetering proposta nel bando della Delibera AEEGSI 393/2013/R/gas (sperimentazione poi sospesa per il ritiro di Snam Retegas-Italgas). Il sistema di concentratori e l'infrastruttura saranno quelli installati in 3.500 sottostazioni termiche del TLR.

DENDRITES (Horizon 2020 – EE-13-2015), in valutazione (sottoposto il 04/06/2015)

DENDRITES ha come obiettivo lo sviluppo e la dimostrazione di soluzioni innovative di storage termici ad alta densità energetica, basati su materiali a cambiamento di fase (Phase Changing Materials – PCM), a livello di singolo edificio allacciato alla rete di teleriscaldamento.

Il sistema garantirà una riduzione significativa di energia primaria consumata, un aumento dell'affidabilità del sistema e un aumento della spare capacity energetica per collegare ulteriore utenza alla rete di teleriscaldamento.

Questo innovativo sistema di storage termico ha tutte le caratteristiche per diventare un prodotto industriale, così come una serie di componenti hardware e software ad esso correlati che verranno sviluppati nel progetto.

EASIER (Horizon 2020 – SCC1 Lighthouse), in valutazione (sottoposto il 05/05/2015)

Progetto dimostratore che coinvolgerà i cittadini con soluzioni integrate nelle città di Genova, Anversa e Goteborg comprendendo nuclei tecnologici applicati agli impianti di teleriscaldamento garantendo maggiore efficienza energetica attraverso l'ottimizzazione del flusso energia termica agli edifici, ai servizi di mobilità in termini di car e bike sharing valutando il modello di business di compressori di gas metano distribuiti alimentanti flotte di taxi, al multimetering dei servizi a rete in termini di gas naturale, servizio idrico, elettricità e teleriscaldamento. Sono previste attività di integrazione delle misure acquisite interagendo con i sistemi informativi delle aziende che erogano i servizi, con le piattaforme di energy management system e di web server delle misure acquisite in un contesto di interoperabilità.

Learn2Empower (Horizon 2020 – EE1), in valutazione (sottoposto il 04/06/2015)

Il progetto Learn2Empower propone una soluzione integrata e cloud-based in grado di fornire strumenti di user engagement ed empowerment sui consumi energetici e strumenti analitici e decisionali per utilities e Autorità pubbliche.

Il progetto prevede soluzioni e strumenti specifici per gruppi di utenti con caratteristiche simili (abitudini, devices, gruppi famigliari, abitazioni), valutate in base ad algoritmi di clusterizzazione, a tecniche di machine learning e a strumenti di user engagement basati su applicazioni di serious gaming, che rappresenteranno un efficace upgrade del progetto EDEN di IREN nelle scuole di Torino.

SmartWIN - Smart and energy efficient water infrastructure for smart communities (Interreg Central Europe, Call 1), in valutazione (sottoposto il 13/04/2015)

La proposta di progetto si riferisce all'ottimizzazione del consumo energetico delle infrastrutture pubbliche di acquedotto. Il progetto faciliterà un processo di cambiamento tra le water utility europee utilizzando tecniche che derivano dall'analisi dello stato dell'arte in combinazione con tecnologie smart che utilizzano energie rinnovabili. Ciò cambierà il ruolo delle public utilities rendendole capaci di controllare e ottimizzare i consumi energetici connessi ai servizi idrici ed energetici gestiti.

STORE&GO (Horizon 2020 – LCE9), in valutazione (sottoposto il 05/05/2015)

Il proposal STORE&GO dimostrerà 3 innovativi sistemi di Power to Gas (PtG) localizzati in Germania, Svizzera e Italia al fine di individuarne e superarne le barriere tecniche, economiche, sociali e legali. Il progetto ha l'ambizione di valutare la possibilità di integrazione del sistema di storage PtG in sistemi di produzione e distribuzione dell'energia all'avanguardia. Usando il processo di metanazione come "bridge", il sistema PtG potrà risolvere, direttamente o indirettamente, il problema della produzione fluttuante da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER). STORE&GO dimostrerà come nuovi sistemi di PtG potranno aiutare il bilanciamento tra generazione tradizionale e FER, verificando tale impostazione in tre sistemi reali in Europa.

SWARM - Smart technologies for adaptive urban Water Management (ERA-NET COFOUND WATER WORKS), in valutazione (sottoposto il 04/05/2015)

Il Progetto SWARM é finalizzato a sviluppare analisi approfondite e tools collegati all'installazione di smart meters per l'industria Idrica permettendo di ampliare le informazioni acquisibili dalla telelettura dei contatori in un contesto di interoperabilità di sensori, databases e modelli. Scopo del progetto é aumentare la capacità di analisi e gestione dei sistemi idrici anche in condizioni di scarsità della risorsa in una nuova prospettiva nella quale i clienti del servizio idrico avranno un ruolo proattivo. Lungo la rete di distribuzione verrà sviluppata l'interoperabilità dei sistemi di telelettura con i modelli per l'analisi dell'efficienza energetica e del bilancio idrico a medio-breve termine. Il progetto ha attualmente superato la prima fase di valutazione.

ALTRE ATTIVITA' DI INNOVAZIONE

SERVIZI IDRICI

IREN nel corso del semestre ha continuato a partecipare al progetto Piattaforma Tecnologica sull'acqua WssTP (Water Supply and Sanitation Technology Platform), istituita dalla Commissione Europea al fine di presidiare la ricerca nel settore idrico, partecipando altresì al 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 anche finalizzate a finanziare assegni di ricerca relativi alla tematica della qualità delle acque.

Nel 2015, IREN ha presidiato nuclei di innovazione tecnologica nell'ambito di specifici progetti di ricerca da condursi in collaborazione con la Fondazione Amga, con le aziende del business nonché con Università degli Studi ed Enti di ricerca nazionali e internazionali. Più in dettaglio, i progetti di ricerca avviati e realizzati nel 2015 hanno riguardato:

Progetti realizzati con borse di studio finanziate da regione Liguria coordinate dal Polo TICASS

IREN ha approfondito alcuni temi di ricerca nell'ambito dei progetti che prevedono il coinvolgimento di ricercatori assegnatari di assegni di ricerca finanziati. I temi hanno riguardato argomenti quali lo studio delle interazioni tra le reti del sottosuolo e l'ambiente circostante, la Termodecomposizione molecolare di effluenti gassosi e lo Studio del processo di fitodepurazione di un aggregato urbano imperiese.

Progetti inseriti nel programma di ricerca di Fondazione Amga

IREN sta portando avanti, tramite Fondazione AMGA, alcuni progetti relativi agli impianti di depurazione e alla rimozione degli Interferenti Endocrini, alle Microcistine algali nelle acque destinate al consumo umano, all'Ecologia Industriale e allo studio dei flussi materiali ed energetici nei sistemi industriali. Ulteriori temi di natura economico regolatoria riguardano la rivisitazione delle basi teoriche su cui il principio dei costi standard si basa come fondamento alla regolazione, i costi standard quale riferimento per i costi del capitale nelle aziende, la rivisitazione delle metodologie di incentivazione per la produzione di energia fotovoltaica in Italia e in Germania, la collaborazione tra Fondazione AMGA e AQP in ambito regolatorio e costi standard: prospettive future in ambito future deliberazioni Autorità dell'Energia e dell'Acqua.

ENERGIA

Progetto Torino LED

È in corso di realizzazione il progetto per la sostituzione nella Città di Torino dei circa 54.000 punti luce dotati di lampade a scarica con nuove lampade a led. Il progetto avrà una durata complessiva di circa un anno. Il progetto è completamente finanziato da IREN in ottica ESCo. In termini energetici, a progetto concluso, il risparmio sarà di circa 19,6 GWh annui, con minori emissioni pari a circa 3.600 TEP.

Telecontrollo impianti di teleriscaldamento

Il progetto di telecontrollo degli impianti di teleriscaldamento ha l'obiettivo di fornire gli strumenti per una gestione efficace delle attività di controllo dei consumi, delle attività di impostazione dei parametri di funzionamento e 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 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.

Nel primo semestre del 2015, sulla rete di teleriscaldamento di Torino, sono in esercizio 4.345 impianti su 5.165.

Nello stesso periodo sono stati effettuati test e sperimentazioni per l'installazione del medesimo sistema sulle altre reti di teleriscaldamento operate dal Gruppo.

Installazione di sistemi di accumulo sulla rete di teleriscaldamento

IREN, nella città di Torino, ha avviato le attività necessarie per la progettazione ed installazione di un quarto sistema di accumulo di calore a servizio della rete di teleriscaldamento. Il sistema, con una capacità complessiva di 2.500 m³, permetterà un'ulteriore ottimizzazione della rete ed una massimizzazione del calore prodotto in cogenerazione riducendo ulteriormente l'utilizzo delle caldaie di integrazione e riserva.

Flessibilizzazione degli impianti a ciclo combinato

IREN sta procedendo con attività di flessibilizzazione dei propri impianti a ciclo combinato, per rispondere al meglio alle sempre maggiori esigenze del sistema elettrico e diventare sempre più competitiva nell'offrire servizi sul mercato dei servizi ausiliari. Tali attività prevedono improvements su turbine a gas, turbine a vapore, generatori di vapore a recupero e sistemi di controllo, con lo scopo di mantenere caldo l'impianto, ridurre i tempi di avviamento e spegnimento e aumentare le rampe di presa / riduzione di carico.

Installazione sistemi di riduzione delle emissioni inquinanti su impianti a ciclo combinato

A valle dell'esperienza positiva del 2014 con l'installazione dei sistemi catalitici per l'abbattimento degli ossidi di azoto (NO_x) e del monossido di carbonio (CO) sui due cicli combinati della Centrale di Moncalieri, IREN sta portando avanti le attività necessarie per installare il catalizzatore del CO anche sul ciclo combinato della Centrale di Torino Nord. A valle dell'installazione, attualmente in corso, si otterrà una riduzione del carico minimo tecnico ambientale, aumentando così il campo di regolazione dell'impianto.

Contratto di ricerca sismica dighe

Nel dicembre 2014 ha preso avvio il contratto di ricerca con il Dipartimento di Ingegneria Strutturale, Edile e Geotecnica del Politecnico di Torino per la verifica sismica delle dighe. Le attività del programma di ricerca sono orientate alla messa a punto di metodologie per la verifica sismica degli sbarramenti e delle relative opere accessorie, nell'attuale scenario del mutevole contesto normativo sul tema. Sono stati attivati un assegno annuale di ricerca per lo studio della stabilità della diga di Ceresole Reale in condizioni sismiche, due tirocini finalizzati alla caratterizzazione dei materiali dello stesso sbarramento costruito alla fine degli anni '20 ed oggetto negli anni di alcuni interventi di rinnovamento e manutenzione straordinaria e una tesi sulla verifica sismica della casa di guardia e dell'edificio gruppo elettrogeno/compressori.

Monitoraggio del ghiacciaio Ciardoney

Nel 2015 sono proseguite le attività di ricerca sul comportamento dei ghiacciai della Valle Orco, attraverso il monitoraggio del ghiacciaio Ciardoney nel Parco Nazionale del Gran Paradiso. Si tratta di un'iniziativa avviata agli inizi degli anni '90 in collaborazione con la Società Meteorologica Italiana e proseguita regolarmente attraverso campagne annuali di verifica del bilancio di massa del ghiacciaio. La ricerca è orientata al monitoraggio della riduzione dei ghiacciai sulle Alpi supportando la programmazione della produzione degli impianti idroelettrici in Valle Orco. Le misure di giugno 2015 hanno fatto registrare un accumulo di neve variabile tra i 390 e i 200 centimetri e un valore equivalente in acqua di 1.730 mm, superiore alla media storica 1992-2014. La fusione nevosa è iniziata presto, già agli inizi di maggio, e a giugno il manto nevoso si presentava già completamente umidificato e intriso d'acqua, in via di rapida fusione. Occorrerà attendere la campagna di misure di settembre per verificare il bilancio annuo e valutare se la tendenza cumulata di -29 m registrata dal 1992 al 2014 sarà ancora confermata.

PERSONALE E FORMAZIONE

Personale

Al 30 giugno 2015 risultano in forza al Gruppo Iren 6.239 dipendenti; a parità di perimetro rispetto al 31 marzo 2015 si registra una leggera diminuzione rispetto ai precedenti 6.263 dipendenti. Nella tabella seguente si riporta la consistenza degli addetti al 30 giugno 2015, suddivisa per Holding e Società di Primo Livello (con relative controllate) confrontata con il dato al 31 dicembre 2014.

Società	Organico al 30.06.2015	Organico al 31.12.2014
Iren S.p.A.	363	254
Iren Acqua Gas e controllate	874	898
Iren Ambiente e controllate	2.366	608
Iren Emilia e controllate	1.193	1.253
Iren Energia e controllate	1.011	1.069
Iren Mercato e controllate	432	442
Totale	6.239	4.524

La variazione dell'organico rispetto al 31 dicembre 2014 è legata:

- all'ingresso nel Gruppo, con decorrenza 1° gennaio 2015, della società AMIAT;
- al processo di riorganizzazione ed accentramento degli staff in Iren S.p.A. che continuerà, nel corso dell'anno, con l'ulteriore ingresso nel ruolo della stessa Società del personale attualmente allocato nelle altre Società del Gruppo. Al riguardo, con efficacia dal 1° luglio 2015, si prevede di procedere al completamento del percorso di accentramento delle funzioni sopracitate attraverso l'acquisizione in Iren S.p.A. dei relativi rami d'azienda dalle Società di Primo livello del Gruppo e loro controllate e/o partecipate ed in Iren Acqua Gas S.p.A. del ramo d'azienda inerente il servizio idrico integrato nei Comuni di Camogli, Rapallo, Coreglia Ligure e Zoagli nell'ATO Genova e nel Comune di Bolano (La Spezia), acquisito da Acque Potabili S.p.A.;
- all'avvio del percorso di incentivazione all'esodo, di cui all'art. 4 della legge 92/2012, che con l'obiettivo di realizzare un ricambio generazionale terrà comunque conto dell'esigenza organizzativa di garantire il mantenimento della politica in materia di contenimento degli organici.

Formazione

Sin dalla sua nascita, Iren ha fatto della formazione uno strumento fondamentale per valorizzare professionalmente le persone, sviluppando le necessarie competenze tecniche, professionali e manageriali, al fine di contribuire concretamente allo sviluppo di tutto il Gruppo.

L'analisi dei fabbisogni formativi per l'anno 2015 è stata effettuata per macro argomenti e tematiche che, nel corso del 2015, avrebbero impattato fortemente nel Gruppo Iren. È stata data priorità alle attività formative correlate all'attivazione di progetti di Gruppo (es. *Change Management, Iren One*, ecc.) e a quelle afferenti gli adempimenti degli obblighi legislativi, valutando tuttavia l'opportunità di attivare ulteriori rilevazioni dei fabbisogni formativi nella seconda parte dell'anno (specie per i neoassunti).

Dai dati consuntivi relativi al primo semestre 2015 emergono valori in crescita rispetto al semestre dell'anno precedente, con un incremento del 10% del numero delle ore/uomo se il raffronto viene effettuato a parità di perimetro dello scorso anno, per un totale di circa 44.300 ore. Includendo anche le 7.700 ore di formazione realizzate dal personale di AMIAT che hanno visto coinvolti 1564 dipendenti, il numero delle ore/uomo legate a iniziative di formazione e addestramento realizzate a vario titolo dal Gruppo Iren sono risultate pari a circa 52.000 con il 79% dei dipendenti del Gruppo che ha partecipato ad almeno un corso di formazione.

La media pro-capite è risultata pari a 10 ore se calcolata sulla base dello stesso perimetro dello scorso anno.

QUALITÀ, AMBIENTE E SICUREZZA

Qualità

Come esplicitato nella propria missione aziendale, il Gruppo Iren fornisce servizi integrati mirando alla salvaguardia ambientale e alla sicurezza del personale. Poiché l'evoluzione continua delle aspettative e delle esigenze dei clienti, fortemente supportata dalla competitività del mercato, richiede modelli organizzativi flessibili e sistemi di gestione snelli, di cui occorre monitorare l'efficacia in termini di risultati attesi, il Gruppo ha sviluppato un Sistema Integrato (Qualità, Sicurezza e Ambiente) quale mezzo per il conseguimento degli obiettivi stabiliti. Il Sistema Integrato è strutturato in modo da prevedere un adeguato controllo di tutti i processi operativi che influiscono sulla qualità del servizio, in un'ottica di sempre maggior orientamento al cliente. I principi fondamentali della politica del Sistema Integrato sono:

- la soddisfazione del cliente;
- l'attenzione agli aspetti sociali ed ambientali;
- la sicurezza per il personale;
- l'efficienza nella prestazione del servizio;
- la qualità delle forniture e degli appalti;
- il miglioramento continuo;
- il rispetto del Codice Etico.

La politica del Sistema Integrato è condivisa da tutto il personale operante all'interno del Gruppo e ha creato forti sinergie tra le strutture operative.

Tutte le Società di primo livello e le Società partecipate hanno sistemi certificati secondo gli standard internazionali ISO 9001 (Qualità).

Le Società di primo livello Iren Energia, Iren Acqua Gas, Iren Emilia e Iren Ambiente e le principali Società partecipate sono certificate secondo gli standard internazionali ISO 14001 (Ambiente).

La Capogruppo, le Società torinesi, genovesi, Tecnoborgo ed AMIAT sono in possesso della certificazione ai sensi dello standard OHSAS 18001 (Sicurezza), Iren Emilia ha certificato il proprio sistema sicurezza con riferimento al servizio di gestione e distribuzione gas, Iren Ambiente ha certificato l'erogazione dei servizi di pulizia e spazzamento di strade pubbliche e ad uso pubblico, raccolta e trasporto di rifiuti urbani ed assimilati agli urbani, gestione dei centri di raccolta dei rifiuti, erogazione del servizio di termovalorizzazione di rifiuti con produzione di energia elettrica e termica presso il Polo Ambientale di Parma.

Nel corso del primo semestre si sono svolti regolarmente gli audit programmati di mantenimento/ricertificazione per le società del Gruppo, dando risultati positivi e confermando quindi le certificazioni in essere.

Nel corso del primo semestre, a valle della riorganizzazione societaria di Iren che ha accentrato nella Capogruppo, a partire dal primo luglio 2015, le funzioni di staff, è partito il progetto di trasferimento di quota parte delle certificazioni dalle Società di Primo livello ad Iren S.p.A. Tale progetto pone come obiettivo quello di far ottenere ad Iren S.p.A. una certificazione integrata Qualità, Sicurezza e Ambiente.

A valle della nuova riorganizzazione societaria il presidio dei sistemi di gestione Qualità, Sicurezza e Ambiente è assicurato per ogni Società di primo livello dalla Direzione Organizzazione e Sistemi Certificati di IREN, che ha centralizzato in Capogruppo le funzioni di presidio precedentemente allocate nelle SPL.

Nel corso del primo semestre 2015 sono terminati positivamente i seguenti progetti:

- integrazione nel Sistema di Gestione Integrato di Iren Energia del ramo di teleriscaldamento di Torino;
- estensione delle Certificazioni ISO 9001/ISO 14001/ OSHAS 18001 in capo ad Iren Ambiente del sito Polo integrato ambientale di Parma (da Piano 2012 – 2013 - 2014);
- mantenimento della certificazione secondo il Reg. CE n. 303/2008 - FGAS per le Società controllate da Iren Mercato operanti nel settore della gestione calore per il servizio svolto su apparecchiature contenenti gas fluorurati ad effetto serra;

- ricertificazione Qualità, Ambiente e Sicurezza per le società Iren Energia S.p.A., Iren Servizi e Innovazione S.p.A. e AEM Torino Distribuzione S.p.A.;
- Ricertificazione EMAS degli Impianti Turbigio, Nucleo Tusciano, Moncalieri della società Iren Energia S.p.A.;
- mantenimento della certificazione del servizio di vendita di energia elettrica prodotta interamente da fonti rinnovabili in conformità al Documento Tecnico n. 66 di Certiquality da parte di Iren Mercato;
- ricertificazione con passaggio alla nuova edizione della norma secondo la nuova norma UNI CEI 11352:2014 da parte di Iren Rinnovabili;
- conseguimento della certificazione UNI 11352 da parte di Iren Gestioni Energetiche.

Sono inoltre in corso i seguenti progetti di sviluppo:

- integrazione dei sistemi di gestione Sicurezza, Ambiente ed EMAS degli impianti Turbigio e Tusciano (ex Edipower) nel Sistema di Gestione QAS di Iren Energia;
- prosecuzione del progetto “Accreditamento Multisito Laboratori LIAG” da parte di Laboratori Iren Acqua Gas;
- estensione delle Certificazioni ISO 9001-ISO 14001-ISO18001 in capo ad AMIAT con riferimento all’impianto di recupero materiali plastici a Collegno (TO);
- estensione dei sistemi di gestione ambientale e sicurezza alle attività di distribuzione del servizio di energia elettrica e pubblica illuminazione sulla provincia di Parma, di produzione e distribuzione del servizio di teleriscaldamento sulle province di Parma, Piacenza e Reggio Emilia. Progetto rimodulato e ripianificato con tempi più lunghi in considerazione della riorganizzazione societaria.
- Analisi per l’unificazione in tutto il Gruppo Iren dei sistemi informativi di supporto alla gestione dei documenti dei sistemi QAS, alla gestione degli audit interni, delle azioni correttive/preventive/di miglioramento, delle non conformità.

Sicurezza

Il Gruppo Iren considera un investimento destinare alla Salute e Sicurezza sul Lavoro (SSL) risorse umane, professionali, organizzative, tecnologiche ed economiche, ritenendo di primaria importanza la tutela dei lavoratori e ponendosi come obiettivo non solo il rispetto di quanto richiesto dalle specifiche norme in materia, ma un’azione volta al miglioramento continuo delle condizioni di lavoro.

Nel corso del primo semestre 2015 si è proceduto nel rendere sempre più efficace l’attuale organizzazione della gestione di salute e sicurezza nel Gruppo Iren, senza, per questo, limitare o interferire nell’autonomia di ogni singolo Datore di Lavoro (D.d.L.).

Nell’area genovese, al fine di attivare adeguate azioni preventive per il contenimento del fenomeno infortunistico con le varie Direzioni aziendali, si è concordato di avviare apposite iniziative al fine di migliorare e agevolare la segnalazione dei “near miss”.

Le Società torinesi e genovesi, Tecnoborgo, AMIAT, IREN, le Società Iren Emilia e Iren Ambiente sono in possesso della Certificazione ai sensi dello Standard OHSAS 18001. Le ultime due attuano il sistema di gestione per la sicurezza sull’intero perimetro ed hanno concordato con Accredia il percorso di certificazione specifica sui vari servizi gestiti, previsto e regolamentato per le società di grandi dimensioni e multiservizi. Proseguono, quindi, come da programma le estensioni della certificazione OHSAS 18001 alle funzioni di Iren Emilia, iniziate nel 2013 con il settore gas e in Iren Ambiente iniziate con il servizio spazzamento, raccolta dei rifiuti urbani, assimilati ed assimilabili e gestione dei centri di raccolta certificata nel 2014. Nell’ambito di tali iniziative sono stati effettuati numerosi incontri con i lavoratori per illustrare la politica aziendale relativa alla sicurezza sul lavoro.

Anche nel primo semestre si sono svolti con regolarità e come da programma gli audit previsti di ricertificazione/mantenimento nelle società del Gruppo, confermando in tutti i casi le certificazioni acquisite.

Si segnala, inoltre, il proseguimento dell’implementazione di un unico software di gestione della sicurezza nel Gruppo Iren, finalizzato alla gestione informatizzata sui territori.

Nel corso del primo semestre il Gruppo ha definito ed iniziato il monitoraggio degli obiettivi e delle azioni di miglioramento in ambito sicurezza. Partendo dagli indirizzi emessi nel corso del 2015 dalla Capogruppo sono stati definiti obiettivi e piani di miglioramento.

Nel Gruppo Iren la valutazione dell'andamento infortunistico è oggetto, di un'approfondita e dettagliata analisi, i risultati delle quali non evidenziano scostamenti significativi rispetto al trend generale.

Prosegue in collaborazione con altri Organismi e Istituti operanti nel settore della sicurezza sul lavoro e in particolare sulla strada, il progetto di valutazione dei rischi derivanti dalla guida dei veicoli aziendali (o di veicolo privato autorizzato) e la prevenzione/riduzione degli eventi incidentali stradali in ambito lavorativo per i dipendenti della Società, e per tutte le persone che accedono all'utilizzo del veicolo sotto il controllo diretto dell'azienda. È stato definito e firmato il protocollo avente per oggetto l'attivazione di un'organica collaborazione tra Iren S.p.A. e i soggetti in premessa, per la redazione di un sistema di gestione della sicurezza stradale e la definizione di una metodologia per la valutazione del rischio guida e delle misure di miglioramento conseguenti, così come definito dal D.Lgs. 81/2008 e s.m.i.

Il primo semestre 2015 ha visto un costante aggiornamento delle analisi di rischio, in coerenza con la nuova organizzazione.

Ambiente

Per quanto concerne la salvaguardia dell'ambiente prosegue l'impegno del Gruppo Iren nei vari settori in cui opera. 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 e nella sensibilizzazione dei propri clienti e fornitori alle tematiche ambientali.

In questo contesto:

- Iren Mercato ha mantenuto la certificazione, ai sensi del DT66 di Certiquality, il proprio servizio di vendita di energia elettrica prodotta interamente da fonti rinnovabili ed ha istituito il marchio "Iren Verde" con cui i clienti non domestici che aderiscono al servizio hanno la possibilità di dimostrare e rendere visibile il proprio impegno ambientale;
- Iren Gestioni Energetiche ha mantenuto la certificazione delle attività di installazione, manutenzione e riparazione di apparecchiature fisse di refrigerazione, condizionamento e pompe di calore secondo il regolamento CE 303/08
- IdroTigullio e AMTER hanno ottenuto la Certificazione del Sistema di Gestione Ambientale ai sensi della norma UNI EN ISO 14001:2004;
- È stata ottenuta la registrazione EMAS dell'impianto Torino Nord, sono state confermate le registrazioni EMAS per gli impianti di Turbigo, Tusciano e Moncalieri, nonché le certificazioni ISO 14001 per le società Iren Energia, Iren Servizi e Innovazione ed AEM Torino Distribuzione.
- È stata ottenuta la certificazione integrata qualità sicurezza ambiente del PAI di Parma da parte di Iren Ambiente.

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 del teleriscaldamento, nonché nell'adozione delle migliori tecnologie impiantistiche disponibili sul mercato, per garantire un minor impatto ambientale;
- nel miglioramento dell'utilizzo delle risorse idriche, sia in termini di prelievo e utilizzo, che di rilascio e scarico;
- nel rinnovamento degli impianti di trattamento delle acque reflue urbane e nella ricerca delle migliori tecnologie disponibili per migliorare la qualità dell'acqua effluente e minimizzare le emissioni odorose;
- 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 e le Dichiarazioni Ambientali.

Dal punto di vista gestionale, per garantire il minor impatto ambientale delle attività del Gruppo, 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 ed EMAS;
- 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 e i campi elettromagnetici;
- all'effettuazione di audit specifici interni finalizzati alla verifica della corretta gestione delle problematiche ambientali degli impianti aziendali;
- 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'erogazione di specifici corsi di formazione pianificati con cadenza annuale, sulle tematiche di carattere ambientale e sulle migliori pratiche di gestione degli impianti per garantire un minor impatto ambientale;
- all'implementazione, nei vari siti del Gruppo Iren, degli step via via proposti dal Sistema di Controllo della Tracciabilità dei Rifiuti, denominato SISTRI, istituito dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare per garantire il passaggio, attraverso soluzioni tecnologiche avanzate, ad una gestione innovativa e più efficiente dell'intera filiera dei rifiuti.

IREN E LA SOSTENIBILITÀ

La sostenibilità è per Iren una leva fondamentale per il conseguimento degli obiettivi aziendali, per la creazione di valore per i propri stakeholder e per lo sviluppo del Gruppo.

Il coinvolgimento del territorio e degli stakeholder si pone sempre più come fattore di successo nello sviluppo di attività e servizi in grado di garantire qualità, efficienza, economicità e rispetto per l'ambiente, delineando un nuovo ruolo sociale del Gruppo per lo sviluppo territoriale. Per questo il Gruppo Iren promuove politiche coerenti con i principi della sostenibilità ambientale, sociale ed economica: il rispetto e la tutela del territorio, la valorizzazione dei dipendenti, la soddisfazione dei clienti, il dialogo costante con le comunità e la Pubblica Amministrazione, l'attenta gestione della catena di fornitura, la comunicazione trasparente con gli azionisti e i finanziatori.

Responsabilità verso il territorio significa anche ascolto e dialogo strutturato con le comunità locali. Per questo il Gruppo Iren ha dato vita ai Comitati Territoriali, luoghi di progettazione partecipata per migliorare la qualità dei servizi, la sostenibilità sociale e ambientale e la capacità di anticipare i bisogni dei cittadini. I Comitati sono strutturati su base provinciale: i Comitati delle Province di Piacenza e Reggio Emilia sono già stati costituiti, quello di Parma è in fase di costituzione, e successivamente si procederà all'estensione del progetto agli altri territori in cui opera il Gruppo. Per allargare il dialogo e il confronto a tutte le comunità, i Comitati Territoriali si avvalgono dell'ausilio di una piattaforma online attraverso la quale i cittadini possono pubblicare direttamente le proprie idee e i propri progetti di miglioramento.

Il Bilancio di Sostenibilità è il principale strumento del Gruppo Iren di comunicazione agli stakeholder delle performance conseguite in ambito economico, sociale e ambientale.

L'edizione del Bilancio di Sostenibilità 2014, è stata ratificata dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. in data 13/03/2015, in concomitanza con l'approvazione del Bilancio d'Esercizio e del Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2014.

Il Bilancio di Sostenibilità, è stato predisposto secondo le "Sustainability Reporting Guidelines & Electric Utilities Sector Supplement" definite dal Global Reporting Initiative (GRI), il cui livello di applicazione corrisponde ad A+. Come riferimento per la predisposizione del prospetto di determinazione e riparto del Valore Aggiunto si sono tenuti in considerazione i "Principi di redazione del Bilancio Sociale" elaborati dal Gruppo di Studio per il Bilancio Sociale (GBS).

Gli orientamenti strategici di medio-lungo termine rivelano una costante attenzione alle tematiche attinenti la sostenibilità. Nel Piano Industriale 2015-2020, presentato pubblicamente presso la sede di Borsa Italiana a Milano il 17 giugno 2015, lo sviluppo di Iren si basa su quattro linee strategiche: integrazione ed efficienza, centralità del cliente, innovazione e sviluppo sostenibile in termini ambientali e finanziari. Il Piano Industriale prevede inoltre un nuovo orientamento strategico per la CSR, implementando l'impegno di Iren per lo sviluppo sostenibile dei territori, prevedendo una responsabilità più ampia, moderna e diffusa attraverso investimenti in cultura, scuola, e innovazione sociale.

Fra le iniziative principali del Gruppo in tema di sostenibilità, svolte nel primo semestre 2015, si segnalano inoltre:

- la partecipazione, per il quarto anno consecutivo, al survey del Carbon Disclosure Project "CDP Italy 100 Climate Change Report 2015", per il quale sono attualmente in corso le valutazioni;
- la partecipazione all'edizione 2015 del Sodalitas Social Award, il Premio più autorevole sulla Sostenibilità d'impresa in Italia (attualmente sono in corso le valutazioni), nelle categorie "Innovazione Digitale", "Terza rivoluzione industriale e nuovi sistemi produttivi", "Smart Community, imprenditorialità e inclusione sociale" e "Lavoro sviluppo e valorizzazione delle persone";
- la partecipazione, al Premio Sviluppo Sostenibile 2015, organizzato dalla Fondazione per lo Sviluppo Sostenibile in collaborazione con Ecomondo (attualmente sono in corso le valutazioni);
- l'aggiudicazione del Premio Smart Communities di Smau Torino 2015 per il progetto EDEN un'iniziativa concreta legata all'utilizzo di tecnologie digitali per misurare l'efficienza energetica in tre scuole torinesi nel quartiere Campidoglio;
- la partecipazione a iniziative volte alla sensibilizzazione sulle tematiche CSR presso altri promotori (es. Altis, Acea);
- la partecipazione a Tavoli di Lavoro (Altis, Utilitatis, Assonime);

- l'ottenimento della certificazione Mela Rosa, da parte della Fondazione Marisa Bellisario, per l'impegno di Iren al recepimento di quanto previsto dalla legge sulla parità di genere, valorizzando il talento femminile ai vertici dell'azienda;
- la prosecuzione nel territorio di Reggio Emilia dell'adesione alla campagna per la prevenzione dell'aneurisma dell'aorta promossa da Cardioteam Foundation Onlus, per mezzo della quale tutti i dipendenti con età superiore o uguale a 55 anni si sottopongono gratuitamente ad uno screening sanitario (entro fine 2015 il progetto sarà esteso anche al territorio di Parma, mentre le province di Genova, Piacenza e Torino sono già state interessate);
- la partecipazione al Progetto Torino Led, (promosso dalla Città di Torino), che prevede, nell'arco di 2 anni, la sostituzione delle tradizionali lampade con 55.000 nuove lampade a LED. A livello energetico e ambientale, una volta completato, il progetto consentirà una riduzione dei consumi di energia elettrica di oltre il 50%, consentendo un mancato consumo pari a circa 3.600 Tep, ed evitando, nel contempo la produzione di 3,5 tonnellate/anno di CO₂;
- la prosecuzione del progetto "Edu.Iren", un programma di offerte formative messe a disposizione delle scuole (con l'avvio dell'anno scolastico 2014/2015) gratuitamente, basato sull'esperienza pluriennale delle società del Gruppo Iren a livello locale in progetti di educazione alla sostenibilità nelle scuole;
- la partecipazione al convegno "La città del Futuro", promosso da Iren, Scuola Politecnica dell'Università di Genova e FULGIS (Fondazione che gestisce alcune scuole superiori del Comune di Genova). Il convegno ha offerto agli studenti delle scuole genovesi l'occasione di approfondire le tematiche della sostenibilità ambientale declinate nel campo delle costruzioni, della mobilità e della gestione dei servizi, confrontandosi con esperienze concrete e di eccellenza;
- la creazione del mini-sito sulla sostenibilità;
- la creazione delle "pillole di sostenibilità", un ciclo di appuntamenti settimanali, pubblicato sulla intranet aziendale per approfondire l'impegno che il Gruppo mette in campo per garantire sostenibilità ambientale, sociale ed economica ai propri stakeholder.

Iren S.p.A.

Via Nubi di Magellano, 30 - 42123 Reggio Emilia

Capitale sociale interamente versato euro 1.276.225.677,00

Registro Imprese di Reggio Emilia n. 07129470014

Codice Fiscale e partita IVA n. 07129470014



**Bilancio Semestrale
Abbreviato Consolidato
e Note esplicative**

al 30 giugno 2015

PROSPETTO DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE - FINANZIARIA

		migliaia di euro			
	Note	30.06.2015	di cui parti correlate	31.12.2014	di cui parti correlate
ATTIVITA'					
Attività materiali	(1)	2.933.266		2.992.246	
Investimenti immobiliari	(2)	14.251		14.427	
Attività immateriali a vita definita	(3)	1.247.921		1.234.670	
Avviamento	(4)	124.407		124.407	
Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto	(5)	244.633		235.102	
Altre partecipazioni	(6)	17.817		17.817	
Crediti commerciali non correnti	(7)	58.704		51.232	
Attività finanziarie non correnti	(8)	64.350	62.615	66.439	65.143
Altre attività non correnti	(9)	46.408	13.964	47.006	11.926
Attività per imposte anticipate	(10)	279.065		277.679	
Totale attività non correnti		5.030.822	76.579	5.061.025	77.069
Rimanenze	(11)	87.350		81.659	
Crediti commerciali	(12)	851.306	150.358	977.964	237.159
Crediti per imposte correnti	(13)	10.128		19.334	
Crediti vari e altre attività correnti	(14)	169.822	314	233.434	84
Attività finanziarie correnti	(15)	546.147	543.631	471.301	462.364
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(16)	29.457	2.850	51.601	2.830
Totale attività correnti		1.694.210	697.153	1.835.293	702.437
Attività destinate ad essere cedute	(17)	5.443		10.762	
TOTALE ATTIVITA'		6.730.475	773.732	6.907.080	779.506

				migliaia di euro	
	Note	30.06.2015	di cui parti correlate	31.12.2014	di cui parti correlate
PATRIMONIO NETTO					
Patrimonio netto attribuibile ai soci della Capogruppo					
Capitale sociale		1.276.226		1.276.226	
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo		430.145		401.198	
Risultato netto del periodo		102.559		85.795	
Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo		1.808.930		1.763.219	
Patrimonio netto di pertinenza dei Terzi		227.957		230.330	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(18)	2.036.887		1.993.549	
PASSIVITA'					
Passività finanziarie non correnti	(19)	2.365.276	122.644	2.210.821	94.661
Benefici ai dipendenti	(20)	146.519		148.971	
Fondi per rischi ed oneri	(21)	298.612		319.662	
Passività per imposte differite	(22)	160.661		162.343	
Debiti vari e altre passività non correnti	(23)	193.292		200.625	
Totale passività non correnti		3.164.360	122.644	3.042.422	94.661
Passività finanziarie correnti	(24)	429.707	47.271	664.204	67.314
Debiti commerciali	(25)	714.339	44.707	874.723	44.232
Debiti vari e altre passività correnti	(26)	226.870	2.055	248.583	4.762
Debiti per imposte correnti	(27)	63.294		1.869	
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(28)	95.018		81.730	
Totale passività correnti		1.529.228	94.033	1.871.109	116.308
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	(29)	-		-	
TOTALE PASSIVITA'		4.693.588	216.677	4.913.531	210.969
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		6.730.475	216.677	6.907.080	210.969

PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO

		migliaia di euro			
	Note	Primo semestre 2015	di cui parti correlate	Primo semestre 2014	di cui parti correlate
Ricavi					
Ricavi per beni e servizi	(30)	1.442.412	162.507	1.363.912	97.866
Variazione dei lavori in corso	(31)	(74)	(2)	136	148
Altri proventi <i>- di cui non ricorrenti</i>	(32)	137.035	5.768	156.594	1.762
				21.044	
Totale ricavi		1.579.373	168.273	1.520.642	99.776
Costi operativi					
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(33)	(535.399)	(44.305)	(573.476)	(51.215)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(34)	(454.416)	(28.058)	(456.960)	(63.162)
Oneri diversi di gestione	(35)	(38.995)	(3.049)	(37.446)	(3.017)
Costi per lavori interni capitalizzati	(36)	10.583		8.803	
Costo del personale	(37)	(183.041)		(137.211)	(2)
Totale costi operativi		(1.201.268)	(75.412)	(1.196.290)	(117.396)
MARGINE OPERATIVO LORDO		378.105	92.861	324.352	(17.620)
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni					
Ammortamenti	(38)	(130.937)		(108.912)	
Accantonamenti e svalutazioni	(39)	(30.514)		(23.241)	
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni		(161.451)		(132.153)	
RISULTATO OPERATIVO		216.654	92.861	192.199	(17.620)
Gestione finanziaria					
Proventi finanziari	(40)	16.090	11.338	14.693	11.336
Oneri finanziari		(54.747)	(2.625)	(62.499)	(3.870)
Totale gestione finanziaria		(38.657)	8.713	(47.806)	7.466
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	(41)	4.793		7.480	
Rettifica di valore di partecipazioni	(42)	-		(20)	
Risultato prima delle imposte		182.790	101.574	151.853	(10.154)
Imposte sul reddito	(43)	(67.918)		(69.866)	
Risultato netto delle attività in continuità		114.872		81.987	
Risultato netto da attività operative cessate	(44)	-		-	
Risultato netto del periodo		114.872		81.987	
attribuibile a:					
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo		102.559		72.157	
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	(45)	12.313		9.830	
Utile per azione ordinarie e di risparmio	(46)				
- base (euro)		0,08		0,06	
- diluito (euro)		0,08		0,06	

PROSPETTO DELLE ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

	migliaia di euro	
	Primo semestre 2015	Primo semestre 2014
Utile/(perdita) del periodo - Gruppo e Terzi (A)	114.872	81.987
Altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico		
- quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	6.740	(3.098)
- variazioni di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita	-	-
- quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto	4.680	(7.691)
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo	(1.880)	776
Totale altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B1)	9.540	(10.013)
Altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico		
- utili (perdite) attuariali piani per dipendenti a benefici definiti (IAS19)	-	
- quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto relativi ai piani per dipendenti a benefici definiti (IAS 19)	-	
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo	-	
Totale altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B2)	-	-
Totale Utile/(perdita) complessiva (A)+(B1)+(B2)	124.412	71.974
attribuibile a:		
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	112.097	62.081
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	12.315	9.893

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

	Capitale sociale	Riserva sovrapprezzo Emissione azioni	Riserva legale
31/12/2013	1.276.226	105.102	32.512
Riserva legale			4.343
Dividendi agli azionisti			
Utili portati a nuovo			
Cambio interessenze			
Altri movimenti			
Utile complessivo rilevato nel periodo			
di cui:			
- Utile netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
30/06/2014	1.276.226	105.102	36.855
31/12/2014	1.276.226	105.102	36.855
Riserva legale			2.505
Dividendi agli azionisti			
Utili portati a nuovo			
Cambio interessenze			
Altri movimenti			
Utile complessivo rilevato nel periodo			
di cui:			
- Utile netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
30/06/2015	1.276.226	105.102	39.360

migliaia di euro

Riserva copertura flussi finanziari	Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	Totale riserve e Utili (perdite) accumulate	Risultato del periodo	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di Terzi	Patrimonio netto del Gruppo e di Terzi
(24.028)	302.135	415.721	80.554	1.772.501	216.526	1.989.027
		4.343	(4.343)	-		-
			(66.747)	(66.747)	(6.894)	(73.641)
	9.464	9.464	(9.464)	-		-
	(220)	(220)		(220)	(10.779)	(10.999)
	(427)	(427)		(427)	51	(376)
(10.076)		(10.076)	72.157	62.081	9.893	71.974
		-		-		-
		-	72.157	72.157	9.830	81.987
(10.076)	-	(10.076)		(10.076)	63	(10.013)
(34.104)	310.952	418.805	72.157	1.767.188	208.797	1.975.985
(39.695)	298.936	401.198	85.795	1.763.219	230.330	1.993.549
		2.505	(2.505)	-		-
			(66.747)	(66.747)	(14.670)	(81.417)
	16.543	16.543	(16.543)	-		-
	511	511		511		511
	(150)	(150)		(150)	(18)	(168)
9.538		9.538	102.559	112.097	12.315	124.412
			102.559	102.559	12.313	114.872
9.538	-	9.538		9.538	2	9.540
(30.157)	315.840	430.145	102.559	1.808.930	227.957	2.036.887

RENDICONTO FINANZIARIO

	migliaia di euro	
	Primo semestre 2015	Primo semestre 2014
A. Disponibilità liquide iniziali	51.601	50.222
Flusso finanziario generato dall'attività operativa		
Risultato del periodo	114.872	81.987
Rettifiche per:		
Ammortamenti attività materiali e immateriali	130.937	108.912
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	3.895	(20.419)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	(2.452)	395
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	(4.211)	(1.791)
Variazione imposte anticipate e differite	(4.948)	(4.402)
Variazione altre attività/passività non correnti	(6.735)	13.393
Dividendi contabilizzati al netto delle elisioni	(1.230)	(1.030)
Quota del risultato di collegate e joint ventures	(4.793)	(7.480)
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività	220	706
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	225.555	170.271
Variazione rimanenze	(5.691)	25.133
Variazione crediti commerciali	119.186	128.765
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	72.818	(23.454)
Variazione debiti commerciali	(160.384)	(232.388)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	39.712	63.766
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	65.641	(38.178)
D. Cash flow operativo (B+C)	291.196	132.093
Flusso finanziario da (per) attività di investimento		
Investimenti in attività materiali e immateriali	(96.316)	(104.767)
Investimenti in attività finanziarie	(1.355)	(47.290)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	4.547	23.840
Dividendi incassati	7.260	42.615
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(85.864)	(85.602)
F. Free cash flow (D+E)	205.332	46.491
Flusso finanziario da attività di finanziamento		
Erogazione di dividendi	(81.417)	(73.641)
Nuovi finanziamenti a lungo termine	250.000	150.000
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(111.812)	(263.262)
Variazione debiti finanziari	(211.490)	395.608
Variazione crediti finanziari	(72.757)	(278.708)
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	(227.476)	(70.003)
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	(22.144)	(23.512)
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	29.457	26.710

NOTE ESPLICATIVE

PREMESSA

Iren S.p.A., è una società di diritto italiano, multiutility quotata alla Borsa Italiana, nata il 1° luglio 2010 dall'unione tra IRIDE ed ENÌA.

I settori di attività nei quali il Gruppo opera sono:

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

Nell'apposito paragrafo X, Informativa per settori di attività, sono presentate le informazioni richieste dall'IFRS 8.

Iren S.p.A. è strutturata sul modello di una holding industriale con sede direzionale a Reggio Emilia e sedi operative a Genova, Parma, Piacenza e Torino e società responsabili delle singole linee di business.

Sono state apportate delle riclassifiche ai prospetti al 30 giugno 2014 e al 31 dicembre 2014 per adeguarsi alla classificazione adottata per le voci corrispondenti al 30 giugno 2015. Le riclassifiche principali sono descritte nelle note al bilancio.

Il bilancio semestrale abbreviato consolidato della società al 30 giugno 2015 comprende i bilanci della Società e delle sue controllate (unitamente, il "Gruppo" e, singolarmente, le "entità del Gruppo") e la quota di partecipazione del Gruppo in società a controllo congiunto e in società collegate.

I. CONTENUTO E FORMA DEL BILANCIO SEMESTRALE ABBREVIATO CONSOLIDATO

La Relazione finanziaria semestrale del Gruppo Iren al 30 giugno 2015 è stata predisposta ai sensi dell'art. 154-ter, comma 2 del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998 n. 58 così come modificato dal Decreto Legislativo n. 195 del 6 novembre 2007.

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2015 è stato predisposto in accordo con lo IAS 34 - Bilanci intermedi. Tale bilancio semestrale abbreviato non comprende pertanto tutte le informazioni richieste dal bilancio annuale e deve essere letto unitamente al bilancio annuale predisposto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2014 e disponibile presso la sede sociale, la Borsa Italiana S.p.A. e sul sito Internet www.gruppoiren.it.

Gli schemi di bilancio adottati dal Gruppo Iren per la redazione del presente bilancio sono gli stessi applicati nella predisposizione del bilancio annuale chiuso al 31 dicembre 2014.

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

I principi contabili adottati per la redazione del presente bilancio semestrale abbreviato consolidato sono gli stessi rispetto a quelli adottati per la redazione del bilancio consolidato annuale per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2014, cui si rimanda per una loro più ampia trattazione, ad eccezione di quanto segue.

Il 12 dicembre 2013 lo IASB ha emesso un insieme di modifiche agli IFRS: si tratta dei cd. miglioramenti annuali, *Annual Improvements to IFRSs – 2010-2012 Cycle* e *Annual Improvements to IFRSs - 2011-2013 Cycle*, omologati rispettivamente il 17 e il 18 dicembre 2014. Tra gli altri, i temi più rilevanti trattati in tali emendamenti sono: a) la definizione di condizioni di maturazione nell'IFRS2 – *Pagamenti basati su azioni*; b) il raggruppamento dei segmenti operativi nell'IFRS8 – *Segmenti operativi*; c) la definizione dei dirigenti strategici con responsabilità strategiche nello IAS24 – *Informativa sulle parti correlate*; d) l'esclusione dall'ambito di applicazione dell'IFRS3 – *Aggregazioni aziendali* di tutti i tipi di accordi a controllo congiunto e e) alcuni chiarimenti sulle eccezioni all'applicazione dell'IFRS13 – *Misurazione del fair value*. L'applicazione dei nuovi principi sopra indicati non ha comportato impatti significativi sul bilancio semestrale abbreviato consolidato.

PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI NON ANCORA APPLICABILI E NON ADOTTATI IN VIA ANTICIPATA DAL GRUPPO

Si segnalano inoltre i seguenti Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni non ancora applicabili alla data della presente relazione semestrale e non adottati in via anticipata dal gruppo Iren.

- Nel mese di luglio 2014 lo IASB ha pubblicato il principio IFRS 9 "Strumenti finanziari". Il principio è il risultato di un processo iniziato nel 2008 a seguito della crisi economico-finanziaria, avente come obiettivo quello di riscrivere interamente le regole contabili di rilevazione e valutazione degli strumenti finanziari previste dallo IAS 39. In sintesi le disposizioni dell'IFRS9 riguardano:
 - i criteri per la classificazione e valutazione delle attività e passività finanziarie. In particolare, per le attività finanziarie il nuovo principio utilizza un unico approccio basato sulle modalità di gestione degli strumenti finanziari e sulle caratteristiche dei flussi di cassa contrattuali delle attività finanziarie stesse al fine di determinarne il criterio di valutazione, sostituendo le diverse regole previste dallo IAS 39. Per le passività finanziarie, invece, la principale modifica avvenuta riguarda il trattamento contabile delle variazioni di fair value di una passività finanziaria designata come valutata al fair value attraverso il conto economico, nel caso in cui queste siano dovute alla variazione del merito creditizio della passività stessa. Secondo il nuovo principio, tali variazioni devono essere rilevate negli Altri utili/(perdite) complessivi e non transiteranno più nel conto economico;
 - l'impairment delle attività finanziarie. Il principio stabilisce che l'entità debba rilevare le perdite attese sulle proprie attività finanziarie, dove per "perdita" si intende il valore attuale di tutti i futuri mancati incassi, fornendo altresì adeguate informazioni in merito ai criteri di stima utilizzati;

- operazioni di copertura (hedge accounting). L'IFRS 9 introduce alcuni significativi cambiamenti che riguardano principalmente il test di efficacia, in quanto viene abolita la soglia dell'80-125% e sostituita da un test oggettivo che verifica la relazione economica tra strumento coperto e strumento di copertura, la contabilizzazione del costo della copertura, l'ampliamento degli elementi coperti e dell'informativa richiesta.

L'IFRS 9 sarà applicabile in modo prospettico a partire dal 1° gennaio 2018.

- Il 21 novembre 2013 lo IASB ha pubblicato alcuni emendamenti minori allo IAS 19 "Benefici ai dipendenti". Tali emendamenti, omologati il 17 dicembre 2014 ed applicabili in modo retrospettivo dal 1° gennaio 2016, riguardano la semplificazione del trattamento contabile delle contribuzioni ai piani a benefici definiti da parte dei dipendenti o di terzi in casi specifici.
- Nel mese di maggio 2014 lo IASB ha emesso un emendamento al principio IFRS 11 "Accordi a controllo congiunto" che fornisce le linee guida relative al trattamento contabile da adottare in caso di acquisizioni di partecipazioni in accordi a controllo congiunto, la cui attività incontra la definizione di "business" così come definito dall'IFRS 3 "Aggregazioni di imprese". La modifica è applicabile a decorrere dal 1° gennaio 2016.
- La modifica ai principi IAS 16 "Immobili, impianti e macchinari" e IAS 38 "Attività immateriali" emessa dallo IASB nel mese di maggio 2014, chiarisce che l'utilizzo del metodo del ricavo quale parametro per il calcolo dell'ammortamento delle attività materiali ed immateriali non è appropriato, in quanto i ricavi generati da un'attività che comporta l'utilizzo di assets materiali o immateriali riflettono generalmente fattori diversi dal deterioramento dei rendimenti economici insiti negli assets stessi. La modifica è applicabile a decorrere dal 1° gennaio 2016.
- Nel mese di gennaio 2014 lo IASB ha pubblicato il principio IFRS 14 "Poste di bilancio differite di attività regolamentate", che consente alle entità che adottano per la prima volta i principi contabili internazionali IAS/IFRS di continuare a valutare le poste di bilancio legate ad attività regolamentate in conformità ai principi contabili precedentemente utilizzati. Il presente principio sarà applicabile con decorrenza dal 1° gennaio 2016.
- In data 28 maggio 2014 lo IASB ha emesso il principio IFRS 15 "Ricavi da contratti con i clienti". Scopo del nuovo principio è stabilire i criteri da adottare al fine di fornire agli utilizzatori del bilancio informazioni riguardanti la natura, l'ammontare e le incertezze legate a ricavi e flussi di cassa derivanti da contratti in essere con i clienti. Il principio in oggetto trova applicazione qualora ricorrano contemporaneamente le seguenti condizioni:
 - i. le parti hanno approvato il contratto e si sono impegnate ad eseguire le rispettive obbligazioni;
 - ii. i diritti di ciascuna delle parti riguardanti i beni e i servizi da trasferire nonché i termini di pagamento sono stati identificati;
 - iii. il contratto stipulato ha sostanza commerciale (i rischi, la tempistica o l'ammontare dei flussi di cassa futuri dell'entità possono modificarsi quale risultato del contratto);
 - iv. sussiste la probabilità di incassare e pagare gli importi legati alla esecuzione del contratto.Il nuovo principio, che sostituirà lo IAS 18 "Ricavi" e lo IAS 11 "Lavori in corso su ordinazione", sarà applicabile a decorrere dal 1° gennaio 2018.
- Nel mese di agosto 2014 lo IASB ha emesso un emendamento al principio IAS 27 - *Bilancio separato* che reintroduce la possibilità di valutare le partecipazioni in controllate, collegate e accordi a controllo congiunto con il metodo del patrimonio netto nel bilancio separato. La modifica è applicabile a decorrere dal 1° gennaio 2016.
- In data 11 settembre 2014 lo IASB ha emesso un emendamento allo IAS 28 che disciplina il trattamento degli utili/perdite derivanti da transazioni "upstream" o "downstream" tra una società e una sua collegata o joint venture, distinguendo tra cessioni di business come definiti dall'IFRS 3 (riconoscimento totale) e semplici asset (riconoscimento parziale). La modifica è applicabile a decorrere dal 1° gennaio 2016.

- Il 24 settembre 2014 lo IASB ha emesso un insieme di modifiche agli IFRS (*Annual Improvements to IFRSs – 2012-2014 Cycle*) che riguardano principalmente: a) alcune precisazioni relative alle “attività destinate alla distribuzione ai soci” nell’ambito dell’*IFRS5 – Attività destinate alla vendita*; b) la definizione del tasso di attualizzazione ai fini dello *IAS19 – Benefici ai dipendenti*. La modifica è applicabile a decorrere dal 1° gennaio 2016.

Utilizzo di valori stimati

Nell’ambito della redazione del bilancio semestrale abbreviato in conformità agli IFRS le stime e le relative assunzioni si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie e sono state adottate per definire il valore contabile delle attività e delle passività a cui si riferiscono. I risultati a posteriori che derivano dal verificarsi degli eventi potrebbero differire da tali stime. Le stime sono state utilizzate per rilevare la competenza di alcuni ricavi di vendita, accantonamenti per rischi su crediti, per obsolescenza di magazzino, per gli ammortamenti e per le svalutazioni di attività, benefici ai dipendenti, per la determinazione del *fair value* degli strumenti derivati e delle attività finanziarie disponibili per la vendita, imposte e altri accantonamenti ai fondi rischi. Tali stime e ipotesi sono riviste regolarmente. Le eventuali variazioni derivanti dalla revisione delle stime contabili sono rilevate nel periodo in cui la revisione viene effettuata qualora la stessa interessi solo quel periodo. Nel caso in cui la revisione interessi periodi sia correnti sia futuri, la variazione è rilevata nel periodo in cui la revisione viene effettuata e nei relativi periodi futuri.

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

Conformemente allo IAS 36, nel corso del primo semestre 2015 il Gruppo ha verificato l’inesistenza di *impairment trigger* specifici con particolare riferimento agli avviamenti; inoltre non sono emersi indicatori di *impairment* relativamente a specifici *assets* e partecipazioni.

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

Stagionalità

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

II. VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO RISPETTO AL 31 DICEMBRE 2014

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

Nel corso del primo semestre del 2015 non vi sono state operazioni che hanno modificato l'area di consolidamento del Gruppo Iren.

Per l'elenco dettagliato delle partecipazioni si rinvia agli elenchi inclusi tra gli Allegati.

Si ricorda che il Gruppo Iren ha acquisito, a decorrere dal 23 dicembre 2014, il controllo della società AMIAT S.p.A., che gestisce i servizi ambientali per il Comune di Torino. A seguito di tale operazione, al 31 dicembre 2014 sono stati consolidati integralmente i saldi patrimoniali della società. Dal 1° gennaio 2015 il conto economico consolidato del Gruppo accoglie anche le grandezze economiche della controllata; i risultati economici del primo semestre 2015 sono quindi influenzati, a differenza del periodo comparativo, dell'inclusione di tale entità nel perimetro di consolidamento.

III. GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI DEL GRUPPO

La gestione dei rischi aziendali rappresenta una componente essenziale del Sistema di Controllo Interno della corporate governance di una Società quotata e il Codice di Autodisciplina di Borsa Italiana attribuisce su tale aspetto specifiche responsabilità.

Di seguito si riporta una sintesi della modalità di gestione dei rischi, con riferimento a quelli di natura finanziaria (rischio di liquidità, rischio di cambio, rischio tassi di interesse, rischio di credito) e a quelli legati all'oscillazione del prezzo delle *commodity* energetiche.

1. RISCHI FINANZIARI

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 nelle scadenze prestabilite.

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 suoi conti correnti di tutti gli incassi e pagamenti, consente di allocare i fondi disponibili a livello di Gruppo secondo le necessità che di volta in volta si manifestano tra le singole Società. I movimenti di liquidità sono registrati su conti infragrupo sui quali vengono contabilizzati anche le spese e i relativi interessi attivi e passivi.

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 trasferisce i saldi dei movimenti per valuta sui conti della Capogruppo.

Viene costantemente monitorata la situazione finanziaria attuale, prospettica e la disponibilità di adeguati affidamenti bancari; non si evidenziano criticità per la copertura degli impegni finanziari di breve termine. Al 30 giugno 2015 gli affidamenti bancari a breve termine utilizzati dalla Capogruppo sono pari a 192 milioni di euro.

I flussi di cassa nominali previsti per l'estinzione delle passività finanziarie e le condizioni contrattuali dei finanziamenti in essere risultano sostanzialmente invariati rispetto a quanto riportato nel Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2014 al paragrafo "a) Rischio di liquidità" del capitolo "VI. Gestione dei rischi finanziari di Gruppo".

Attraverso i rapporti che IREN intrattiene con i principali Istituti di Credito Italiani e Internazionali vengono ricercate le forme di finanziamento più adatte alle proprie esigenze e le migliori condizioni di mercato. Nel corso del primo semestre 2015 al Gruppo Iren sono stati erogati nuovi finanziamenti a medio-lungo termine per complessivi 250 milioni di euro, interamente a favore della Capogruppo. Il dettaglio delle attività svolte in tale ambito e delle singole operazioni è riportato al paragrafo Gestione Finanziaria.

Si evidenzia che al 30.06.2015 il debito residuo per mutui risulta contrattualizzato per il 63% a tasso fisso e per il 37% 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 alcuni contratti di finanziamento a medio lungo termine di società che contribuiscono alla Posizione Finanziaria Netta del Gruppo prevedono il rispetto di indici finanziari che risultano soddisfatti.

b) *Rischio di cambio*

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

c) *Rischio tassi di interesse*

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

Con un'ottica non speculativa, i rischi connessi alla crescita dei tassi di interesse vengono monitorati e, se ritenuto opportuno, ridotti o eliminati stipulando con controparti finanziarie di elevato *standing* creditizio, appositi contratti (*swap* e *collar*) che perseguono esclusivamente finalità di copertura dei flussi finanziari (*cash flow hedge*). Alla data del 30 giugno 2015, salvo alcune posizioni marginali, tutti i contratti stipulati, volti a limitare l'esposizione al rischio di oscillazione del tasso di interesse, sono stati classificati come *cash flow hedge*, in quanto soddisfano i requisiti per l'applicazione dell'*hedge accounting*.

Il *fair value* complessivo dei suddetti contratti di copertura su tassi di interesse al 30 giugno 2015 è negativo per 33.151 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 75% dell'indebitamento finanziario lordo e il 97% dell'indebitamento finanziario netto, in linea con l'obiettivo del gruppo IREN di mantenere un equilibrato rapporto tra posizioni a tasso variabile e posizioni a tasso fisso o comunque protette da significativi rialzi del tasso di interesse.

Al fine di consentire una completa comprensione dei rischi di variazione dei tassi di interesse a cui è soggetto il Gruppo annualmente al 31.12 viene condotta un'analisi di sensitività degli oneri finanziari netti e delle componenti valutative dei contratti finanziari derivati al variare dei tassi di interesse.

2. RISCHIO DI CREDITO

Il rischio di credito del Gruppo è legato essenzialmente all'ammontare dei crediti commerciali derivanti dalla vendita di energia elettrica, teleriscaldamento, gas e all'erogazione dei servizi idrico ed ambientale. I crediti non presentano una particolare concentrazione, essendo suddivisi su un largo numero di controparti, appartenenti a categorie di clienti eterogenee (clientela retail, business, enti pubblici).

Il Gruppo, nello svolgimento della propria attività, è esposto al rischio che i crediti possano non essere onorati alla scadenza con conseguente aumento dell'anzianità e dell'insolvibilità sino all'aumento dei crediti sottoposti a procedure concorsuali o inesigibili. Tale rischio risente della non favorevole situazione economico-finanziaria congiunturale.

Per limitare l'esposizione al rischio di credito, sono stati introdotti e individuati strumenti tra le quali l'analisi di solvibilità dei Clienti in fase di acquisizione attraverso un'accurata valutazione del merito creditizio, l'affidamento dei crediti di Clienti cessati e/o attivi a società di recupero crediti esterne e l'introduzione di nuove modalità di recupero per la gestione del contenzioso legale.

La politica di gestione dei crediti 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 di servizio erogato.

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 alcune tipologie di servizio (settore 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 addebito sul conto corrente.

Le condizioni di pagamento generalmente applicate alla clientela sono riconducibili alla normativa o ai regolamenti vigenti o in linea con gli standard del mercato libero; in caso di mancato pagamento, è prevista l'applicazione di interessi di mora nella misura indicata nei contratti o dalla normativa.

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

A seguito del perdurare della situazione economica non favorevole, è stato migliorato il controllo sui rischi di credito attraverso il rafforzamento delle procedure di monitoraggio e reportistica, al fine di individuare in modo tempestivo possibili contromisure.

Inoltre, su base trimestrale la Direzione Risk Management si occupa di raccogliere ed integrare i principali dati sui crediti commerciali delle società del Gruppo, in termini di clientela, filiera di business e fascia di ageing. Alcune delle suddette valutazioni sono effettuate a intervalli inferiori al trimestre o su specifica esigenza.

In relazione alla concentrazione del credito si segnalano i rapporti tra le controllate AMIAT e Iren Servizi e Innovazione ed il Comune di Torino. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota di commento Attività finanziarie non correnti del bilancio consolidato.

3. RISCHIO ENERGETICO

Il Gruppo IREN è esposto al rischio prezzo e di cambio, sulle commodity energetiche trattate, ossia energia elettrica, gas naturale, carbone poiché sia gli acquisti sia le vendite risentono delle oscillazioni dei prezzi 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 2014, a copertura del portafoglio energetico del 2015, sono state stipulate operazioni di derivato su commodity (Commodity swap su indice TTF) per un nozionale complessivo di 877 GWh.

Il Fair Value dei contratti in essere al 30 giugno 2015 è complessivamente negativo e pari a 901 migliaia di euro.

Nell'ambito della società Iren Mercato esiste un'attività di Trading che prevede negoziazioni di contratti fisici e finanziari sul mercato elettrico e di contratti finanziari direttamente sulle commodities sottostanti. I contratti possono essere riferiti a diversi indici (PUN, ITEC, Itmix, BINE) e a negoziazioni su IDEX. Al 30 giugno 2015 sono presenti due contratti che originano da tale attività e classificati nell'apposito Portafoglio di Trading. Il valore netto è pari a zero.

CONTABILIZZAZIONE STRUMENTI DERIVATI

Gli strumenti finanziari derivati sono valutati al fair value, determinato sulla base dei valori di mercato o, qualora non disponibili, secondo una tecnica di valutazione interna.

Il Gruppo pone in essere operazioni su strumenti derivati aventi finalità di copertura di specifici rischi di cambio, tasso o prezzo.

Ai fini della contabilizzazione degli strumenti derivati, all'interno di tali operazioni è necessario distinguere tra operazioni che rispettano tutti i requisiti richiesti dallo IAS 39 per essere contabilizzate in accordo con le regole dell'hedge accounting e operazioni che non rispettano tutti i suddetti requisiti.

Operazioni contabilizzate in accordo con le regole dell'hedge accounting

Tali operazioni possono includere:

- operazioni di fair value hedge: il derivato e lo strumento coperto sono iscritti nello stato patrimoniale al fair value e la variazione dei rispettivi fair value è contabilizzata direttamente a conto economico;
- operazioni di cash flow hedge: il derivato è iscritto in bilancio al fair value con contropartita una specifica riserva di patrimonio netto per la componente efficace della copertura e il conto economico per la componente inefficace; al momento della manifestazione dello strumento coperto l'importo sospeso a patrimonio netto viene riversato a conto economico.

La classificazione a conto economico del riversamento dell'importo sospeso a patrimonio netto e della componente inefficace avviene in accordo con la natura dello strumento sottostante; nel caso di strumenti derivati su commodity tale importo viene contabilizzato nel margine operativo lordo, mentre nel caso di copertura del rischio di tasso nei proventi ed oneri finanziari.

Operazioni non contabilizzate in accordo con le regole dell'hedge accounting

Il derivato è iscritto nello stato patrimoniale al fair value.

La variazione del fair value del derivato è iscritta a conto economico e la sua classificazione avviene in accordo con la natura dello strumento sottostante:

- nel caso di strumenti derivati su commodity, nel margine operativo lordo; in particolare la componente realizzata è contabilizzata a rettifica della componente di costo o ricavo cui si riferisce e quella derivante dalla valutazione del derivato a fine periodo tra gli altri oneri o tra gli altri proventi;
- nel caso di copertura del rischio di tasso, nei proventi ed oneri finanziari.

In merito alla valutazione del derivato tra le partite patrimoniali finanziarie si segnala che il fair value del derivato è iscritto tra i debiti / crediti finanziari a lungo termine se il relativo sottostante è una posta di medio / lungo termine, viceversa è iscritto tra i debiti / crediti finanziari a breve termine se il sottostante si estingue entro il periodo di riferimento.

FAIR VALUE

Per ogni classe di attività e passività indicate a bilancio occorre riportare, oltre al valore contabile ed il relativo fair value anche i metodi e le principali assunzioni utilizzate per la sua determinazione.

Il fair value viene determinato in misura pari alla sommatoria dei flussi finanziari futuri attesi connessi all'attività o passività comprensivi della relativa componente di onere o provento finanziario attualizzati con riferimento alla data di chiusura del bilancio. Il valore attuale dei flussi futuri è stato determinato applicando la curva dei tassi forward alla data di chiusura del periodo. Inoltre nella determinazione del fair value, come richiesto dall'IFRS 13, è stato considerato il rischio di inadempimento controparte.

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

	30.06.2015		migliaia di euro 31.12.2014	
	Valore contabile	Fair Value	Valore contabile	Fair Value
Attività per contratti derivati di copertura	318	318	-	-
Obbligazioni esigibili oltre 12 mesi (*)	(811.459)	(871.278)	(815.095)	(903.692)
Mutui quota non corrente	(1.518.640)	(1.611.977)	(1.352.935)	(1.407.958)
Mutui quota corrente	(184.486)	(224.761)	(212.244)	(251.513)
Passività per contratti derivati di copertura	(33.469)	(33.469)	(39.884)	(39.884)
Totale	(2.547.736)	(2.741.167)	(2.420.158)	(2.603.047)

(*) Il fair value del Put Bond al 30.06.2015 è pari a 189.931 migliaia di euro (196.106 migliaia di euro al 31.12.2014)

Per le classi di attività e passività finanziarie non riportate nella tabella precedente il valore contabile coincide con il fair value.

SCALA GERARCHICA DEL FAIR VALUE

La tabella seguente illustra gli strumenti finanziari contabilizzati al fair value in base alla tecnica di valutazione utilizzata. I diversi livelli sono stati definiti come illustrato di seguito:

- Livello 1: prezzi quotati (non rettificati) su mercati attivi per attività o passività identiche
- Livello 2: dati di input diversi dai prezzi quotati di cui al Livello 1 che sono osservabili per l'attività o la passività, sia direttamente (come nel caso dei prezzi), sia indirettamente (ovvero derivati dai prezzi)
- Livello 3: dati di input relativi all'attività o alla passività che non sono basati su dati di mercato osservabili (dati non osservabili).

30.06.2015	migliaia di euro			
	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività finanziarie disponibili per la vendita	388			388
Attività finanziarie designate al fair value rilevato a conto economico				-
Investimenti finanziari detenuti per finalità di trading				-
Attività finanziarie derivate		318		318
Totale attività	388	318	-	706
Passività finanziarie derivate		(34.370)		(34.370)
Totale complessivo	388	(34.052)	-	(33.664)

31.12.2014	migliaia di euro			
	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività finanziarie disponibili per la vendita	388			388
Attività finanziarie designate al fair value rilevato a conto economico				-
Investimenti finanziari detenuti per finalità di trading				-
Attività finanziarie derivate				-
Totale attività	388	-	-	388
Passività finanziarie derivate		(41.678)		(41.678)
Totale complessivo	388	(41.678)	-	(41.290)

Tutti gli strumenti finanziari di copertura del Gruppo hanno *fair value* classificabile di livello 2, cioè misurato sulla base di tecniche di valutazione che prendono a riferimento parametri osservabili sul mercato (es. tassi di interesse, prezzi commodities), diversi dalle quotazioni dello strumento finanziario, o comunque che non richiedono un significativo aggiustamento basato su dati non osservabili sul mercato. Si segnala inoltre che non ci sono stati trasferimenti tra i diversi Livelli della scala gerarchica del *fair value*.

IV. INFORMATIVA SUI RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Il Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A., in data 13 marzo 2015 e con il parere favorevole del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate, ha adottato una nuova versione del “Regolamento Interno in materia di operazioni con parti correlate” (di seguito anche “Regolamento OPC”), (già approvato in data 30 novembre 2010 ed emendato in data 6 febbraio e 3 dicembre 2013) in attuazione:

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

Iren S.p.A. e le sue controllate basano i rapporti con parti correlate su principi di trasparenza e correttezza. Buona parte di tali rapporti attengono a prestazioni fornite alla generalità della clientela (fornitura di gas, acqua, energia elettrica, calore, servizi tecnologici in genere, ecc.) e sono regolati dai contratti normalmente applicati in tali situazioni.

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

Rapporti con società controllate e collegate

Services Intercompany - Per sfruttare al meglio le sinergie organizzative la configurazione di Iren è stata disegnata sul modello di una Holding, dotata di strutture di staff adeguate a sostenere l’attività di coordinamento del Gruppo e ad affrontare le più rilevanti problematiche di interesse generale. Pertanto Iren è in grado di fornire prestazioni professionali a favore delle Società di Primo Livello e controllate, secondo le esigenze da queste manifestate, sulla base di contratti di services stipulati fra le parti.

Tutte le attività suddette sono regolate da appositi contratti di servizio improntati a condizioni di mercato.

Gestione finanziaria - Al fine di ottimizzare la struttura e le condizioni di accesso al finanziamento esterno sono state adottate soluzioni organizzative orientate ad una gestione finanziaria accentrata a livello di Gruppo, svolta direttamente da Iren S.p.A..

In tale prospettiva, i finanziamenti sono assunti nei confronti del sistema creditizio in capo ad Iren, con destinazione successiva dei fondi alle Società del Gruppo a sostegno degli investimenti realizzati, sulla base di contratti di finanziamento intercompany.

E’ stata inoltre approvata la regolamentazione dei rapporti finanziari fra la Capogruppo e le Società di Primo Livello, concernenti sia la gestione accentrata (cash pooling) delle risorse disponibili all’interno del Gruppo per il funzionamento quotidiano (circolante), sia la gestione delle risorse destinate a sostenere gli investimenti a medio / lungo termine. Le condizioni dei contratti intercompany, stipulati sulla base di tale regolamentazione, sono state definite sulla base delle condizioni alle quali la Capogruppo si approvvigiona sul mercato finanziario.

Consolidato fiscale - A partire dall’esercizio 2010 la società Iren S.p.A., ha optato per il regime fiscale del Consolidato domestico di cui agli artt. 117 e seguenti del nuovo TUIR. Detto regime consiste nella determinazione dell’IRES sulla base imponibile di Gruppo corrispondente alla somma algebrica degli imponibili positivi e negativi delle singole società che partecipano al consolidato opportunamente rettificato per le variazioni di consolidamento.

Tutti i rapporti, economici e giuridici, tra le parti sono stati disciplinati da apposito contratto interaziendale tra le società coinvolte e la consolidante Iren S.p.A..

Il nuovo perimetro di consolidamento fiscale 2015, oltre alla consolidante Iren S.p.A., include quindi, senza soluzione di continuità, le seguenti società: AEM Torino Distribuzione, IREN Servizi e Innovazione, IREN Acqua Gas, IREN Mercato, IREN Energia, IREN Gestioni Energetiche, AGA, Mediterranea delle Acque, Immobiliare delle Fabbriche, Nichelino Energia, Eniatel, Tecnoborgo, IREN Ambiente, IREN Ambiente Holding, IREN Emilia, Genova Reti Gas, IREN Rinnovabili, Green Source, Enia Solaris, Varsi Fotovoltaico, Millenaria Fotovoltaico, Agriren, TLR V e AMIAT.

In particolare, nel suddetto contratto vengono contemplate le modalità di trasferimento del reddito IRES, la remunerazione che ne consegue, nonché gli effetti di eventuali interruzioni del suddetto regime o del mancato rinnovo dello stesso.

La Legge 24 dicembre 2007, n. 244 (Finanziaria 2008), con effetto dal periodo d'imposta 2008, ha radicalmente modificato la disciplina della tassazione di gruppo, sopprimendo tutte le rettifiche di consolidamento previste dall'art. 122 TUIR, abrogando la disciplina relativa ai trasferimenti infragruppo di cui all'art. 123 TUIR e introducendo la possibilità, a determinate condizioni, di portare in deduzione del reddito del consolidato le eccedenze di interessi passivi eventualmente maturate in capo alle società partecipanti per effetto delle nuove disposizioni sulla deducibilità degli interessi passivi di cui all'art. 96 del TUIR.

Per effetto delle modifiche normative il Regolamento in vigore, in conformità a quanto previsto dall'art. 22, è stato redatto salvaguardando i principi sopra enunciati.

A seguito dell'opzione per il consolidato fiscale domestico e in considerazione del reddito imponibile conseguito e trasferito alla società consolidante, la consolidata si obbliga a riconoscere alla società consolidante "conguagli per imposte" pari alle imposte dovute sul reddito trasferito al netto dei crediti per IRES trasferiti.

Nel Regolamento vengono inoltre evidenziati gli altri obblighi dei contraenti tra cui quello relativo agli invii di flussi informativi da parte delle consolidate affinché la Consolidante riesca a determinare il Reddito complessivo di gruppo ai fini IRES.

In appositi paragrafi vengono indicate le conseguenze relative all'interruzione anticipata del consolidato, al mancato rinnovo ed alle responsabilità delle parti in caso di errori a loro imputabili ai sensi dell'articolo 127 comma 2 del TUIR.

Con riferimento alle società del gruppo che operano nei settori della produzione, commercializzazione, trasporto o distribuzione del gas naturale o dell'energia elettrica, anche da fonti rinnovabili, si precisa che le stesse, a seguito della sentenza dell'11 febbraio 2015 della Corte Costituzionale che l'ha ritenuta incostituzionale, non sono più soggette all'addizionale IRES del 6,5% a partire dal 2015.

Opzione per l'IVA di Gruppo - Da un punto di vista procedurale la liquidazione dell'IVA di Gruppo comporta il trasferimento in capo alla controllante IREN S.p.A. di tutti gli obblighi relativi alle liquidazioni ed ai versamenti periodici IVA.

Le società che partecipano alla procedura di liquidazione sono, oltre alla capogruppo IREN S.p.A., le seguenti: IREN Energia S.p.A., IREN Servizi e Innovazione S.p.A., IREN Acqua Gas S.p.A., IREN Mercato S.p.A., AEM Torino Distribuzione S.p.A., IREN Gestioni Energetiche S.p.A. (già CAE AMGA Energia S.p.A.), Genova Reti Gas S.r.l., IREN Ambiente S.p.A., IREN Ambiente Holding Iren Emilia S.p.A., ENIA Solaris S.p.A., Idrotigullio S.p.A., Mediterranea delle Acque S.p.A., Nichelino Energia S.r.l., IREN Rinnovabili S.p.A., TLR Veicolo S.p.A., Agriren, Greensource, Millenaria fotovoltaico, Varsi fotovoltaico, O.C.Clim S.r.l. e Tecnoborgo.

Altre operazioni significative con società collegate

Nel corso del primo semestre del 2015 è proseguita l'operatività di Iren Mercato tramite il contratto di fornitura gas con la società collegata Sinergie Italiane che ha consentito di servire, oltre al bacino genovese ed emiliano, anche alcune aziende commerciali facenti capo al Gruppo Iren.

A seguito dell'avvio del termovalorizzatore di TRM S.p.A., avvenuto nel corso del 2013, sono stati attivati i seguenti contratti con la società collegata:

- "Disciplinare operativo" relativo al contratto di manutenzione dell'impianto da parte di Iren Ambiente. I rapporti tra Iren Ambiente e TRM riguardano, inoltre, lo smaltimento in discarica dei fanghi e delle ceneri che residuano dalla combustione e, in via marginale, il conferimento di rifiuti da parte di Iren Ambiente all'impianto di termovalorizzazione ;
- contratto di fornitura dell'energia elettrica prodotta dall'impianto di termovalorizzazione a Iren Mercato.
- contratto relativo al conferimento di rifiuti indifferenziati da parte di AMIAT all'impianto di termovalorizzazione.

Rapporti con i Comuni soci-parti correlate

Iren S.p.A. fornisce una serie di servizi a favore di Finanziaria Sviluppo Utilities S.r.l., veicolo societario attraverso il quale i Comuni di Genova e Torino detengono la partecipazione in Iren S.p.A., nei settori

Legale, Amministrazione, Finanza, Fiscale, sulla base di specifici contratti che prevedono un'adeguata remunerazione delle prestazioni.

Si evidenziano, inoltre, i rapporti con gli Enti Locali nel cui territorio Iren opera anche attraverso le Società controllate.

Il Gruppo Iren, attraverso Iren Servizi e Innovazione, fornisce al Comune di Torino numerosi servizi a sostegno delle attività che il Comune svolge a favore dei cittadini; si tratta della gestione dei servizi di illuminazione pubblica e semaforici, della gestione degli impianti termici ed elettrici degli edifici di proprietà comunale o adibiti a servizi alla collettività, di global services ed analoghi. Le prestazioni svolte da Iren Servizi e Innovazione sono regolate da specifici contratti pluriennali.

Si ricorda che è in essere un accordo, siglato nel corso del 2012, con il Comune di Torino che prevede la riduzione dello stock del credito vantato dal Gruppo Iren nei confronti del Comune di Torino e la modifica di alcune clausole delle vigenti convenzioni di servizio. Tale accordo è stato integrato con addendum sottoscritti nel 2013 e nel 2014 aventi per oggetto la regolazione di alcune partite economiche, l'impegno del Comune relativo allo stanziamento degli importi relativi alle manutenzioni straordinarie, nonché all'avvio di un gruppo di lavoro misto avente per oggetto l'analisi di benchmark e la definizione dei piani di manutenzione ottimali.

Iren Mercato assicura ai Comuni di Genova, Reggio Emilia, Parma e Piacenza forniture di energia elettrica e di gas a quelli di Genova, Reggio Emilia e Parma, a condizioni normalmente praticate alla generalità della clientela restante. La controllata di quest'ultima, Iren Gestioni Energetiche S.p.A., assicura al Comune di Genova, mediante contratti di durata pluriennale, prestazioni relative alla conduzione di impianti di climatizzazione presso edifici pubblici e alla gestione degli impianti tecnologici presso strutture sportive e di servizio pubblico.

Iren Acqua Gas, attraverso la controllata Mediterranea delle Acque S.p.A., assicura agli uffici e alle strutture del Comune di Genova ed in proprio al Comune di Reggio Emilia ed al Comune di Parma la fornitura dell'acqua potabile ed il servizio di fognatura, mediante contratti di somministrazione analoghi a quelli in essere con la generalità della clientela.

AMIAT assicura al Comune di Torino i servizi di igiene ambientale, di sgombero neve e di gestione post operativa della discarica di "Basse di Stura" in accordo al Contratto di servizio in essere dal 1 gennaio 2013, affidato con gara ad evidenza pubblica, che prevede condizioni sostanzialmente analoghe a quelle praticate alla generalità della clientela. Al riguardo si evidenzia che è stato stipulato un contratto di conto corrente tra la Città di Torino e AMIAT S.p.A. per la gestione dei crediti relativi alle attività di cui sopra con decorrenza dal 1° gennaio 2015.

Iren Emilia e Iren Ambiente assicurano:

- a) al Comune di Reggio Emilia, al Comune di Parma ed al Comune di Piacenza la fornitura del servizio di raccolta e smaltimento rifiuti urbani alle condizioni normalmente praticate alla generalità della clientela restante;
- b) al Comune di Piacenza la fornitura dell'acqua potabile ed il servizio di fognatura, mediante contratti di somministrazione analoghi a quelli in essere con la generalità della clientela;
- c) al Comune di Parma i servizi di gestione illuminazione pubblica;
- d) al Comune di Reggio Emilia i servizi di gestione del verde pubblico e dello sgombero neve;
- e) al Comune di Piacenza i servizi cimiteriali, di gestione del verde pubblico e dello sgombero neve.

Si ricorda che con il Comune di Parma è stato siglato un accordo transattivo per la definizione della situazione debitoria/creditoria con alcune società del Gruppo Iren.

Rapporti con altri soci-parti correlate

Gli Amministratori di Iren, in base al "Regolamento Interno in materia di operazioni con parti correlate", hanno qualificato il Gruppo Intesa San Paolo come parte correlata. Il Gruppo ha rapporti di natura finanziaria con il Gruppo Intesa Sanpaolo e riguardano principalmente diverse forme di finanziamento quali mutui, linee di credito e conti correnti.

Inoltre per erogare il servizio idrico integrato nelle province di Parma, Piacenza e Reggio Emilia la società Iren Acqua Gas, a fronte della corresponsione di un canone annuo, utilizza gli asset di proprietà delle società Parma Infrastrutture, Piacenza Infrastrutture e AGAC Infrastrutture controllate dai Comuni di riferimento.

Le informazioni relative ai rapporti patrimoniali ed economici con le parti correlate sono riportate nel paragrafo "X. Allegati al bilancio semestrale abbreviato consolidato" che si considera parte integrante delle presenti note.

Rapporti con gli amministratori

Da ultimo e per ciò che concerne gli amministratori si segnala che non vi sono rapporti, oltre alle cariche ricoperte nelle società del Gruppo.

V. ALTRE INFORMAZIONI

COMUNICAZIONE CONSOB N. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Eventi e operazioni significative non ricorrenti

Nel corso del primo semestre 2015 il Gruppo non ha posto in essere eventi e/o operazioni significative non ricorrenti, così come definite dalla Comunicazione, vale a dire eventi od operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente oppure operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel normale svolgimento dell'attività.

Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Si precisa che nel corso primo semestre 2015 il Gruppo non ha posto in essere operazioni atipiche e/o inusuali, così come definite dalla Comunicazione. Le operazioni atipiche e/o inusuali sono quelle operazioni che per significatività/rilevanza, natura delle controparti, oggetto della transazione, modalità di determinazione del prezzo di trasferimento e tempistica dell'accadimento (prossimità alla chiusura dell'esercizio) possono dare luogo a dubbi in ordine: alla correttezza/completezza delle informazioni in bilancio, al conflitto di interessi, alla salvaguardia del patrimonio aziendale o alla tutela degli azionisti di minoranza.

Pubblicazione del Bilancio

La Relazione Semestrale è stata autorizzata alla pubblicazione dal Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A. nella riunione del 27 agosto 2015.

VI. INFORMAZIONI SULLA SITUAZIONE PATRIMONIALE - FINANZIARIA

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

ATTIVO

ATTIVITA' NON CORRENTI

NOTA 1_ATTIVITA' MATERIALI

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

	migliaia di euro					
	Costo al 30/06/2015	F.do amm.to al 30/06/2015	Valore netto al 30/06/2015	Costo al 31/12/2014	F.do amm.to al 31/12/2014	Valore netto al 31/12/2014
<i>Terreni</i>	93.894	(1.551)	92.343	93.846	(1.551)	92.295
<i>Fabbricati</i>	420.935	(126.928)	294.007	421.074	(120.597)	300.477
Terreni e Fabbricati	514.829	(128.479)	386.350	514.920	(122.148)	392.772
Impianti e macchinari	4.161.654	(1.703.084)	2.458.570	4.143.399	(1.635.059)	2.508.340
Attrezzature ind.li e comm.li	100.851	(75.346)	25.505	103.212	(75.809)	27.403
Altri beni	192.588	(163.593)	28.995	193.451	(163.838)	29.613
Attività materiali in corso ed acconti	33.846	-	33.846	34.118	-	34.118
Totale	5.003.768	(2.070.502)	2.933.266	4.989.100	(1.996.854)	2.992.246

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

	migliaia di euro				
	Saldo iniziale	Incrementi	Decrementi	Riclassifiche	Saldo Finale
<i>Terreni</i>	93.846	41		7	93.894
<i>Fabbricati</i>	421.074	1.037	(1.200)	24	420.935
Terreni e fabbricati	514.920	1.078	(1.200)	31	514.829
Impianti e macchinari	4.143.399	18.310	(13.864)	13.809	4.161.654
Attrezzature industriali e commerciali	103.212	1.630		(3.991)	100.851
Altri beni	193.451	4.201	(5.305)	241	192.588
Attività materiali in corso ed acconti	34.118	9.961	(143)	(10.090)	33.846
Totale	4.989.100	35.180	(20.512)	-	5.003.768

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

	Saldo iniziale	Amm.to del periodo	Decrementi	Riclassifiche	Saldo Finale
<i>F.do amm.to terreni</i>	(1.551)				(1.551)
<i>F.do amm.to fabbricati</i>	(120.597)	(7.531)	1.200		(126.928)
F.do amm.to fabbricati	(122.148)	(7.531)	1.200	-	(128.479)
F.do amm.to impianti e macchinari	(1.635.059)	(77.567)	13.278	(3.736)	(1.703.084)
F.do amm.to attrezz. ind.li e comm.li	(75.809)	(3.273)		3.736	(75.346)
F.do amm.to altri beni	(163.838)	(5.023)	5.268		(163.593)
Totale	(1.996.854)	(93.394)	19.746	-	(2.070.502)

migliaia di euro

Terreni e fabbricati

Tale voce include principalmente i fabbricati industriali connessi agli impianti del gruppo e i relativi terreni.

Impianti e macchinari

Sono inclusi in questa voce i costi relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, agli impianti di produzione calore, alle reti di distribuzione dell'energia elettrica, alle reti di distribuzione gas, alle reti di distribuzione calore e agli impianti riferibili ai servizi ambientali non in regime di concessione secondo quanto previsto dall'IFRIC 12. Tra i beni relativi agli impianti di produzione di energia elettrica sono comprese le opere gratuitamente devolvibili.

Gli incrementi del periodo, pari a 18.310 migliaia di euro, si riferiscono principalmente a:

- sviluppo della rete di teleriscaldamento e nuovi allacciamenti alla rete, comprensiva delle sottostazioni di scambio termico, dei misuratori e delle apparecchiature di telelettura, per 3.359 migliaia di euro;
- posa di contatori elettronici per clienti finali biorari e nuovi allacci alla rete di distribuzione di energia elettrica per 8.985 migliaia di euro;
- investimenti sulle centrali di cogenerazione e idroelettriche per 1.920 migliaia di euro;
- posa di contatori elettronici per clienti finali relativi alla rete gas per 1.608 migliaia di euro.

Attrezzature industriali e commerciali

Sono inclusi in questa voce i costi relativi all'acquisto di beni complementari o ausiliari agli impianti e macchinari, di cassoni, cassonetti, attrezzature di laboratorio e attrezzatura varia.

Altri beni

Sono inclusi in questa voce i costi relativi all'acquisto di mobili e macchine d'ufficio, di automezzi e di autovetture.

Immobilizzazioni in corso e acconti

La voce immobilizzazioni in corso comprende il complesso degli oneri sostenuti per gli investimenti in fase di realizzazione e non ancora in funzione.

Ammortamenti

Gli ammortamenti ordinari del primo semestre 2015, pari a complessivi 93.394 migliaia di euro sono stati calcolati sulla base delle aliquote indicate nel bilancio annuale 2014 e ritenute rappresentative della residua possibilità di utilizzo delle immobilizzazioni.

Si segnala che con la Legge 7 Agosto 2012, N. 134, il Parlamento ha modificato le normative vigenti in merito alle concessioni di grandi derivazioni d'acqua per uso idroelettrico ("concessioni idroelettriche").

Tra l'altro, la normativa stabilisce che al concessionario uscente spetta un corrispettivo così determinato:

- per le "opere bagnate" (opere di raccolta, di regolazione, di condotte forzate, e canali di scarico compresi nel ramo d'azienda del concessionario uscente, le cosiddette "opere devolvibili"), sulla base del costo storico rivalutato, calcolato al netto dei contributi pubblici in conto capitale, anch'essi

rivalutati, ricevuti dal concessionario per la realizzazione di tali opere, diminuito nella misura dell'ordinario degrado;

- per le "opere asciutte" (beni materiali compresi nel ramo d'azienda del concessionario uscente e non ricadenti nella categoria delle "opere bagnate", le cosiddette opere non devolvibili), sulla base del valore di ricostruzione a nuovo diminuito nella misura dell'ordinario degrado.

In seguito a tale normativa, a partire dall'esercizio 2012, per i beni devolvibili relativi alle concessioni idroelettriche scadute il cui valore contabile residuo è inferiore al presumibile valore spettante al concessionario uscente (determinato in base alle disposizioni di cui sopra) è stato sospeso il relativo ammortamento.

Si segnala, infine, che non vi sono attività materiali concesse a garanzia di passività.

NOTA 2_INVESTIMENTI IMMOBILIARI

La tabella che segue evidenzia la composizione della voce in questione:

	migliaia di euro					
	Costo al 30/06/2015	F.do amm.to al 30/06/2015	Valore netto al 30/06/2015	Costo al 31/12/2014	F.do amm.to al 31/12/2014	Valore netto al 31/12/2014
Terreni	2.861	-	2.861	2.861	-	2.861
Fabbricati	12.618	(1.228)	11.390	12.618	(1.052)	11.566
Totale	15.479	(1.228)	14.251	15.479	(1.052)	14.427

La voce è costituita principalmente da immobili acquisiti dalla società Sportingenova a fronte dell'estinzione di parte del credito vantato nei confronti della stessa.

Il fair value degli investimenti immobiliari non è inferiore al valore contabile.

NOTA 3_ATTIVITA' IMMATERIALI A VITA DEFINITA

La composizione della voce attività immateriali, distinta tra costo storico, fondo ammortamento, viene riportata nella tabella seguente:

	migliaia di euro					
	Costo al 30/06/2015	F.do amm.to al 30/06/2015	Valore netto al 30/06/2015	Costo al 31/12/2014	F.do amm.to al 31/12/2014	Valore netto al 31/12/2014
Costi di sviluppo	751	(743)	8	526	(526)	-
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	103.141	(88.037)	15.104	64.399	(51.476)	12.923
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.700.765	(633.000)	1.067.765	1.659.768	(590.813)	1.068.955
Altre immobilizzazioni immateriali	65.803	(43.256)	22.547	135.332	(94.563)	40.769
Immobilizzazioni in corso e acconti	142.497	-	142.497	112.023	-	112.023
Totale	2.012.957	(765.036)	1.247.921	1.972.048	(737.378)	1.234.670

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

	Saldo iniziale	Incrementi	Decrementi	Riclassifiche	Svalutazione del periodo	Saldo Finale
Costi di sviluppo	526			225		751
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	64.399	1.869	(10.027)	46.900		103.141
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.659.768	19.588	(182)	21.690	(99)	1.700.765
Altre immobilizzazioni immateriali	135.332	8.765	(11.748)	(66.546)		65.803
Immobilizzazioni in corso e acconti	112.023	32.864		(2.269)	(121)	142.497
Totale	1.972.048	63.086	(21.957)	-	(220)	2.012.957

migliaia di euro

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

	Saldo iniziale	Amm.to del periodo	Decrementi	Riclassifiche	Saldo Finale
F.amm.to costi di sviluppo	(526)	(1)		(216)	(743)
F.amm.to dir. brevetto ind.le e utilizzo opere dell'ingegno	(51.476)	(3.865)	9.527	(42.223)	(88.037)
F.amm.to concessioni, licenze, marchi e diritti simili	(590.813)	(29.651)	182	(12.718)	(633.000)
F. amm.to altre immobilizzazioni immateriali	(94.563)	(3.850)		55.157	(43.256)
Totale	(737.378)	(37.367)	9.709	-	(765.036)

migliaia di euro

I decrementi nelle "Altre immobilizzazioni immateriali" si riferiscono principalmente all'annullamento degli *emission trading* in portafoglio per l'adempimento dell'obbligo annuale dell'esercizio 2014.

Oltre all'entrata in esercizio di investimenti in corso pregressi, la movimentazione della voce "Riclassifiche" si riferisce principalmente alla ricollocazione dalla voce "Altre immobilizzazioni immateriali" alle voci "Diritti di brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno" e "Concessioni, licenze, marchi e diritti simili" delle immobilizzazioni relative ai costi sostenuti per la produzione interna di software tutelati e per l'acquisto o l'adattamento degli applicativi concessi in licenza d'uso.

Tale ricollocazione si iscrive in un quadro di miglioramento in ottica riespositiva di tali poste di bilancio, precedentemente ricomprese nella categoria residuale "Altre".

La composizione delle voci costituenti le immobilizzazioni immateriali è di seguito esposta.

Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno

La voce si riferisce principalmente al complesso dei costi sostenuti per l'acquisto e la produzione interna di software aziendali e gestionali e per l'acquisizione di diritti per l'utilizzo in esclusiva di studi tecnici relativi all'andamento statistico delle perdite di rete, ammortizzati in cinque anni.

Concessioni, licenze, marchi e diritti simili

La voce è costituita principalmente:

- dalle attività rilevate a fronte dell'applicazione dell'IFRIC 12 relative al settore di attività di distribuzione del gas naturale, del Servizio Idrico Integrato e, marginalmente, del teleriscaldamento;
- dal diritto d'uso delle reti acquedottistiche in forza delle concessioni assentite dal Comune di Genova e da altri Comuni limitrofi;
- dalle concessioni per l'utilizzo della rete telematica di operatori terzi;
- dai costi sostenuti per la produzione interna di software realizzato al fine di adattare gli applicativi concessi in licenza d'uso.

Altre immobilizzazioni immateriali

La voce è costituita principalmente:

- dagli oneri di acquisizione del servizio di manutenzione ordinaria degli impianti elettrici e degli impianti speciali del Comune di Torino, capitalizzati ed ammortizzati in quindici anni in base alla durata della convenzione;
- le quote di emissione (emission trading) detenute a fronte del proprio fabbisogno;
- costi per lo sviluppo commerciale della clientela.

Immobilizzazioni in corso ed acconti

La voce è costituita prevalentemente dagli investimenti in corso dei servizi in concessione disciplinati dall'IFRIC 12, oltre che da licenze d'uso software, dai relativi costi sostenuti per le implementazioni.

NOTA 4_AVVIAMENTO

La voce, pari a 124.407 migliaia di euro (invariata rispetto al 31 dicembre 2014), riguarda principalmente l'avviamento:

- sull'acquisizione di controllo di Acqua Italia S.p.A. (ora Mediterranea delle Acque S.p.A.), in cui la differenza positiva tra il costo di acquisto e il fair value delle attività e delle passività acquisite e identificabili è stata iscritta come avviamento per 23.202 migliaia di euro (allocato sulla CGU idrico);
- sull'acquisizione da ENEL del ramo d'azienda relativo alla distribuzione e vendita di energia elettrica a clienti vincolati nel Comune di Torino, in cui la differenza positiva tra il costo di acquisto e il fair value delle attività e delle passività acquisite e identificabili è stata iscritta come avviamento per 64.608 migliaia di euro (allocato sulla CGU infrastrutture energetiche, in particolare reti elettriche);
- sul ramo d'azienda acquisito da ENEL alla fine del 2000 e riferito alle utenze elettriche della città di Parma per un importo di 10.444 migliaia di euro (allocato per 3.023 migliaia sulla CGU infrastrutture energetiche, in particolare reti elettriche, e per 7.421 migliaia di euro alla CGU mercato);
- sulle quote azionarie di Enia Energia (ora fusa in Iren Mercato) acquisite da Sat Finanziaria S.p.A. e da Edison per un importo di 16.761 migliaia di euro (allocato sulla CGU mercato).

L'avviamento viene considerato un'attività immateriale a vita utile indefinita e pertanto non risulta ammortizzato, ma sottoposto almeno annualmente ad impairment test al fine di verificare la recuperabilità del valore iscritto a bilancio.

Come anticipato al paragrafo I "Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato" della presente relazione, nel corso del primo semestre 2015, conformemente allo IAS 36, il Gruppo ha verificato l'inesistenza di *impairment trigger* specifici con particolare riferimento agli avviamenti.

NOTA 5 _PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono partecipazioni in imprese in cui il Gruppo ha il controllo congiunto o esercita un'influenza notevole.

L'elenco delle società valutate con il metodo del patrimonio netto appartenenti al Gruppo al 30 giugno 2015 è riportato in allegato.

Le variazioni intervenute nel periodo sono presentate nelle tabelle esposte nel seguito.

Partecipazioni in società a controllo congiunto (joint venture)

	31/12/2014	Incrementi/ Decrementi	Rivalutazio- ni/svaluta- zioni per equity	Altri movimenti	migliaia di euro 30/06/2015
Iren Rinnovabili	16.561	-	(145)	-	16.416
OLT Offshore LNG	29.622	-	(3.060)	-	26.562
Società Acque Potabili	27.337	385	-	(27.722)	-
Acque Potabili (già Sviluppo Idrico)	12.008	-	-	27.722	39.730
TOTALE	85.528	385	(3.205)	-	82.708

Gli altri movimenti si riferiscono alla fusione per incorporazione di Società Acque Potabili S.p.A. in Sviluppo Idrico S.p.A., avvenuta in data 20 gennaio 2015, con effetti contabili e fiscali a decorrere retroattivamente dal 1° gennaio 2015.

Con lo stesso atto datato 20 gennaio 2015 Sviluppo Idrico S.p.A. ha assunto la denominazione sociale di Acque Potabili S.p.A. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto riportato nel paragrafo "Fatti di rilievo del Periodo" della Relazione sulla Gestione.

Partecipazioni in società collegate

	migliaia di euro						
	31/12/2014	Incrementi/ Decrementi	Rivalutazio- ni/svaluta- zioni per equity	Distribuzio- ne dividendi	Valutazioni con effetto diretto a PN	Altri movimenti	30/06/2015
A2A Alfa	463	-	(7)	-	-	-	456
Acos	8.095	-	618	(110)	(6)	7	8.604
Acos Energia	885	-	78	-	-	-	963
Acquaenna	-	-	-	-	-	-	-
Aguas de San Pedro	6.320	-	-	-	-	-	6.320
Aiga	285	-	-	-	-	-	285
Amat	3.071	-	-	-	-	-	3.071
Amter	657	-	-	-	-	-	657
Asa	24.090	-	5.020	-	469	2	29.581
Astea	20.575	-	616	(199)	(29)	(138)	20.825
Asti Energia e Calore	-	10	-	-	-	-	10
Atena	6.493	-	807	(684)	(102)	(18)	6.496
Domus Acqua	73	-	-	-	-	-	73
Fingas	5.314	-	659	-	-	-	5.973
Global Service Parma	6	-	-	-	-	-	6
Il tempio	152	-	26	(47)	-	-	131
Iniziative Ambientali	495	-	(6)	-	-	-	489
Mestni Plinovodi	4.860	-	-	-	-	-	4.860
Mondo Acqua	142	-	-	-	-	-	142
Nord Ovest Servizi	3.405	970	-	-	-	-	4.375
Rio Riazzone	222	-	-	-	-	-	222
Salerno Energia Vendite	1.939	-	147	(490)	-	-	1.596
Sea Power & Fuel	4	-	(4)	-	-	-	-
So.Sel.	777	-	67	-	-	-	844
Tirana Acque	-	-	-	-	-	-	-
TRM V	60.753	-	(62)	-	4.208	511	65.410
Valle Dora Energia	498	-	39	-	-	-	537
TOTALE	149.574	980	7.998	(1.530)	4.540	364	161.926

Le valutazioni con effetto diretto a patrimonio netto, positive per 4.540 migliaia di euro, si riferiscono principalmente al pro quota della variazione del fair value, per la parte efficace, del derivato stipulato da TRM S.p.A., controllata da TRM V, per la copertura sull'oscillazione dei tassi di interesse sul finanziamento in essere.

NOTA 6 _ALTRE PARTECIPAZIONI

Tale voce si riferisce a partecipazioni in società sulle quali il Gruppo non esercita né controllo, né controllo congiunto, né influenza notevole. Tali partecipazioni sono state mantenute al costo sostenuto rettificato da eventuali perdite durevoli di valore in quanto non è stato possibile determinare in modo attendibile il loro fair value.

L'elenco delle partecipazioni in altre imprese appartenenti al Gruppo al 30 giugno 2015 è riportato in allegato. Non sono intervenute variazioni nel periodo.

	30/06/2015	31/12/2014
Acque Potabili Siciliane	-	-
Astea Energia	7	7
Atena Patrimonio	10.645	10.645
Autostrade Centro Padane	1.248	1.248
BT Enia	2.110	2.110
C.R.P.A.	52	52
CIDIU	2.306	2.306
Consorzio Compost CIC	2	2
Consorzio Leap	10	10
Consorzio Topix	5	5
Cosme	2	2
CSP Innovazione nelle ICT	28	28
Energia Italiana	-	-
Environment Park	1.243	1.243
Fondo Core Multiutilities	100	100
RE Innovazione	8	8
Rupe	10	10
SDB Società di biotecnologie	10	10
Stadio di Albaro	27	27
T.I.C.A.S.S.	4	4
TOTALE	17.817	17.817

NOTA 7 _CREDITI COMMERCIALI NON CORRENTI

La voce ammonta a 58.704 migliaia di euro (51.232 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e si riferisce ai crediti del servizio idrico integrato per minori volumi erogati rispetto al vincolo di ricavi spettante al gestore; il vigente metodo tariffario ne prevede generalmente (fatto salvo eventuale raggiungimento del limite di crescita tariffario) il recupero in tariffa dopo due esercizi.

NOTA 8 _ATTIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI

La voce pari a 64.350 migliaia di euro (66.439 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) è composta da titoli diversi dalle partecipazioni, da crediti finanziari e da *fair value* degli strumenti derivati.

Titoli diversi dalle partecipazioni

Nella voce in analisi sono inseriti titoli valutati, in base alle previsioni dello IAS 39 – *Strumenti finanziari: rilevazioni e valutazione*, come detenuti per la vendita o come investimenti posseduti fino alla scadenza.

In particolare ammontano a 36 migliaia di euro (40 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e si riferiscono a titoli a cauzione presso Enti classificati come investimenti posseduti fino alla scadenza e valutati al costo ammortizzato.

Crediti finanziari non correnti e fair value strumenti derivati

	migliaia di euro	
	30/06/2015	31/12/2014
Crediti finanziari vs joint venture	30.839	30.839
Crediti finanziari vs Collegate	705	2.164
Crediti finanziari vs soci parti correlate	31.071	32.141
Crediti finanziari vs altri	1.381	1.255
Fair value contratti derivati quota non corrente	318	-
Totale	64.314	66.399

I Crediti finanziari non correnti vs joint venture riguardano crediti verso Iren Rinnovabili (5.000 migliaia di euro) e verso le sue controllate Enia Solaris (18.000 migliaia di euro), Greensource (4.612 migliaia di euro), Millenaria (1.747 migliaia di euro) e Varsi (1.480 migliaia di euro).

I crediti finanziari verso collegate si riferiscono a crediti verso le società Acquaenna e Aiga i cui singoli importi non sono significativi.

I crediti verso soci parti correlate riguardano crediti verso il Comune di Torino per 30.258 migliaia di euro e crediti verso il Comune di Genova per 813 migliaia di euro.

I crediti verso il Comune di Torino, sui quali maturano interessi a favore del Gruppo, sono relativi alla classificazione della quota a medio lungo termine dei crediti sul conto corrente che regola i rapporti commerciali e finanziari tra la controllata Iren Servizi e Innovazione S.p.A. ed il Comune di Torino.

Tali crediti fanno parte di una posizione complessiva di 187.980 migliaia di euro, ripartita fra diverse voci di bilancio in relazione alla classificazione secondo natura e scadenza: Crediti commerciali (Nota 12) ed Attività finanziarie correnti - crediti finanziari verso controllanti (Nota 15) come evidenziato dalla tabella esposta nel seguito.

	migliaia di euro	
	30/06/2015	31/12/2014
Crediti commerciali per servizi per fatture emesse	54.363	135.186
Crediti commerciali per servizi per fatture da emettere	4.933	8.095
Crediti commerciali per forniture di energia elettrica e altro	10.803	14.755
Fondo svalutazione crediti	(5.388)	(5.388)
Totale crediti commerciali	64.711	152.648
Crediti finanziari in conto corrente quota non corrente	30.258	31.644
Totale crediti finanziari non correnti	30.258	31.644
Crediti finanziari in conto corrente quota corrente	88.600	16.100
Crediti finanziari per interessi	4.411	3.208
Totale crediti finanziari correnti	93.011	19.308
Totale	187.980	203.600

Si segnala che al 31 dicembre 2014 i crediti commerciali includevano nel saldo anche quelli vantati dalla società AMIAT verso il Comune di Torino per i servizi ambientali e di gestione della viabilità invernale, per 126.947 migliaia di euro. A partire dal 1° gennaio 2015 parte di tale credito commerciale (80.621 migliaia di euro al 30 giugno 2015) è rilevato nei crediti finanziari correnti, a seguito della stipula di uno specifico accordo di conto corrente e classificato a breve termine.

Da una prudentiale valutazione effettuata da parte degli Amministratori, in base agli accordi stipulati con la Città di Torino, si ritiene che i crediti finanziari verso il Comune di Torino risultino esigibili entro i 12 mesi per un importo pari a circa 88,6 milioni di euro.
L'esposizione complessiva del Gruppo Iren nei confronti del Comune di Torino è diminuita rispetto al 31 dicembre 2014 di 15.620 migliaia di euro.

NOTA 9_ALTRE ATTIVITA' NON CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2015	31/12/2014
Depositi cauzionali	13.110	13.136
Crediti di natura tributaria oltre 12 mesi	16.565	13.928
Altre attività non correnti	3.263	4.190
Ratei e risconti attivi non correnti	13.470	15.752
Totale	46.408	47.006

I crediti per depositi cauzionali si riferiscono principalmente a somme versate alla partecipata Sinergie Italiane.

I crediti di natura tributaria oltre i 12 mesi comprendono principalmente i crediti maturati a seguito dell'istanza di deduzione IRAP da IRES art. 2 comma 1 quater DL 6 dicembre 2011 n. 201 e i crediti per l'acconto IRPEF sul TFR versato in ottemperanza alla legge 140/1997. Ai sensi di legge tale credito viene recuperato a decorrere dal 1° gennaio 2000 ed è soggetto a rivalutazione annua calcolata con gli stessi criteri adottati per la rivalutazione del TFR.

I risconti attivi riguardano principalmente i costi prepagati, per la quota a lungo termine, relativi ai Contratti servizio Energia in capo alla controllata Iren Gestioni Energetiche S.p.A..

NOTA 10_ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE

Ammontano a 279.065 migliaia di euro (277.678 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e si riferiscono alla fiscalità anticipata derivante da componenti di reddito fiscalmente deducibili nei futuri esercizi. Esse includono, inoltre, l'effetto fiscale anticipato sulle rettifiche effettuate in sede di conversione ai principi contabili internazionali.

ATTIVITÀ CORRENTI

NOTA 11_RIMANENZE

Le rimanenze, valorizzate costo medio ponderato, sono costituite principalmente da gas metano, da materiali di consumo destinati alla manutenzione e costruzione del patrimonio impiantistico del Gruppo.

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

	migliaia di euro	
	30/06/2015	31/12/2014
Materie prime	126.120	120.013
Fondo svalutazione magazzino	(39.821)	(39.680)
Valore netto	86.299	80.333
Lavori in corso su ordinazione	1.051	1.326
Totale	87.350	81.659

L'aumento delle materie prime di periodo consegue essenzialmente alla valorizzazione dello stock di titoli ambientali in portafoglio detenuti per finalità di trading.

Il fondo svalutazione magazzino è stato costituito e si movimenta per tenere conto dell'obsolescenza tecnica e della scarsa movimentazione di alcune giacenze di materiali.

Al 30 giugno 2015 non esistono rimanenze di magazzino impegnate a garanzia di passività.

NOTA 12_CREDITI COMMERCIALI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2015	31/12/2014
Crediti verso clienti	853.454	878.030
Fondo svalutazione crediti	(153.776)	(142.578)
Crediti verso clienti netti	699.678	735.452
Crediti commerciali verso joint ventures	18.566	17.676
Crediti commerciali verso collegate	27.451	27.370
Crediti commerciali verso altre imprese del gruppo	10.370	19.578
Crediti commerciali verso soci parti correlate	104.157	186.804
Fondo svalutazione crediti verso soci parti correlate	(8.916)	(8.916)
Totale	851.306	977.964

La riduzione dei crediti consegue essenzialmente al decremento dei crediti commerciali vs soci parti correlate per 82.646 migliaia, per le ragioni esposte alla nota 8 e alla riduzione dei crediti netti verso clienti.

Si segnala che al 30 giugno 2015 sono state effettuate operazioni di factoring con *derecognition* del credito per 60.295 migliaia di euro.

I crediti commerciali, al lordo del fondo svalutazione crediti, sono dettagliati per scadenza come segue:

	migliaia di euro	
	30/06/2015	31/12/2014
Non scaduti	532.840	582.857
Scaduti da 0 a 3 mesi	130.698	158.753
Scaduti da 3 a 12 mesi	97.169	144.633
Scaduti oltre 12 mesi	253.290	243.215
Totale	1.013.998	1.129.458

Crediti verso clienti

Sono relativi principalmente a crediti per fornitura di energia elettrica, gas, acqua, calore, di servizi ambientali e servizi diversi. Il saldo tiene conto del fondo svalutazione crediti, presentato nel seguito, pari a 153.776 migliaia di euro (142.578 migliaia di euro al 31 dicembre 2014).

Crediti verso Joint venture

Si tratta di crediti che il Gruppo vanta verso le proprie joint ventures, consolidate con il metodo del patrimonio netto. Si riferiscono a normali operazioni commerciali, intrattenute a condizioni di mercato. Il saldo si riferisce per 17.484 migliaia di euro a crediti verso Acque Potabili S.p.A. Per maggiori dettagli si rimanda alla tabella dei rapporti con parti correlate riportata in allegato.

Crediti verso imprese collegate

Si riferiscono a normali operazioni commerciali, intrattenute a condizioni di mercato, per gli importi più rilevanti verso le collegate TRM ed ASA. Per maggiori dettagli si rimanda alla tabella dei rapporti con parti correlate riportata in allegato.

Crediti verso altre imprese del gruppo

Riguardano crediti verso alcune partecipate non rientranti nell'area di consolidamento e si riferiscono a normali operazioni commerciali, intrattenute a condizioni di mercato.

Crediti verso soci parti correlate

I crediti verso soci parti correlate si riferiscono a rapporti di natura commerciale condotti a normali condizioni di mercato con gli enti territoriali proprietari (Comuni di Genova, Parma, Piacenza, Reggio Emilia e Torino) e, in via marginale, verso la società FSU. Il saldo tiene conto del fondo svalutazione crediti pari a 8.916 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2014). Per maggiori dettagli si rimanda alla tabella dei rapporti con parti correlate riportata in allegato.

Il fondo svalutazione presenta la dinamica riportata nella tabella che segue:

	31/12/2014	Decrementi	Accantonamenti del periodo	30/06/2015
Fondo svalutazione crediti	142.578	(11.392)	22.590	153.776
Fondo svalutazione crediti vs soci parti correlate	8.916			8.916
Totale	151.494	(11.392)	22.590	162.692

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

NOTA 13_CREDITI PER IMPOSTE CORRENTI

Ammontano a 10.128 migliaia di euro (19.334 al 31 dicembre 2014) e comprendono i crediti per gli anticipi IRES e IRAP versati all'erario.

NOTA 14_CREDITI VARI E ALTRE ATTIVITA' CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2015	31/12/2014
Crediti per imposta governativa erariale/UTIF	8.560	65.388
Credito verso Erario per IVA	2.629	4.027
Altri crediti di natura tributaria	3.399	3.956
Crediti tributari entro 12 mesi	14.588	73.371
Crediti verso CCSE	89.473	56.540
Crediti per certificati verdi	8.261	43.939
Crediti per anticipi a fornitori	2.270	4.285
Altre attività correnti	25.749	32.464
Altre attività correnti	125.753	137.228
Ratei e risconti	29.480	22.835
Totale	169.821	233.434

Si segnala che al 30 giugno 2015 sono state effettuate operazioni di factoring con *derecognition* del credito per certificati verdi, per titoli di efficienza energetica e per *Emission Trading* per complessivi 77.860 migliaia di euro.

Il decremento dei crediti per imposta governativa erariale è dovuto alle dinamiche dei versamenti in acconto e in saldo che sono influenzate dai volumi di fatturazione dell'esercizio di competenza e dell'esercizio precedente.

L'incremento dei crediti verso la CCSE è dovuto essenzialmente alla rilevazione delle stime di perequazione energia elettrica e gas del periodo, oltre al vincolo dei ricavi totali in ambito distribuzione gas. In relazione a tali crediti si segnala che una quota degli importi esposti potrebbe non essere esigibile entro i 12 mesi successivi.

NOTA 15_ATTIVITA' FINANZIARIE CORRENTI

La voce pari a 546.148 migliaia di euro (471.301 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) è composta da titoli diversi dalle partecipazioni e da crediti finanziari.

Titoli diversi dalle partecipazioni

Nella voce in analisi sono inseriti titoli valutati, in base alle previsioni dello IAS 39 – *Strumenti finanziari: rilevazioni e valutazione*, come detenuti per la vendita o come investimenti posseduti fino alla scadenza.

In particolare ammontano a 388 migliaia di euro (invariati rispetto al 31 dicembre 2014) e si riferiscono a titoli di stato classificati come disponibili per la vendita.

Crediti finanziari

La scadenza di tutti i crediti finanziari iscritti in questa voce non supera i 12 mesi. Il valore contabile di tali crediti approssima il loro fair value in quanto l'impatto dell'attualizzazione risulta trascurabile.

Il dettaglio dei crediti finanziari è di seguito riportato:

	migliaia di euro	
	30/06/2015	31/12/2014
Crediti finanziari verso joint venture	443.638	437.762
Crediti finanziari verso collegate	4.916	4.423
Crediti finanziari verso Comuni soci parti correlate	93.012	19.308
Crediti finanziari verso altri	4.194	9.420
Totale	545.760	470.913

Crediti finanziari verso joint venture

Riguardano principalmente i crediti verso la joint venture OLT Offshore relativi al finanziamento concesso dalla società Iren Mercato per 439.000 migliaia di euro (433.000 migliaia di euro al 31 dicembre 2014), i crediti verso la joint venture Acque Potabili S.p.A. (già Sviluppo Idrico S.p.A.) per 2.461 migliaia di euro (2.418 migliaia al 31 dicembre 2014) e i crediti verso il Gruppo Iren Rinnovabili per 2.177 (2.344 al 31 dicembre 2014).

Crediti finanziari verso collegate

Riguardano per 4.082 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2014) crediti verso la società collegata ASA relativi al finanziamento concesso dalla società Iren Mercato. La parte restante si riferisce a crediti verso società collegate per singoli importi non rilevanti. Per maggiori dettagli si rimanda al prospetto dei rapporti con parti correlate riportato in allegato.

Crediti finanziari verso soci parti correlate

Riguardano crediti sui quali maturano interessi a favore del Gruppo e ammontano a 93.012 migliaia di euro (19.308 migliaia di euro al 31 dicembre 2014). Sono relativi al saldo a breve termine del conto corrente (e dei relativi interessi) che regola i rapporti commerciali e finanziari tra le controllate Iren Servizi e Innovazione S.p.A. e AMIAT S.p.A. ed il Comune di Torino come già anticipato alla precedente nota 8 a cui si rimanda per completezza di informazione.

L'importo è stato prudentemente determinato dagli Amministratori in base agli accordi stipulati con la Città di Torino. La restante parte dei crediti finanziari verso il Comune è stata pertanto classificata nei "Crediti finanziari non correnti - crediti verso soci parti correlate" (30.258 migliaia di euro).

Crediti finanziari verso altri

Comprendono crediti per dividendi da incassare di società collegate, ratei e risconti attivi aventi natura finanziaria e crediti finanziari diversi. Al 31 dicembre 2014 includevano inoltre il versamento effettuato alla società UCH Holding srl (6.000 migliaia di euro), oggetto di restituzione nel primo trimestre 2015.

NOTA 16_CASSA E ALTRE DISPONIBILITA' LIQUIDE EQUIVALENTI

La voce cassa e altre disponibilità liquide equivalenti risulta essere così costituita:

	migliaia di euro	
	30/06/2015	31/12/2014
Depositi bancari e postali	29.009	50.387
Denaro e valori in cassa	448	1207
Altre disponibilità liquide	-	7
Totale	29.457	51.601

Le altre disponibilità liquide equivalenti rappresentavano impieghi finanziari a breve termine e ad alta liquidità prontamente convertibili in valori di cassa noti e soggetti ad un irrilevante rischio di variazione.

NOTA 17_ATTIVITÀ DESTINATE AD ESSERE CEDUTE

Le attività destinate ad essere cedute sono valutate al minore tra il loro valore netto contabile e il *fair value* al netto dei costi di vendita e ammontano a 5.443 migliaia di euro (10.762 migliaia di euro al 31 dicembre 2014).

Per 4.940 migliaia di euro (9.440 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) si riferiscono alla partecipazione in Plurigas in liquidazione. La partecipazione è stata classificata tra le attività destinate ad essere cedute in quanto nel corso del 2014 si è conclusa l'operatività della società. In assenza di un attendibile e comparabile riferimento di mercato, e quindi assumendo un *fair value* pari alla quota di patrimonio netto detenuta dal Gruppo (30%), si è provveduto a rettificare in diminuzione il valore d'iscrizione della partecipazione per il valore dei dividendi distribuiti ad Iren nel corso del primo semestre 2015 (4.500 migliaia di euro).

Per 322 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2014) si riferiscono alla partecipazione in SMAG. La partecipazione è stata riclassificata tra le attività destinate ad essere ceduta in quanto nel corso del 2015 presumibilmente si perfezionerà la cessione delle quote detenute nella società.

Per 158 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2014) si riferiscono alla società collegata Piana Ambiente.

Per 23 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2014) si riferiscono alla partecipazione in Valfontanabuona Sport s.r.l., per la quale si prevede l'uscita da parte del Gruppo Iren dall'azionariato della società entro la fine del 2015.

Inoltre, tra le attività destinate ad essere cedute è presente la partecipazione in Fata Morgana che al 30 giugno 2015 risulta essere completamente svalutata.

Al 31 dicembre 2014 erano inoltre presenti 819 migliaia di euro riferiti alla partecipazione in VEA Energia Ambiente Srl che è stata ceduta nel corso del primo semestre del 2015.

PASSIVO

NOTA 18_PATRIMONIO NETTO

Il patrimonio netto risulta essere così composto:

	migliaia di euro	
	30/06/2015	31/12/2014
Capitale sociale	1.276.226	1.276.226
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo	430.145	401.198
Risultato netto del periodo	102.559	85.795
Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo	1.808.930	1.763.219
Capitale e riserve di pertinenza di Terzi	215.644	213.736
Utile (perdita) di pertinenza di Terzi	12.313	16.594
Totale patrimonio netto consolidato	2.036.887	1.993.549

Capitale sociale

Il capitale sociale ammonta a 1.276.225.677 euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2014), interamente versati e si compone di 1.181.725.677 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna e di 94.500.000 azioni di risparmio senza diritto di voto del valore nominale di 1 euro ciascuna.

Le 94.500.000 azioni di Risparmio Iren, in possesso della Finanziaria Città di Torino, non sono quotate, sono prive di diritto di voto e, salvo il diverso ordine di priorità nella ripartizione dell'attivo netto residuo in caso di scioglimento della società, hanno la stessa disciplina delle azioni ordinarie.

Infine, in caso di cessione le azioni di risparmio saranno convertite automaticamente, alla pari, in azioni ordinarie.

Riserve e Utile (perdite) portate a nuovo

Il dettaglio della voce è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2015	31/12/2014
Riserva sovrapprezzo azioni	105.102	105.102
Riserva legale	39.360	36.855
Riserva copertura flussi finanziari	(30.157)	(39.695)
Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	315.840	298.936
Totale	430.145	401.198

Riserva coperture di flussi finanziari

Con l'adozione dello IAS 39 la variazione del fair value dei contratti derivati designati come strumenti di copertura efficaci viene contabilizzata in bilancio con contropartita direttamente a patrimonio netto nella riserva di copertura di flussi finanziari. Tali contratti sono stati stipulati per coprire l'esposizione al rischio di oscillazione dei tassi di interesse dei mutui a tasso variabile e al rischio della variazione dei prezzi nei contratti di acquisto di energia elettrica e gas.

Altre riserve e Utile (perdite) accumulate

Sono composte principalmente dall'avanzo generato dalla fusione per incorporazione di AMGA in AEM Torino e successivamente di Eni in Iride, da utili e perdite portati a nuovo e dalla riserva che accoglie gli utili e le perdite attuariali derivanti dalla valutazione dei benefici ai dipendenti successivi al rapporto di lavoro.

Nel corso del primo semestre 2015 si sono incrementate principalmente per gli utili portati a nuovo dell'esercizio 2014 e per la quota efficace delle variazioni di *fair value* degli strumenti derivati di copertura. Per maggiori dettagli si rimanda al prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto.

PASSIVITA' NON CORRENTI

NOTA 19_PASSIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI

Ammontano complessivamente a 2.365.276 migliaia di euro (2.210.821 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e sono composte da:

Obbligazioni

Ammontano a 811.458 migliaia di euro (815.095 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e sono posizioni relative alla Capogruppo per:

- 156.245 migliaia di euro (156.621 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) riferiti a due prestiti obbligazionari non convertibili (puttable bonds), emessi nel 2008, con scadenza 2021. Il prestito obbligazionario, della durata complessiva di 13 anni, prevede che, dopo il terzo anno e successivamente ogni due anni, in caso di mancato esercizio da parte delle banche dell'opzione di rimborso alla pari, venga avviato un meccanismo di asta competitiva, per la determinazione di un credit spread per i successivi 2 anni, da applicare ad un tasso fisso già definito. La procedura per la seconda asta è stata completata a settembre 2013, con la definizione del credit spread per i successivi 2 anni. Sulla base della dinamica dei tassi, si ritiene nulla la probabilità di esercizio dell'opzione di rimborso alla pari alla teorica scadenza di settembre 2015. L'importo si riferisce al valore a costo ammortizzato, in ossequio ai principi IAS/IFRS;
- 655.213 migliaia di euro (658.474 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) riferiti ad emissioni di Private Placement e Public Bond. Private Placement: a) per complessivi 260 milioni, durata 7 anni, cedola 4,37% annuo, con emissione principale ad ottobre 2013 (intermediata da Mediobanca per 125 milioni) e due successive riaperture a novembre 2013 (intermediata da BNP per 85 milioni) e marzo 2014 (intermediata da BNP per 50 milioni); b) per 100 milioni, durata 5 anni, cedola 3% annuo, con emissione a febbraio 2014 (intermediata da Morgan Stanley). Public Bond: collocamento a luglio 2014 sul mercato Eurobond di un'emissione obbligazionaria inaugurale in formato Public Placement per 300 milioni di euro, cedola 3% annuo e durata 7 anni (Joint Bookrunner Banca IMI, BNP Paribas, Mediobanca, Morgan Stanley, Unicredit). I prestiti obbligazionari sono stati sottoscritti da investitori istituzionali italiani ed esteri e sono quotati alla Borsa Irlandese. L'importo contabile si riferisce al valore a costo ammortizzato, in ossequio ai principi IAS.

Debiti finanziari non correnti verso istituti di credito

I finanziamenti a medio lungo termine riguardano esclusivamente la quota a lungo dei mutui concessi dagli istituti finanziari ed ammontano a 1.518.640 migliaia di euro (1.352.935 migliaia di euro al 31 dicembre 2014).

I finanziamenti a medio lungo termine possono essere analizzati per regime di tasso (con le rispettive indicazioni di tasso minimo e tasso massimo applicati) e per scadenza, come illustrato nella tabella che segue:

	migliaia di euro		
	a tasso fisso	a tasso variabile	TOTALE
tasso min/max	3,997% - 5,449%	0,14% - 2,85%	
periodo di scadenza	2016-2027	2016-2028	
2016	123.166	59.563	182.730
2017	60.988	46.608	107.596
2018	60.500	554.733	615.233
2019	59.954	70.453	130.407
successivi	399.509	83.164	482.674
Totale debiti 30/6/2015	704.118	814.521	1.518.640
Totale debiti 31/12/2014	749.077	603.858	1.352.935

I finanziamenti sono tutti denominati in euro.

Le movimentazioni dei finanziamenti a medio lungo termine avvenute nel corso dell'esercizio sono qui di seguito riepilogate:

					migliaia di euro
	31/12/2014				30/6/2015
	Totale debiti	Incrementi	Riduzioni	Rettifica costo ammortizzato	Totale debiti
- a tasso fisso	749.077	0	(45.048)	89	704.118
- a tasso variabile	603.858	250.000	(39.006)	(330)	814.521
TOTALE	1.352.935	250.000	(84.054)	(241)	1.518.640

Il totale dei debiti a medio lungo termine al 30 giugno 2015 risulta in aumento rispetto al 31 dicembre 2014, per effetto delle seguenti variazioni:

- incrementi per complessivi 250 milioni di euro, a fronte di erogazione alla Capogruppo di nuovi finanziamenti a medio-lungo termine: a gennaio Unicredit 50 milioni e Cassa Depositi e Prestiti 100 milioni, a giugno Mediobanca 50 milioni e Intesa Sanpaolo 50 milioni;
- riduzione per complessivi 84.054 migliaia di euro per la riclassificazione a breve termine delle quote dei finanziamenti in scadenza entro i prossimi 12 mesi;
- variazioni di costo ammortizzato per la contabilizzazione ai fini IAS dei finanziamenti.

Altre passività finanziarie

Ammontano a 35.177 migliaia di euro (42.792 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e si riferiscono per 33.469 migliaia di euro (39.884 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) al *fair value* dei contratti derivati stipulati per coprire l'esposizione al rischio di oscillazione dei tassi di interesse dei mutui a tasso variabile (per il commento si rinvia al paragrafo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo") e per 1.709 migliaia di euro (2.907 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) a debiti finanziari diversi.

NOTA 20_BENEFICI AI DIPENDENTI

Nel corso del primo semestre 2015 hanno avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2014	148.971
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	941
Oneri finanziari	886
Erogazioni dell'esercizio	(4.399)
Altre variazioni	121
Valore al 30/06/2015	146.520

Le passività per benefici ai dipendenti sono costituite da:

Trattamento di fine rapporto (TFR)

Nel corso del primo semestre 2015 il TFR ha avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2014	110.158
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	525
Oneri finanziari	601
Erogazioni dell'esercizio	(3.628)
Altre variazioni	121
Valore al 30/06/2015	107.777

Altri benefici

Nel seguito viene presentata la composizione e la movimentazione dell'esercizio per i piani a benefici definiti diversi dal TFR analizzato in precedenza.

Mensilità aggiuntive (premio anzianità)

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2014	4.675
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	67
Oneri finanziari	16
Erogazioni dell'esercizio	(59)
Riclassifiche	(1.325)
Valore al 30/06/2015	3.374

Premio Fedeltà

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2014	2.201
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	82
Oneri finanziari	16
Erogazioni dell'esercizio	(149)
Riclassifiche	1.325
(Utili) Perdite attuariali	-
Valore al 30/06/2015	3.475

Agevolazioni tariffarie

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2014	31.058
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	267
Oneri finanziari	249
Erogazioni dell'esercizio	(487)
Valore al 30/06/2015	31.087

Fondo premungas

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2014	879
Oneri finanziari	4
Erogazioni dell'esercizio	(76)
Valore al 30/06/2015	807

Ipotesi attuariali

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

Si sottolinea che la passività relativa ai programmi a benefici definiti, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente alle prestazioni di lavoro necessarie per l'ottenimento dei benefici.

Allo scopo di definire l'ammontare del valore attuale delle obbligazioni si è proceduto alla stima delle future prestazioni che, sulla base di ipotesi evolutive connesse sia allo sviluppo numerico della collettività, sia allo sviluppo retributivo, saranno erogate a favore di ciascun dipendente nel caso di prosecuzione dell'attività lavorativa, pensionamento, decesso, dimissioni o richiesta di anticipazione.

Per la determinazione dell'ammontare dello sconto energia sono state considerate proiezioni attuariali dei probabili sconti sui consumi di energia elettrica che saranno erogati a favore degli attuali pensionati e dei loro coniugi superstiti, nonché degli attuali dipendenti (ed eventuali coniugi superstiti) dopo la cessazione del rapporto di lavoro.

Ai fini della scelta del tasso di sconto adottato nelle valutazioni previste dallo IAS 19, sono stati considerati i seguenti elementi:

- mercato dei titoli di riferimento;
- data di riferimento delle valutazioni;
- durata media prevista delle passività in esame.

La durata media residua delle passività è stata ottenuta come media ponderata delle durate medie residue delle passività relative a tutti i benefici e a tutte le Società del Gruppo.

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

Tasso annuo di attualizzazione	0,72% - 1,49%
Tasso annuo di inflazione	0,60% - 2,00%
Tasso annuo di incremento del costo dell'energia elettrica	0,60% - 2,00%
Tasso annuo incremento TFR	2,40% - 3,00%

NOTA 21_FONDI PER RISCHI ED ONERI

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

	Saldo iniziale	Incrementi	Decrementi	(Proventi)/ Oneri da attualiz- zazione	Saldo Finale	Quota corrente
Fondo ripristino beni di terzi	122.293	6.238	(798)	117	127.850	3.363
Fondi post mortem	27.621	87	(1.352)	604	26.960	666
Fondo smantellamento e bonifica area	25.061	-	(104)	580	25.537	3.208
Fondo CIG/CIGS	15.351	734	(3.134)	-	12.951	
Fondo dipendenti cessati	1.258	-	-	-	1.258	
Fondo Esodo personale	36.095	-	(1.035)	55	35.115	15.854
Fondo rischi su partecipazioni	10.695	-	-	-	10.695	10.650
Altri fondi per rischi ed oneri	163.018	20.318	(30.308)	235	153.263	61.276
Totale	401.392	27.377	(36.731)	1.591	393.629	95.017

migliaia di euro

Fondo ripristino beni di terzi e opere devolvibili

Il fondo ripristino beni di terzi si riferisce principalmente alla passività che, in caso di riassegnazione delle concessioni del servizio idrico relativo agli ATO di Parma Piacenza e Reggio Emilia, verrà dedotta, dagli investimenti nel frattempo effettuati, dall'indennizzo versato al Gruppo da parte di un nuovo gestore entrante. Tale passività viene stimata in funzione dell'ammortamento del complesso dei beni e delle dotazioni afferenti il suddetto ciclo idrico integrato, che per effetto delle operazioni di scissione effettuate nel 2005 dalle tre società AGAC, Tesea e AMPS (poi confluite nella ex Eni) sono stati conferiti nei bilanci di tre società patrimoniali di proprietà interamente pubblica, come previsto dall'art. 113, comma 13 del T.U.E.L. Tale complesso di beni viene utilizzato per svolgere il servizio idrico a fronte della corresponsione di un canone e con l'impegno contrattuale a costituire il suddetto fondo. La parte residuale del fondo è inerente rappresenta una stima dell'onere necessario per la restituzione dei beni in concessione del settore idroelettrico in perfette condizioni di funzionamento.

Fondi post mortem

Si tratta principalmente di fondi costituiti per oneri futuri di ripristino che comprendono anche i costi della gestione post-operativa fino alla completa riconversione a verde delle aree interessate. Tali costi sono supportati da apposite perizie. Gli accantonamenti e i decrementi del periodo sono stati effettuati al fine di adeguare i fondi esistenti alla stima dei costi futuri da sostenere e maturati al 30 giugno 2015. Le variazioni in diminuzione si riferiscono, inoltre, agli utilizzi per copertura di costi sostenuti nel periodo relativamente alle attività di smaltimento del percolato (relativi ai lotti chiusi delle discariche ancora attive sia di proprietà che in gestione), al complesso degli oneri sostenuti nella fase di post-esercizio fino alla completa mineralizzazione del rifiuto, nonché alla riconversione a "verde" delle aree dei bacini interessati a discarica.

Fondo smantellamento e bonifica area

Il "Fondo smantellamento e bonifica area" rappresenta in parte la stima prudenziale degli oneri da sostenere in relazione alla futura bonifica dei terreni relativi all'area ex-AMNU, su cui era presente un forno inceneritore; l'altra parte si riferisce alla stima potenziale degli oneri legati al futuro smantellamento di alcuni impianti del Gruppo.

Fondo CIG/CIGS

L'ammontare del fondo rischi si riferisce ai rischi probabili di esborsi relativi a maggiori contributi da corrispondere all'INPS per cassa integrazione, ordinaria e straordinaria, e mobilità.

Nel mese di settembre 2013 sono state depositate alcune sentenze rese nei confronti di Iren e di società controllate che hanno contenuto negativo e respingono i ricorsi della società, statuendo l'obbligo di

versamento dei contributi a titolo di CIG, CIGS, Mobilità e Disoccupazione. Gli Amministratori sono pertanto addivenuti alla decisione di provvedere al regolare pagamento della contribuzione relativa alla cassa integrazione guadagni (oltre a CIGS e mobilità) a partire dal 2014. Nel fondo permane la stima prudenziale relativa ad eventuali somme aggiuntive ed ai diritti di riscossione per un importo complessivo pari a 12.951 migliaia di euro. Per ulteriori dettagli si rimanda a quanto esposto nel bilancio 2014.

Fondo dipendenti cessati

Il fondo dipendenti cessati con L.610/52 e L.336/73 è costituito a fronte degli oneri derivanti dalle due leggi (pensioni ad onere ripartito per riscatto dell'anzianità pregressa e benefici a favore degli ex combattenti e assimilati).

Fondo oneri esodo personale

Il fondo si riferisce agli oneri legati all'esodo di una parte del personale dipendente e trae origine dalle risultanze di un accordo fra il Gruppo Iren e le Organizzazioni Sindacali che prevede l'accompagnamento incentivato alla pensione anticipata di una parte dei dipendenti occupati, mediante adesioni su base volontaria tra i lavoratori del Gruppo potenzialmente interessati. L'operazione si iscrive in un più ampio quadro di riequilibrio professionale e demografico del personale del Gruppo Iren, a fronte di un piano di inserimento di giovani.

L'incentivazione, a totale carico del Gruppo Iren (in applicazione dell'art. 4 della legge 92/2012), consentirà al personale più anziano di andare in pensione fino a 24 mesi prima della data di maturazione, colmando in parte il ritardo nella cessazione del rapporto di lavoro venutosi a determinare dopo la riforma del sistema previdenziale.

Lo stanziamento rappresenta la corresponsione a favore dei dipendenti interessati al Piano, tramite INPS, di una prestazione di importo pari al trattamento di pensione che spetterebbe in base alle regole vigenti (c.d. isopensione) con versamento all'INPS della contribuzione fino al raggiungimento dei requisiti minimi per il pensionamento (in conformità alla citata legge 92/2012), ed una somma, per ognuno degli interessati, a titolo di una tantum come incentivazione.

Fondi rischi su partecipazioni

La voce si riferisce principalmente ai rischi relativi alla copertura di future perdite della partecipata Sinergie Italiane.

Altri fondi per rischi e oneri

L'ammontare del fondo si riferisce principalmente ai rischi probabili di maggiori oneri inerenti la realizzazione di impianti attualmente già completati o ancora da ultimare, alla stima dell'IMU/ICI da versare sul valore degli impianti delle centrali calcolata come previsto dall'articolo 1-quinquies del Decreto legge n. 44 del 31 marzo 2005, alla stima degli oneri relativi alla restituzione delle quote di emissione e a probabili oneri inerenti contenziosi vari.

Gli incrementi dell'esercizio si riferiscono principalmente alla stima degli oneri relativi alla restituzione delle quote di emissione (8.611 migliaia di euro), alla stima dell'IMU/ICI da versare sul valore degli impianti delle centrali calcolata come previsto dall'articolo 1-quinquies del Decreto legge n. 44 del 31 marzo 2005 (2.612 migliaia di euro) e ad altri oneri del sistema energetico.

I decrementi dell'esercizio si riferiscono principalmente a utilizzi e rilasci per oneri relativi alla restituzione delle quote di emissione (11.746 migliaia di euro), per la stima dell'IMU/ICI da versare sul valore degli impianti delle centrali (annualità prescritte e esborsi per accordi transattivi) (4.075 migliaia di euro) ed al venir meno di rischi singolarmente di minore entità.

La parte corrente riferita ai fondi sopra descritti è esposta nella voce "fondi quota corrente" (nota 28).

NOTA 22_PASSIVITA' PER IMPOSTE DIFFERITE

Le passività per imposte differite, pari a 160.661 migliaia di euro (162.343 migliaia di euro al 31 dicembre 2014), sono dovute alle differenze temporanee tra il valore contabile e quello fiscale di attività e passività iscritte in bilancio.

Si segnala inoltre che le imposte differite sono state calcolate applicando le aliquote previste nel momento in cui le differenze temporanee si riverseranno.

NOTA 23_DEBITI VARI E ALTRE PASSIVITA' NON CORRENTI

Sono composti come riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2015	31/12/2014
Debiti oltre 12 mesi	35.648	42.092
Risconti passivi per contributi c/impianto - non correnti	156.759	154.889
Ratei e risconti passivi non correnti	885	3.644
Totale	193.292	200.625

La voce "Debiti oltre 12 mesi" si riferisce ad anticipi versati da utenti a garanzia sulla fornitura di acqua, alle somme relative ad esercizi precedenti da versare per la cassa integrazione guadagni (CIG), per la cassa integrazione guadagni straordinaria (CIGS) e per la mobilità e all'importo dell'imposta sostitutiva calcolata sulla plusvalenza derivante dall'apporto di parte del patrimonio immobiliare al Fondo Core Multiutilities da versare oltre i 12 mesi dalla data del bilancio.

PASSIVITA' CORRENTI

NOTA 24_PASSIVITA' FINANZIARIE CORRENTI

La scadenza di tutti i debiti finanziari iscritti in questa voce non supera i 12 mesi. Il valore contabile di tali debiti approssima il loro *fair value* in quanto l'impatto dell'attualizzazione risulta trascurabile.

Le passività finanziarie a breve termine sono così suddivise:

	migliaia di euro	
	30/06/2015	31/12/2014
Debiti verso istituti di credito	402.830	605.122
Debiti finanziari verso joint venture	862	5.378
Debiti finanziari verso società collegate	186	87
Debiti finanziari verso soci parti correlate		446
Debiti finanziari verso altri	24.929	51.377
Passività per strumenti derivati correnti	901	1.794
Totale	429.708	664.204

Debiti finanziari verso istituti di credito

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

	migliaia di euro	
	30/06/2015	31/12/2014
Mutui – quota a breve	184.485	212.244
Altri debiti verso banche a breve	198.262	381.128
Ratei e risconti passivi finanziari	20.083	11.750
Totale	402.830	605.122

Debiti finanziari verso joint venture

Si riferiscono a debiti verso il Gruppo Iren Rinnovabili.

Debiti finanziari verso collegate

Si riferiscono a debiti verso la società Valle Dora Energia.

Debiti finanziari verso soci parti correlate

Non sono presenti al 30 giugno 2015. Al 31 dicembre 2014 si riferivano a debiti verso i Comuni di Genova (439 migliaia di euro) e Piacenza (7 migliaia di euro).

Debiti finanziari verso altri

Riguardano principalmente debiti verso società di factoring per anticipazioni su fatture emesse e per le quote incassate dai clienti e da versare al factor (20.131 migliaia di euro, erano 47.979 migliaia al 31 dicembre 2014) e debiti per dividendi da versare (3.203 migliaia di euro).

Passività per strumenti derivati correnti

Si riferiscono al *fair value* negativo dei contratti derivati sulle commodities stipulati da Iren Mercato.

NOTA 25_DEBITI COMMERCIALI

La scadenza di tutti i debiti commerciali non supera i 12 mesi. Il valore contabile di tali debiti approssima il loro *fair value* in quanto l'impatto dell'attualizzazione risulta trascurabile.

	migliaia di euro	
	30/06/2015	31/12/2014
Debiti verso fornitori	639.724	788.426
Debiti commerciali verso joint venture	2.582	3.043
Debiti commerciali verso collegate	21.904	21.528
Debiti commerciali verso soci parti correlate	18.157	18.717
Debiti commerciali verso imprese minori del gruppo	3.377	21.794
Acconti esigibili entro 12 mesi	6.934	6.486
Depositi cauzionali entro 12 mesi	20.269	13.328
Vincoli da rimborsare entro 12 mesi	1.392	1.401
Totale	714.339	874.723

La significativa diminuzione dei debiti commerciali rispetto al 31 dicembre 2014 è dovuto all'andamento della stagionalità termica.

NOTA 26_DEBITI VARI E ALTRE PASSIVITA' CORRENTI

La scadenza di tutti i debiti iscritti in questa voce non supera i 12 mesi. Il valore contabile di tali debiti approssima il loro *fair value* in quanto l'impatto dell'attualizzazione risulta trascurabile.

	migliaia di euro	
	30/06/2015	31/12/2014
Debito per IVA	16.988	30.013
Debito per imposta governativa erariale/UTIF	116	-
Debiti per IRPEF	14.831	12.097
Altri debiti tributari	9.913	8.523
Debiti tributari entro 12 mesi	41.848	50.633
Debiti verso dipendenti	32.595	31.812
Debiti verso CCSE	65.516	52.072
Altre passività correnti	48.708	73.308
Debiti verso istituti previdenziali entro 12 mesi	24.222	24.479
Altri debiti entro 12 mesi	171.041	181.671
Ratei e Risconti passivi	13.981	16.279
Totale	226.870	248.583

L'incremento dei debiti verso la Cassa Conguaglio del Settore Energetico del periodo è legato alle stime di perequazione passiva di energia elettrica e gas.

Le altre passività correnti includono, fra l'altro, le stime di costo per oneri ambientali (certificati verdi passivi), per gli obblighi relativi ai titoli di efficienza energetica e i debiti per canoni di depurazione. La diminuzione rispetto all'esercizio precedente consegue principalmente al pagamento di canoni di derivazione acqua pregressi ad uso produttivo.

NOTA 27_DEBITI PER IMPOSTE CORRENTI

La posta "Debiti per imposte correnti", che risulta pari a 63.294 migliaia di euro (1.869 migliaia di euro al 31 dicembre 2014), è comprensiva di debiti IRES e IRAP. Inoltre, la voce include la stima delle imposte del semestre corrente.

NOTA 28_FONDI PER RISCHI ED ONERI QUOTA CORRENTE

La voce ammonta a 95.018 migliaia di euro (81.730 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e si riferisce alla quota a breve dei fondi, così suddivisa:

- fondo rischi per 53.081 migliaia di euro;
- fondo oneri relativi all'obbligo di restituzione delle quote di emissione per 8.196 migliaia di euro;
- fondo rischi partecipazioni per 10.651 migliaia di euro, riferito principalmente alla collegata Sinergie Italiane,
- fondo oneri legati all'esodo del personale per 15.854 migliaia di euro;
- fondo ripristino beni di terzi per 3.363 migliaia di euro;
- fondo smantellamento e bonifica aree e fondi post mortem per 3.873 migliaia di euro, che si prevedono di utilizzare entro i 12 mesi successivi.

Per maggiori dettagli sulla composizione e movimentazione dei fondi per rischi ed oneri si rimanda alla nota 21.

NOTA 29_PASSIVITA' CORRELATE AD ATTIVITA' DESTINATE AD ESSERE CEDUTE

La voce non è valorizzata al 30 giugno 2015.

POSIZIONE FINANZIARIA

L'indebitamento finanziario netto, calcolato come differenza tra i debiti finanziari a breve, medio e lungo termine e le attività finanziarie a breve, medio e lungo termine, è composto come riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2015	31/12/2014
Attività finanziarie a medio e lungo termine	(64.350)	(66.439)
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	2.365.276	2.210.821
Indebitamento finanziario netto a medio e lungo termine	2.300.926	2.144.382
Attività finanziarie a breve termine	(575.604)	(522.902)
Indebitamento finanziario a breve termine	429.707	664.204
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(145.897)	141.302
Indebitamento finanziario netto	2.155.029	2.285.684

Dettaglio Posizione Finanziaria Netta verso parti correlate

Le attività finanziarie a lungo termine sono relative per 30.258 migliaia di euro alla quota a lungo termine del conto corrente che regola i rapporti commerciali e finanziari tra la controllata Iren Servizi e Innovazione e il Comune di Torino, per 814 migliaia di euro a crediti verso il Comune di Genova, per 705 migliaia di euro a crediti verso società collegate e per 30.839 migliaia di euro a crediti verso le joint ventures del Gruppo Iren Rinnovabili.

L'indebitamento finanziario a medio lungo termine si riferisce per 122.644 migliaia di euro a finanziamenti a medio lungo termine concessi dal Gruppo Intesa San Paolo.

Le attività finanziarie a breve termine sono relative per 93.012 migliaia di euro al saldo a breve termine del conto corrente tra le controllate Iren Servizi e Innovazione e AMIAT ed il Comune di Torino, per 439.000 migliaia di euro a crediti verso la joint venture OLT Offshore, per 2.461 migliaia di euro a crediti verso la joint venture Acque Potabili (già Sviluppo Idrico), per 2.177 migliaia di euro a crediti verso la joint venture Iren Rinnovabili e sue controllate, per 4.082 migliaia di euro a crediti verso la società collegata ASA, per 834 migliaia di euro a crediti verso società collegate i cui singoli sono trascurabili, per 2.850 migliaia di euro al saldo positivo di conti correnti bancari presso il Gruppo Intesa San Paolo. La parte restante, 2.066 migliaia di euro, si riferisce a crediti verso società collegate per dividendi da incassare.

Per maggiori dettagli si rimanda al prospetto dei rapporti con parti correlate riportato in allegato.

Le passività finanziarie a breve termine sono relative per 46.224 migliaia di euro a finanziamenti a breve termine concessi dal Gruppo Intesa San Paolo e al fair value dei derivati stipulati con lo stesso Gruppo. La parte restante, pari a 1.047 migliaia di euro, si riferisce a debiti verso il gruppo Iren Rinnovabili (862 migliaia di euro) e verso la società collegata Valle Dora Energia (186 migliaia di euro).

Si riporta di seguito la posizione finanziaria netta secondo la struttura proposta dalla raccomandazione CESR del 28 luglio 2006 che non include le attività finanziarie a lungo termine.

	migliaia di euro	
	30/06/2015	31/12/2014
A. Cassa	(29.457)	(51.601)
B. Altre disponibilità liquide (dettagli)	-	-
C. Titoli detenuti per la negoziazione	-	-
D. Liquidità (A) + (B) + (C)	(29.457)	(51.601)
E. Crediti finanziari correnti	(546.147)	(471.301)
F. Debiti bancari correnti	218.345	392.878
G. Parte corrente dell'indebitamento non corrente	184.485	212.244
H. Altri debiti finanziari correnti	26.877	59.082
I. Indebitamento finanziario corrente (F)+(G)+(H)	429.707	664.204
J. Indebitamento finanziario corrente netto (I) – (E) – (D)	(145.897)	141.302
K. Debiti bancari non correnti	1.518.640	1.352.935
L. Obbligazioni emesse	811.458	815.095
M. Altri debiti non correnti	35.178	42.791
N. Indebitamento finanziario non corrente (K) + (L) + (M)	2.365.276	2.210.821
O. Indebitamento finanziario netto (J) + (N)	2.219.379	2.352.123

VII. INFORMAZIONI SUL CONTO ECONOMICO

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

Dal 1° gennaio 2015 il conto economico consolidato del Gruppo accoglie le grandezze economiche della controllata AMIAT; i risultati economici del primo semestre 2015 sono quindi influenzati dall'inclusione di tale entità nel perimetro di consolidamento.

RICAVI

NOTA 30_RICAVI PER BENI E SERVIZI

La voce in questione risulta pari a 1.442.412 migliaia di euro (1.363.912 migliaia di euro nel primo semestre 2014). Per maggiori dettagli sull'andamento dei ricavi per settori di attività si rimanda alle tabelle del paragrafo X Informativa per settori di attività.

Si segnala che i contributi di allacciamento gas, energia elettrica, teleriscaldamento e del sistema idrico, compresi nella presente voce nella Relazione Finanziaria Semestrale 2014, sono ora esposti negli "Altri proventi". Il dato del corrispondente periodo comparativo è stato quindi riclassificato in tale voce; nel primo semestre 2014 tali contributi ammontavano a 4.438 migliaia di euro.

NOTA 31_VARIAZIONE DEI LAVORI IN CORSO

La voce ammonta a -74 migliaia di euro (136 migliaia di euro nel primo semestre 2014) e si riferisce principalmente a lavori in corso di esecuzione per ripristino manto stradale, in seguito a danneggiamenti provocati da lavori di cantiere.

NOTA 32_ALTRI PROVENTI

Gli altri proventi riguardano contributi, ricavi per titoli energetici e proventi diversi. Nelle tabelle seguenti viene riportato dettaglio delle singole voci.

Contributi

	migliaia di euro	
	I semestre 2015	I semestre 2014
Contributi c/impianto	4.360	3.636
Contributi allacciamento	5.723	4.438
Altri contributi	581	698
Totale	10.664	8.772

I contributi in conto impianti rappresentano la quota di competenza dei contributi calcolata in proporzione alle quote di ammortamento degli impianti a cui si riferiscono.

Come già evidenziato nella nota 30, rispetto alla Relazione Finanziaria Semestrale 2014, si è operata una riclassifica sul periodo comparativo per quanto riguarda i contributi di allacciamento gas, energia elettrica, teleriscaldamento e del sistema idrico, ora esposti nella presente voce. La nuova classificazione di tali poste muove dall'esigenza espositiva legata alla natura di contributo una tantum all'atto del singolo allacciamento.

Ricavi titoli energetici

	migliaia di euro	
	I semestre 2015	I semestre 2014
Ricavi Emission Trading	1.327	3.934
Ricavi Certificati Verdi	36.285	40.746
Ricavi Certificati Bianchi	19.348	12.944
Totale	56.960	57.624

Proventi diversi

	migliaia di euro	
	I semestre 2015	I semestre 2014
Ricavi da contratti di servizio	6.135	3.007
Ricavi da affitti attivi e noleggi	902	261
Plusvalenze da alienazione di beni	592	21.562
Ricavi esercizi precedenti/Sopravvenienze attive	48.938	55.327
Recuperi assicurativi	171	94
Rimborsi diversi	4.130	3.434
Proventi per Fair Value derivati sulle commodity	287	5
Altri ricavi e proventi	8.255	6.508
Totale	69.410	90.198

I proventi diversi nel primo semestre 2015 si riducono di circa 21 milioni di euro rispetto al primo semestre 2014 e tale contrazione è riconducibile principalmente al venir meno della plusvalenza realizzata nel primo semestre 2014 con la cessione della quasi totalità delle quote detenute nel Fondo Core MultiUtilities.

La voce "Ricavi esercizi precedenti" si riferisce principalmente a rettifiche di stime di debiti verso fornitori e di perequazione di esercizi precedenti.

COSTI

NOTA 33_COSTI MATERIE PRIME, SUSSIDIARIE, DI CONSUMO E MERCI

La voce in oggetto si compone delle seguenti voci:

	migliaia di euro	
	I semestre 2015	I semestre 2014
Acquisto energia elettrica	113.983	149.688
Acquisto gas	366.460	355.482
Acquisto calore	61	27
Acquisto altri combustibili	802	1.259
Acquisto Acqua	604	361
Altre materie prime	2.701	8.469
Materiali vari di magazzino (inclusi carburanti e lubrificanti)	30.165	17.094
Emission trading	14.997	9.351
Certificati verdi	-	1.631
Certificati bianchi	11.630	10.427
Variazione delle rimanenze	(6.003)	19.687
Totale	535.400	573.476

La variazione positiva delle rimanenze del periodo consegue essenzialmente allo stock di titoli ambientali in portafoglio detenuti per finalità di trading.

NOTA 34_ PRESTAZIONI DI SERVIZI E GODIMENTO BENI DI TERZI

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

	migliaia di euro	
	I semestre 2015	I semestre 2014
Trasporto energia elettrica	154.666	147.297
Oneri di sistema elettrico	31.120	44.659
Vettoriamento gas	24.582	30.245
Vettoriamento calore	-	47.696
Lavori di terzi per reti e impianti	54.416	62.787
Raccolta e smaltimento, spazzamento neve, verde pubblico	78.176	44.839
Spese per manutenzioni	11.071	4.008
Costi relativi al personale (mensa, formazione, trasferte)	2.861	2.752
Prestazioni industriali (studi, progettazioni, analisi)	12.608	4.867
Consulenze tecniche e amministrative	3.945	5.210
Spese commerciali e pubblicitarie	8.325	2.099
Spese legali e notarili	2.699	2.598
Assicurazioni	12.455	5.238
Spese bancarie	4.119	4.374
Spese telefoniche	2.570	1.945
Costi da contratti di servizio	265	137
Servizi di lettura e bollettazione	5.433	5.294
Compensi Collegio Sindacale	573	648
Altri costi per servizi	21.188	17.312
Totale costi per servizi	431.072	434.005

La variazione dei costi per trasporto energia elettrica e vettoriamento gas e degli oneri di sistema elettrico consegue all'andamento dei volumi commercializzati e agli andamenti tariffari.

L'aumento dei costi per raccolta, smaltimento, spazzamento e verde pubblico è sostanzialmente inerente al consolidamento del conto economico di AMIAT S.p.A., titolare di tali servizi nell'ambito del comune di Torino, a partire dal 1° gennaio 2015.

I corrispettivi di vettoriamento calore erano relativi alla prestazione di trasporto calore fornita dalla società AES Torino S.p.A. sino al 30 giugno 2014. Per effetto della scissione, avvenuta il 1° luglio 2014, della società AES Torino S.p.A., IREN Energia ha acquisito la proprietà diretta del ramo d'azienda afferente l'attività di distribuzione di calore da teleriscaldamento, internalizzando i costi di gestione di tale rete.

Gli appalti e i lavori riguardano principalmente costi per esercizio e manutenzione di impianti e reti.

I costi per godimento beni di terzi ammontano a 23.345 migliaia di euro (22.955 migliaia di euro nel primo semestre 2014). Comprendono canoni corrisposti al gestore unico dell'Ambito Genovese, canoni corrisposti alle società proprietarie degli assets del servizio idrico integrato dei comuni di Parma Piacenza e Reggio Emilia, servitù di attraversamento terreni, canoni per leasing operativo (comprensivi dell'affitto pagato per l'occupazione dei fabbricati ceduti al fondo Core Multiutilities nell'esercizio 2012), noleggi e affitti vari.

NOTA 35_ONERI DIVERSI DI GESTIONE

Gli oneri diversi di gestione sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2015	I semestre 2014
Spese generali	4.559	3.230
Canoni e sovraccanoni di derivazione	7.638	6.448
Imposte e tasse	10.349	11.871
Sopravvenienze passive	13.580	12.012
Minusvalenze da alienazione di beni	53	83
Altri oneri diversi di gestione	2.819	3.802
Totale	38.998	37.446

Le imposte e tasse afferiscono principalmente agli oneri per IMU su impianti e fabbricati del Gruppo e ad oneri per occupazione e ripristino suolo pubblico.

NOTA 36_COSTI PER LAVORI INTERNI CAPITALIZZATI

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

	migliaia di euro	
	I semestre 2015	I semestre 2014
Manodopera capitalizzata	8.071	6.218
Materiali di magazzino capitalizzati	2.512	2.585
Totale	10.583	8.803

NOTA 37_COSTO DEL PERSONALE

I costi per il personale sono così dettagliati:

	migliaia di euro	
	I semestre 2015	I semestre 2014
Retribuzioni lorde	127.257	95.121
Oneri sociali	43.677	33.229
TFR	385	385
Altri benefici a lungo termine dipendenti	440	223
Altri costi per il personale	10.501	7.401
Compensi amministratori	781	852
Totale	183.041	137.211

Si segnala che, come riportato in nota 36, sono stati capitalizzati 8.071 migliaia di euro di costi relativi al personale dipendente.

Gli altri costi del personale comprendono il contributo all'ADAEM ai fini assistenziali e ricreativi, il contributo al Fondo Assistenza Sanitaria Integrativa, l'assicurazione infortuni extra-lavoro, la quota TFR ed i contributi a carico del datore di lavoro destinati ai fondi pensione integrativi.

L'incremento del costo del personale consegue essenzialmente al consolidamento dal punto di vista economico di AMIAT S.p.A. a partire dal 1° gennaio 2015.

La composizione del personale è evidenziata nella tabella seguente.

	30/06/2015	31/12/2014	Media del periodo
Dirigenti	84	70	84
Quadri	247	230	248
Impiegati	2.926	2.657	2.933
Operai	2.982	1.567	2.997
Totale	6.239	4.524	6.262

NOTA 38_AMMORTAMENTI

	migliaia di euro	
	I semestre 2015	I semestre 2014
Attività materiali e investimenti immobiliari	93.571	72.689
Attività immateriali	37.367	36.223
Totale	130.938	108.912

Per un maggior dettaglio sugli ammortamenti si rimanda ai prospetti dei movimenti delle immobilizzazioni materiali e immateriali.

NOTA 39_ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI

	migliaia di euro	
	I semestre 2015	I semestre 2014
Fondo svalutazione crediti	22.829	23.879
Fondi rischi e ripristino beni di terzi	13.125	19.965
Rilascio fondi	(5.660)	(21.289)
Svalutazioni	220	686
Totale	30.514	23.241

Il dettaglio della consistenza e della movimentazione dei fondi è riportato nel commento della voce "Fondi per rischi e oneri" dello Stato Patrimoniale. Il rilevante rilascio di fondi dell'esercizio 2014 si riferiva principalmente al venir meno di rischi sulla realizzazione di impianti ed oneri relativi ai canoni e sovraccanoni di derivazione delle acque.

NOTA 40_GESTIONE FINANZIARIA

Proventi finanziari

Il dettaglio dei proventi finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2015	I semestre 2014
Dividendi	1.230	1.030
Interessi attivi verso banche	37	191
Interessi attivi su crediti/finanziamenti	10.282	10.648
Interessi attivi da clienti	2.095	2.522
Proventi fair value contratti derivati	459	162
Proventi su contratti derivati realizzati	-	14
Plusvalenza da cessione di attività finanziarie	1.920	-
Utili su cambi	1	-
Altri proventi finanziari	67	126
Totale	16.091	14.693

Gli interessi attivi su crediti/finanziamenti comprendono interessi su crediti maturati sui rapporti di conto corrente tra il Gruppo e il Comune di Torino per 1.203 migliaia di euro. La restante parte si riferisce principalmente a interessi attivi verso la joint venture OLT Offshore (8.338 migliaia di euro).

La plusvalenza da cessione di attività finanziarie si riferisce all'alienazione della società VEA Energia e Ambiente, classificata nelle Attività destinate ad essere cedute.

Oneri finanziari

Il dettaglio degli oneri finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2015	I semestre 2014
Interessi passivi su mutui	24.086	32.683
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	17.553	11.777
Interessi passivi su c/c bancari	596	487
Interessi passivi verso altri	3.228	2.548
Oneri finanziari capitalizzati	(21)	(2.002)
Oneri da fair value contratti derivati		92
Oneri su contratti derivati realizzati	5.853	7.664
Interest cost - Benefici ai dipendenti	886	1.559
Perdite su cambi	1	1
Altri oneri finanziari	2.565	7.690
Totale	54.747	62.499

L'incremento degli oneri su prestiti obbligazionari risente fra l'altro degli interessi, lungo tutto il semestre, del Private Placement emesso a febbraio 2014 e del Public Bond collocato a luglio 2014. La voce comprende gli importi relativi alla valutazione al costo ammortizzato.

Il dettaglio degli oneri finanziari per benefici ai dipendenti è riportato nella nota di commento "Benefici ai dipendenti" dello Stato Patrimoniale.

Gli altri oneri finanziari sono costituiti principalmente da oneri finanziari per l'attualizzazione dei fondi.

NOTA 41_ RISULTATO DI COLLEGATE CONTABILIZZATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Il risultato è positivo per 4.793 migliaia di euro (7.480 migliaia di euro nel primo semestre 2014) e si compone di rivalutazioni per 9.476 migliaia di euro e di svalutazioni per 4.683 migliaia di euro. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5.

NOTA 42_ RETTIFICA DI VALORE DI PARTECIPAZIONI

Nel primo semestre 2015 non sono presenti rettifiche di valore di partecipazioni. Nel primo semestre 2014 ammontavano a 20 migliaia di euro e si riferivano a svalutazioni della partecipazione in Acque Potabili Siciliane.

NOTA 43_ IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito del primo semestre 2015 sono stimate pari a 67.918 migliaia di euro (69.866 migliaia di euro nel primo semestre 2014) e sono il risultato della migliore stima dell'aliquota media attesa per l'intero esercizio.

NOTA 44_ RISULTATO NETTO DA ATTIVITA' OPERATIVE CESSATE

Non è presente nel primo semestre 2015 e nel periodo comparativo.

NOTA 45_ UTILE (PERDITA) DI PERTINENZA DI TERZI

L'utile di terzi, pari a 12.313 migliaia di euro (9.830 migliaia di euro nel primo semestre 2014), si riferisce alla quota di pertinenza degli azionisti di minoranza delle società consolidate integralmente, ma non possedute al 100% dal Gruppo.

NOTA 46_ UTILE (PERDITA) PER AZIONE

Ai fini del calcolo dell'utile base e diluito per azione si segnala che il numero delle azioni ordinarie del primo semestre 2015 rappresenta la media ponderata, invariata rispetto al periodo precedente, in circolazione nel periodo di riferimento sulla base di quanto previsto dallo IAS 33 § 20.

	I Semestre 2015	I Semestre 2014
Utile (perdita) netto (migliaia di euro)	102.559	72.157
Numero medio ponderato di azioni in circolazione durante l'esercizio (migliaia)	1.276.226	1.276.226
Utile (perdita) per azione base (euro)	0,08	0,06

L'utile per azione diluito è calcolato dividendo l'utile netto per il numero di azioni rettificato. Quest'ultimo viene calcolato ipotizzando la conversione di tutti gli strumenti finanziari che hanno una potenzialità di diluizione delle azioni ordinarie.

	I Semestre 2015	I Semestre 2014
Utile (perdita) netto (migliaia di euro)	102.559	72.157
Numero medio ponderato di azioni (migliaia)	1.276.226	1.276.226
Numero medio ponderato di azioni ai fini del calcolo dell'utile per azione diluito (migliaia)	1.276.226	1.276.226
Utile (perdita) per azione diluito (euro)	0,08	0,06

NOTA 47_ ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

La quota efficace delle variazioni di *fair value* della copertura di flussi finanziari, positiva per 6.740 migliaia di euro, si riferisce ai derivati stipulati come copertura sulla variazione dei tassi di interesse e ai derivati stipulati come copertura sulla variazione dei prezzi delle commodities (energia elettrica e gas).

La quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto, positiva per 4.680 migliaia di euro, si riferisce alle variazioni di *fair value* della copertura di flussi finanziari e commodities di società collegate.

L'effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo è negativo per 1.880 migliaia di euro.

VIII. GARANZIE E PASSIVITA' POTENZIALI

Le garanzie prestate riguardano:

- a) Fideiussioni per impegni propri per 370.048 migliaia di euro (453.712 migliaia di euro al 31 dicembre 2014); le voci più significative si riferiscono a fideiussioni emesse a favore:
- di Provincia di Reggio Emilia per 60.806 migliaia di euro a fronte conferimento rifiuti e gestioni operative e post-mortem di impianti soggetti ad A.I.A.;
 - ENEL Distribuzione per 45.007 migliaia di euro a garanzia del contratto di servizio per il trasporto di energia elettrica;
 - di ATO-R per 41.000 migliaia di euro come garanzie definitive procedura AMIAT/TRM;
 - di Terna per 27.859 migliaia di euro a garanzia di contratti di dispacciamento in immissione ed in prelievo ed a garanzia della convenzione per il servizio di trasporto energia elettrica;
 - di Comune Città di Torino per 27.476 migliaia di euro come garanzie definitive procedura AMIAT/TRM;
 - del GME per 25.300 migliaia di euro a garanzia del contratto di adesione al mercato;
 - di SNAM Rete Gas per 25.054 migliaia di euro, di cui 2.754 migliaia di euro nell'interesse di OLT Offshore LNG Toscana in relazione alla realizzazione di un punto di consegna;
 - di Agenzie Dogane per euro 17.520 migliaia di euro a garanzia del regolare versamento delle imposte erariali e addizionali comunali e provinciali sui consumi di energia elettrica ed accise gas;
 - di IREN EMILIA SPA per 14.253 migliaia di euro a garanzia contratto distribuzione gas naturale come previsto da Codice di Rete;
 - di Provincia di Parma per 13.919 migliaia di euro a fronte conferimento rifiuti e gestione operative e post-mortem di impianti soggetti ad A.I.A.;
 - di G.S.E. SpA per 11.036 migliaia di euro per procedura asta ottenimento incentivi sull'impianto PAI di Parma;
 - del Ministero dell'Ambiente per 8.292 migliaia di euro;
 - di Genova Reti Gas per 8.202 migliaia di euro a garanzia contratto distribuzione gas naturale come previsto da Codice di Rete;
 - di INPS per 4.520 migliaia di euro per procedura esodo programamto dipendenti soc. del gruppo;
 - di Provincia di Piacenza per 3.680 migliaia di euro a fronte conferimento rifiuti e gestione operative e post-mortem di impianti soggetti ad A.I.A.
 - di TRM SpA per 3.000 migliaia di euro come garanzia definitiva procedura AMIAT/TRM;
 - di ATERSIR per 3.060 per convenzioni aree emiliane S.I.I. e S.G.R.U.;
 - di Comune di Parma per 2.751 migliaia di euro a garanzia impianto di Cornocchio e per contratti manutenzione;
 - di AES Torino per 2.264 migliaia di euro a garanzia contratto distribuzione gas naturale;
 - del Comune di Moncalieri per 1.486 migliaia di euro a garanzia dell'esecuzione delle opere di urbanizzazione indotta;
 - di REAM Sgr SpA per 2.344 migliaia di euro a garanzia dei futuri canoni di locazione degli immobili conferiti al fondo immobiliare denominato Fondo Core Multiutilities;
 - di FCT Holding per 2.000 migliaia di euro come garanzia definitiva procedura AMIAT/TRM;
 - del Comune di Genova per 856 migliaia di euro a garanzia di lavori sulla rete gas.
- b) Garanzie prestate per conto di società controllate e collegate per 225.796 migliaia di euro, principalmente a garanzia affidamenti bancari;

Si segnala che gli importi più rilevanti, relativi alle garanzie prestate per conto di società collegate, attengono alla società collegata Sinergie Italiane (in particolare riguardano garanzie per affidamenti bancari e patronage per 34.333 migliaia di euro alla data del 30 giugno 2015 invariati rispetto al 31 dicembre 2014). I liquidatori hanno condotto a termine i principali contratti di approvvigionamento e dal 1° ottobre 2012 l'attività operativa della società è quindi unicamente costituita dall'acquisto di gas dal fornitore russo Gazprom e dalla vendita dello stesso ai soci o loro controllate, tra i quali Iren Mercato. Di conseguenza si è realizzato il progressivo rientro dell'esposizione finanziaria della società con la conseguente riduzione degli obblighi di garanzia dei soci.

Si segnala inoltre la fideiussione emessa a favore di Banca Intesa per 3.068 migliaia di euro a garanzia del mutuo della società collegata Mestni Plinovodi.

IMPEGNI

Relativamente alla controllata Mediterranea delle Acque, si segnala l'esistenza di un impegno all'interno dell'Accordo quadro con il Socio F2i rete idrica S.p.A. che prevede al paragrafo 15 un obbligo di indennizzo da parte di Iren Acqua Gas in caso di passività, perdite o danni subiti da F2i o da Mediterranea delle Acque stessa o dalle sue partecipate, derivanti da non veridicità o non correttezza delle dichiarazioni espresse nell'accordo stesso, con specifico e significativo riferimento ai contenziosi fiscali in essere tra cui, specificamente individuato, il contenzioso instaurato con l'Agenzia delle Entrate per il riconoscimento degli ammortamenti dedotti da Mediterranea delle Acque relativamente al ramo di azienda idrico conferito nel dicembre 1999 da Amga S.p.A. nella neo costituita Genova Acque S.p.A. (poi diventata Mediterranea delle Acque in seguito a fusione con gli Acquedotti privati genovesi).

Si segnala inoltre l'impegno nei confronti di Cariparma da parte di Iren S.p.A. a mantenere il controllo della società Iren Ambiente Holding e da parte di Iren Ambiente Holding a detenere, direttamente o indirettamente, la titolarità di un pacchetto di quote pari ad almeno il 70% del capitale sociale di Varsi Fotovoltaico, che ha in essere un contratto di finanziamento con Cariparma stessa.

PASSIVITA' POTENZIALI

Mediterranea delle Acque: Contenzioso ufficio entrate

Con riferimento al contenzioso con l'Agenzia delle Entrate, inerente gli avvisi di accertamento anni 2003, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009 2010 e 2011 ai sensi art. 37 bis comma 4 dpr 600/73 conferimento ramo di Azienda, ampiamente illustrato nel bilancio al 31 dicembre 2014, vengono di seguito riportati gli eventi e gli aggiornamenti intervenuti nel corso del 2015 e sino alla data di approvazione del presente bilancio da parte del Consiglio di Amministrazione.

Con riferimento alle Sentenze relative alle annualità 2003, 2004 e 2005, come già riferito nei bilanci precedenti, la Commissione Tributaria Provinciale di Genova ha accolto le ragioni dell'Ufficio limitatamente all'imposta, la società ha presentato appello con conseguente costituzione innanzi la Commissione Tributaria Regionale in data 8 Luglio 2011.

L'Ufficio ha anch'esso presentato appelli nei termini limitatamente alla parte sanzioni, in relazione alle quali la Commissione Tributaria Provinciale in Sentenza aveva accolto le ragioni della società.

Anche con riferimento all'annualità 2006 la Commissione Tributaria Provinciale di Genova, ha accolto le ragioni dell'Ufficio, limitatamente all'imposta; la società ha tempestivamente impugnato la sentenza innanzi la Commissione Tributaria Regionale ed è in attesa della fissazione dell'udienza.

In data 8 agosto 2012 è stato notificato l'avviso di accertamento per l'annualità 2007, sempre relativo all'avvenuta deduzione della quota di ammortamento - per quell'anno - dei valori derivanti dal conferimento d'azienda del 23 dicembre 1999 operato da AMGA S.p.A (maggiore imposta accertata euro 1.503.342).

La Società ha proposto il relativo ricorso e si è costituita in giudizio l'11/12/2012. La Commissione Tributaria Provinciale di Genova si è pronunciata a favore dell'amministrazione finanziaria, limitatamente all'imposta, depositata il 24 Aprile 2015. Sono pendenti i termini per l'impugnazione in Commissione Tributaria Regionale da parte della società.

In data 8 marzo 2013 è stato notificato l'avviso di accertamento per l'annualità 2008, sempre relativo all'avvenuta deduzione della quota di ammortamento - per quell'anno - dei valori derivanti dal conferimento d'azienda del 23 dicembre 1999 operato da AMGA S.p.A (maggiore imposta accertata euro 1.267.248).

La Società ha proposto il relativo ricorso in data 24/04/2013 e si è costituita in giudizio il 9/05/2013. Anche in questo caso la Commissione Tributaria Provinciale di Genova si è pronunciata a favore dell'amministrazione finanziaria, limitatamente all'imposta, depositata il 24 Aprile 2015.

Nel corso del 2013 ha subito un accesso da parte della Direzione Regionale delle Entrate della Liguria relativamente agli anni 2009, 2010 e 2011. Tale accesso si è concluso nel mese di aprile 2014.

La società ha proceduto a definire alcuni rilievi di scarsa entità, mentre, al momento non sono ancora stati notificati gli avvisi di accertamento per il 2010 e 2011 relativi all'avvenuta deduzione della quota di

ammortamento - per quegli anni - dei valori derivanti dal conferimento d'azienda del 23 dicembre 1999 operato da AMGA S.p.A.

In data 04 giugno 2014 è stata notificata la richiesta di chiarimenti ai sensi art. 37 bis comma 4 dpr 600/73 per le annualità 2009 – 2010 – 2011 all'avvenuta deduzione della quota di ammortamento dei valori derivanti dal conferimento d'azienda del 23 dicembre 1999 operato da AMGA S.p.A. ampiamente illustrato nel bilancio al 31 dicembre 2013.

La società ha provveduto in data 1 Agosto 2014 a presentare le proprie memorie difensive coerentemente con quanto indicato con riferimento alle annualità già oggetto di avviso di accertamento.

In data 9 settembre 2014 è stato notificato l'avviso di accertamento per l'annualità 2009, sempre relativo all'avvenuta deduzione della quota di ammortamento - per quell'anno - dei valori derivanti dal conferimento d'azienda del 23 dicembre 1999 operato da AMGA S.p.A (maggiore imposta accertata euro 1.267.248).

La Società ha proposto il relativo ricorso in data 29/10/2014. La causa è stata discussa in data 20 Aprile 2015. La Commissione Tributaria Provinciale di Genova ha accolto integralmente il ricorso della società con sentenza depositata in data 28 Maggio 2015. Sono pendenti i termini per l'impugnazione in Commissione Tributaria Regionale da parte dell'ufficio.

In data 21 e 28 Maggio 2015 sono stati notificati alla società gli avvisi di accertamento per le annualità 2010 e 2011 per i quali è stata depositata istanza di accertamento con adesione. Sono attualmente pendenti i termini per l'impugnazione dei medesimi presso la Commissione Tributaria Provinciale di Genova.

In relazione al contenzioso sopra descritto l'Agenzia delle Entrate ha provveduto ad iscrivere a ruolo le somme spettanti in forza di legge relativamente alle annualità 2003-2004-2005-2006 per complessivi Euro 4.745.569 comprensivi di oneri accessori. Gli importi relativi sono stati tempestivamente versati entro le rispettive date di scadenza.

Gli importi versati sono stati contabilizzati alla voce altri crediti non correnti.

In data 12 Maggio 2015 sono state notificate alla società le intimazioni di pagamento relative alle annualità 2007 e 2008, in relazione alle quali la società ha presentato istanza di sospensione amministrativa accolta in data 9 Luglio 2015.

La Società, sia alla luce del parere rilasciato dai consulenti fiscali che l'assistono, sia in considerazione della pronuncia favorevole sopra indicata afferente l'annualità 2009, ritiene che il rischio derivante dal contenzioso sia qualificabile come passività potenziale ai sensi dello IAS 37, trattandosi di un onere possibile ma non probabile: di conseguenza, coerentemente con le indicazioni del principio contabile di riferimento, se ne è data evidenza nelle note esplicative via via redatte, senza costituire alcun accantonamento. Tale giudizio si fonda sulla convinzione che sia probabile che la Società non debba sostenere alcun onere a fronte di tale obbligazione, considerando solide le ragioni difensive fatte valere in sede contenziosa.

L'esame delle motivazioni delle sentenze sfavorevoli – in punto di imposta - di primo grado, compiuto anche con il supporto dei consulenti legali della società, non ha portato a rivedere il giudizio probabilistico sopra formulato: esse appaiono infatti viziate sul piano logico e giuridico, e si ritiene che la decisione sarà riformata nei successivi gradi di giudizio. È stato pertanto dato mandato ai legali di predisporre l'atto di appello, che è stato depositato nei termini.

Il totale accoglimento del ricorso relativo all'annualità 2009 di cui si è sopra riferito ha ulteriormente rafforzato tale convinzione.

Allo stato attuale del contraddittorio, per le ragioni sopra indicate - adeguatamente motivate negli atti prodotti in sede di contenzioso - e sulla base delle motivazioni delle sentenze di primo grado, che hanno giustificano la proposizione dell'appello, la Società ritiene che si addiverrà all'accoglimento integrale del ricorso ed all'annullamento degli avvisi di accertamento.

La Società pertanto non ritiene di dover effettuare uno specifico accantonamento, non essendo probabile l'impiego di risorse economiche a saldo delle pretese erariali.

Ai sensi del paragrafo 86 dello IAS 37, si forniscono le seguenti informazioni relative alla passività potenziale in commento:

- a) qualora si dovesse consolidare l'orientamento risultante dalle sentenze sopra richiamate, si dovrebbero considerare indeducibili per la Società, per tutti gli anni ancora aperti ai fini delle imposte sui redditi, tutti gli ammortamenti calcolati da Mediterranea delle Acque S.p.A. sulla plusvalenza contabile realizzata in occasione dei conferimenti da AMGA S.p.A., ed a suo tempo non assoggettata ad imposta in capo a quest'ultima, pari a circa Euro 93 milioni. Ciò comporterebbe un onere

complessivo per imposte e interessi pari a circa 32,3 Milioni di Euro, di cui circa 1,3 Milioni per maggiori imposte di competenza dell'esercizio 2015;

- b) quand'anche l'evoluzione fosse avversa, non è possibile stabilire quale sarà il momento in cui si consoliderà l'orientamento sfavorevole alla Società e quando si renderanno dovute le somme sopra indicate (anche tenendo conto delle dinamiche proprie della Riscossione tributaria, che pur in pendenza di giudizio dispongono la corresponsione provvisoria di una parte dell'imposta accertata in caso di soccombenza);
- c) la probabilità che occorrerà impiegare risorse atte a produrre benefici economici per adempiere all'obbligazione tributaria è considerata dalla Società meramente possibile.

IX. INFORMATIVA PER SETTORI DI ATTIVITA'

In ottemperanza a quanto previsto dall'IFRS 8, si forniscono di seguito le informazioni per aree di business, che si basano sulla struttura direzionale e sul sistema di reporting interno del Gruppo.

Per la natura dell'attività svolta dalle società del Gruppo la ripartizione per area geografica non è rilevante.

SETTORI DI ATTIVITA'

Il Gruppo Iren opera nei seguenti settori di attività:

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

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

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

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

Nei prospetti seguenti vengono esposti il capitale investito netto comparato ai valori al 31.12.2014 e i conti economici (fino al risultato operativo) per settore di attività, raffrontati ai dati del primo semestre 2014.

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 30 giugno 2015

milioni di euro

	Generazione e Tlr	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.941	58	881	1016	401	23	262	4.582
Capitale circolante netto	65	12	-71	143	9	16	-	173
Altre attività e passività non correnti	-93	30	-64	-308	-103	-25	-	-563
Capitale investito netto (CIN)	1.913	100	746	851	307	14	262	4.192
Patrimonio netto								2.037
Posizione Finanziaria netta								2.155
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								4.192

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 31 dicembre 2014

milioni di euro

	Generazione e Tlr	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.998	66	870	985	420	27	253	4.619
Capitale circolante netto	107	18	-71	120	58	-3	8	238
Altre attività e passività non correnti	-101	30	-58	-311	-109	-18	-11	-578
Capitale investito netto (CIN)	2.004	114	741	794	369	6	250	4.279
Patrimonio netto								1.993
Posizione Finanziaria netta								2.286
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								4.279

Conto Economico per settori di attività al 30 giugno 2015

milioni di euro

	Generazione e Tlr	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	398	1.199	169	223	234	55	-698	1.580
Totale costi operativi	-295	-1.137	-98	-136	-198	-36	698	-1.202
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	103	62	71	87	36	19	-	378
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	-66	-16	-21	-33	-24	-1	-	-161
Risultato operativo (EBIT)	37	46	50	54	12	18	-	217

Conto Economico per settori di attività al 30 giugno 2014

milioni di euro

	Generazione e Tlr	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	413	1.299	161	222	115	59	-749	1.520
Totale costi operativi	-341	-1.251	-91	-138	-88	-36	749	-1.196
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	72	48	70	84	27	23	0	324
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	-36	-20	-21	-35	-17	-3	-	-132
Risultato operativo (EBIT)	36	28	49	49	11	20	-	192

X. ALLEGATI AL BILANCIO SEMESTRALE ABBREVIATO CONSOLIDATO

ELENCO DELLE IMPRESE CONSOLIDATE INTEGRALMENTE

ELENCO DELLE IMPRESE VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

ELENCO DELLE PARTECIPAZIONI IN ALTRE IMPRESE

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

DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

ELENCO DELLE IMPRESE CONSOLIDATE INTEGRALMENTE

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Iren Acqua Gas S.p.A.	Genova	Euro	386.963.511	100,00	Iren
Iren Ambiente Holding S.p.A.	Piacenza	Euro	1.000.000	100,00	Iren
Iren Ambiente S.p.A.	Piacenza	Euro	63.622.002	100,00	Iren
Iren Emilia S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	196.832.103	100,00	Iren
Iren Energia S.p.A.	Torino	Euro	918.767.148	100,00	Iren
Iren Mercato S.p.A.	Genova	Euro	61.356.220	100,00	Iren
AEM Torino Distribuzione S.p.A.	Torino	Euro	126.127.156	100,00	Iren Energia
AGA S.p.A.	Genova	Euro	11.000.000	99,64	Iren Emilia
AMIAT S.p.A.	Torino	Euro	46.326.462	80,00	AMIAT V
AMIAT V S.p.A.	Torino	Euro	1.000.000	93,0592 0,0008	Iren Ambiente Iren
Bonifica Autocisterne	Piacenza	Euro	595.000	51,00	Iren Ambiente Holding
Iren Gestioni Energetiche S.p.A.	Genova	Euro	10.000.000	100,00	Iren Mercato
Consorzio GPO	Genova	Euro	20.197.260	62,35	Iren Emilia
Eniatel S.p.A.	Piacenza	Euro	500.000	100,00	Iren Emilia
GEA Commerciale S.p.A.	Grosseto	Euro	340.910	100,00	Iren Mercato
Genova Reti Gas S.r.l.	Genova	Euro	1.500.000	100,00	Iren Acqua Gas
Idrotigullio S.p.A.	Chiavari (GE)	Euro	979.000	66,55	Mediterranea delle Acque
Immobiliare delle Fabbriche S.r.l.	Genova	Euro	90.000	100,00	Mediterranea delle Acque
Iren Servizi e Innovazione S.p.A.	Torino	Euro	52.242.791	100,00	Iren Energia
Laboratori Iren Acqua Gas S.p.A.	Genova	Euro	2.000.000	90,89	Iren Acqua Gas
Mediterranea delle Acque S.p.A.	Genova	Euro	19.203.411	60,00	Iren Acqua Gas
Monte Querce	Reggio Emilia	Euro	100.000	60,00	Iren Ambiente
Nichelino Energia S.r.l.	Torino	Euro	8.500.000	100,00	Iren Energia
O.C.Clim S.r.l.	Savona	Euro	100.000	100,00	Iren Gestioni Energetiche
Tecnoborgo S.p.A.	Piacenza	Euro	10.379.640	99,50 0,50	Iren Ambiente Iren
TLR V. S.p.A.	Torino	Euro	120.000	99,996 0,001 0,001	Iren Energia Iren Iren Ambiente Iren Emilia

ELENCO DELLE IMPRESE VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Società a controllo congiunto (joint venture)

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
IREN Rinnovabili (Gruppo)	Reggio Emilia	Euro	285.721	70,00	Iren Ambiente Holding
Olt Offshore Toscana LNG S.p.A.	Milano	Euro	145.750.700	43,99	Iren Mercato
Acque Potabili (Gruppo)	Torino	Euro	7.633.096	44,92	Iren Acqua Gas

Società collegate

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
A2A Alfa S.r.l.	Milano	Euro	100.000	30,00	Iren Mercato
Acos Energia S.p.A.	Novi Ligure	Euro	150.000	25,00	Iren Mercato
Acos S.p.A.	Novi Ligure	Euro	17.075.864	25,00	Iren Emilia
Acquaenna S.c.p.a.	Enna	Euro	3.000.000	46,00	Iren Acqua Gas
Aguas de San Pedro	S.Pedro Sula (Honduras)	Lempiras	159.900	30,00	Iren Acqua Gas
Aiga S.p.A.	Ventimiglia	Euro	104.000	49,00	Iren Acqua Gas
Amat S.p.A.	Imperia	Euro	5.435.372	48,00	Iren Acqua Gas
Amter S.p.A.	Cogoleto	Euro	404.263	49,00	Mediterranea delle Acque
ASA S.p.A.	Livorno	Euro	28.613.414	40,00	AGA
ASTEa	Recanati	Euro	76.115.676	21,32	Consorzio GPO
Asti Energia e Calore	Asti	Euro	120.000	34,00	Iren Energia
Atena S.p.A.	Vercelli	Euro	8.203.255	40,00	Iren Emilia
Domus Acqua S.r.l.	Domusnovas	Euro	96.000	29,00	Iren Acqua Gas
Fata Morgana S.p.A. (**)	Reggio Calabria	Euro	1.402.381	25,00	Iren Emilia
Fin Gas srl	Milano	Euro	10.000	50,00	Iren Mercato
Global Service Parma	Parma	Euro	20.000	30,00	Iren Emilia
Il Tempio S.r.l.	Reggio Emilia	Euro	110.000	45,45	Iren Emilia
Iniziative Ambientali S.r.l.	Novellara	Euro	100.000	40,00	Iren Ambiente Holding
Mestni Plinovodi	Koper (Slovenia)	Euro	15.952.479	49,88	Iren Acqua Gas
Mondo Acqua	Mondovì	Euro	1.100.000	38,50	Iren Acqua Gas
Nord Ovest Servizi	Torino	Euro	7.800.000	10,00	Iren Acqua Gas
Piana Ambiente S.p.A. (**)	Gioia Tauro	Euro	1.719.322	25,00	Iren Emilia
Plurigas (**)	Milano	Euro	800.000	30,00	Iren
Rio Riazzone S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	103.292	44,00	Iren Ambiente Holding
S.M.A.G. (*)	Genova	Euro	20.000	30,00	Iren Acqua Gas
Salerno Energia Vendite	Salerno	Euro	2.447.526	39,40	GEA Commerciale
Sea Power & Fuel S.r.l.	Genova	Euro	10.000	50,00	Iren Mercato
Sinergie Italiane S.r.l. (***)	Milano	Euro	1.000.000	30,94	Iren Mercato
So. Sel. S.p.A.	Modena	Euro	240.240	24,00	Iren Emilia
Tirana Acque (***)	Genova	Euro	95.000	50,00	Iren Acqua Gas
TRM V. S.p.A.	Torino	Euro	1.000.000	48,80	Iren Ambiente
				0,10	Iren Emilia
				0,10	Iren Energia
Valle Dora Energia Srl	Torino	Euro	537.582	49,00	Iren Energia

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

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

(***) società in liquidazione

ELENCO DELLE PARTECIPAZIONI IN ALTRE IMPRESE

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Acque Potabili Siciliane	Palermo	Euro	5.000.000	56,77 9,83	Società Acque Potabili Mediterranea delle Acque
Astea Energia	Osimo (AN)	Euro	117.640	6,00	Iren Mercato
Atena Patrimonio	Vercelli	Euro	73.829.295	14,65	Iren Emilia
Autostrade Centro Padane	Cremona	Euro	30.000.000	1,46	Iren Emilia
BT ENIA Telecomunicazioni	Parma	Euro	4.226.000	12,01	Iren Emilia
C.R.P.A.	Reggio Emilia	Euro	1.851.350	5,40	Iren Emilia
CIDIU SPA	Collegno (TO)	Euro	4.335.314	4,82	AMIAT
CONSORZIO COMPOST CIC	Bologna	Euro	287.948		AMIAT
Consorzio L.E.A.P.	Piacenza	Euro	1.192.079	0,84	Iren Ambiente Holding
Consorzio Topix	Torino	Euro	1.685.000	0,30	Iren Energia
Cosme	Genova	Euro	320.000	1,00	Iren Acqua Gas
CSP Innovazione nelle ICT	Torino	Euro	641.000	6,10	Iren Energia
Energia Italiana S.p.A.	Milano	Euro	26.050.000	11,00	Iren Energia
Environment Park S.p.A.	Torino	Euro	11.406.780	3,39 7,41	Iren Energia AMIAT
Italeko AD	Sofia (Bulgaria)	Lev	50.000	10,00	AMIAT
RE Innovazione	Reggio Emilia	Euro	882.872	0,87	Iren Ambiente Holding
Rupe S.p.A.	Genova	Euro	3.057.898	0,39	Immobiliare delle Fabbriche
S.D.B. S.p.A.	Torino	Euro	536.000	1,00	Iren Servizi e Innovazione
Stadio Albaro	Genova	Euro	1.230.000	2,00	CAE Amga Energia
T.I.C.A.S.S.	Genova	Euro	98.000	4,08	Iren Acqua Gas
Valfontanabuona Sport S.r.l. (*)	Genova	Euro	45.250	51,00	O.C.Clim S.r.l.

(*) partecipazione destinata alla vendita

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

migliaia di euro

	SP IAS/IFRS		SP RICLASSIFICATO
Attività materiali	2.933.266		
Investimenti immobiliari	14.251		
Attività immateriali	1.247.921		
Avviamento	124.407		
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	244.633		
Altre partecipazioni	17.817		
Totale (A)	4.582.295	Attivo Immobilizzato (A)	4.582.295
Altre attività non correnti	46.408		
Debiti vari e altre passività non correnti	(193.292)		
Totale (B)	(146.884)	Altre attività (Passività) non correnti (B)	(146.884)
Rimanenze	87.350		
Crediti commerciali non correnti	58.704		
Crediti commerciali	851.306		
Crediti per imposte correnti	10.128		
Crediti vari e altre attività correnti	169.822		
Debiti commerciali	(714.339)		
Debiti vari e altre passività correnti	(226.870)		
Debiti per imposte correnti	(63.294)		
Totale (C)	172.807	Capitale circolante netto (C)	172.807
Attività per imposte anticipate	279.065		
Passività per imposte differite	(160.661)		
Totale (D)	118.404	Attività (Passività) per imposte differite (D)	118.404
Benefici ai dipendenti	(146.519)		
Fondi per rischi ed oneri	(298.612)		
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(95.018)		
Totale (E)	(540.149)	Fondi e Benefici ai dipendenti (E)	(540.149)
Attività destinate ad essere cedute	5.443		
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	-		
Totale (F)	5.443	Attività (Passività) destinate a essere cedute (F)	5.443
		Capitale investito netto (G=A+B+C+D+E+F)	4.191.916
Patrimonio Netto (H)	2.036.887	Patrimonio Netto (H)	2.036.887
Attività finanziarie non correnti	(64.350)		
Passività finanziarie non correnti	2.365.276		
Totale (I)	2.300.926	Indeb. finanziario a medio e lungo termine (I)	2.300.926
Attività finanziarie correnti	(546.147)		
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(29.457)		
Passività finanziarie correnti	429.707		
Totale (L)	(145.897)	Indeb. finanziario a breve termine (L)	(145.897)
		Indebitamento finanziario netto (M=I+L)	2.155.029
		Mezzi propri e indeb. finanziario netto (H+M)	4.191.916

DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

	migliaia di euro				
	Crediti Commerciali	Crediti Finanziari e Disponibilità liquide	Crediti di altra natura	Debiti Commerciali	Debiti Finanziari
SOCI PARTI CORRELATE					
Comune Genova	9.720	814	10	6.914	-
Comune Parma	16.643	-	124	1.373	-
Comune Piacenza	493	-	1	2.517	-
Comune Reggio Emilia	3.660	-	-	3.415	-
Comune Torino	64.711	123.269	83	3.938	-
Finanziaria Sviluppo Utilities	14	-	2.913	-	-
Gruppo Intesa Sanpaolo	-	2.850	-	-	168.867
JOINT VENTURES					
OLT Offshore LNG	631	439.000	-	-	-
Società Acque Potabili	17.484	2.461	-	2.371	-
Iren Rinnovabili S.p.A.	424	33.016	106	211	862
SOCIETA' COLLEGATE					
Acos Energia S.p.A.	707	-	-	(6)	-
Acos S.p.A.	20	191	-	-	-
Acquaenna S.c.p.a.	3.644	308	-	384	-
Aguas de San Pedro S.A.	-	454	-	-	-
Aiga S.p.A.	24	466	-	-	-
Amat S.p.A.	62	-	-	2	-
Amter S.p.A.	2.619	-	-	313	-
ASA S.p.A.	5.321	4.082	-	239	-
ASTEA	-	640	-	-	-
Atena S.p.A.	132	1.216	-	11	-
Domus Acqua S.r.l.	42	-	-	-	-
Global Service Parma	3.287	-	-	856	-
Il Tempio S.r.l.	3	310	-	-	-
Iniziative Ambientali S.r.l.	2	-	-	-	-
Mondo Acqua	145	-	-	-	-
Nord Ovest Servizi	-	20	-	-	-
Piana Ambiente S.p.A.	62	-	-	-	-
Plurigas in liquidazione S.p.A.	6	-	-	(259)	-
Rio Riazzone S.p.A.	-	-	-	30	-
S.M.A.G. srl	66	-	-	1.523	-
Salerno Energia Vendite	75	-	-	-	-
Sea Power & Fuel S.r.l.	2	-	-	-	-
Sinergie Italiane S.r.l.	-	-	11.040	5.280	-
So. Sel. S.p.A.	6	-	-	1.957	-
TRM V.	19	-	-	-	-
TRM	11.385	-	-	11.659	-
Valle Dora Energia Srl	4	-	-	-	186
ALTRE PARTI CORRELATE					
Agac Infrastrutture	-	-	-	1.099	-
Parma Infrastrutture	8.939	-	-	309	-
Piacenza Infrastrutture	6	-	-	571	-
Fondo Pensionistico Pegaso	-	-	-	-	-
Sportingenova	-	-	-	-	-
TOTALE	150.358	609.097	14.277	44.707	169.915

migliaia di euro

	Debiti di altra natura	Ricavi e proventi	Costi e altri oneri	Proventi finanziari	Oneri finanziari
SOCI PARTI CORRELATE					
Comune Genova	-	5.405	1.464	-	-
Comune Parma	-	12.970	604	-	-
Comune Piacenza	-	7.746	680	-	-
Comune Reggio Emilia	-	14.995	164	-	-
Comune Torino	79	103.818	2.204	1.203	-
Finanziaria Sviluppo Utilities	-	14	-	-	-
Gruppo Intesa Sanpaolo	-	-	334	-	2.625
JOINT VENTURES					
OLT Offshore LNG	-	3	-	8.338	-
Società Acque Potabili	-	2.667	195	43	-
Iren Rinnovabili S.p.A.	186	388	70	467	-
SOCIETA' COLLEGATE					
Acos Energia S.p.A.	-	6.423	-	-	-
Acos S.p.A.	-	17	1	82	-
Acquaenna S.c.p.a.	-	114	-	19	-
Aguas de San Pedro S.A.	-	-	-	-	-
Aiga S.p.A.	-	-	-	6	-
Amat S.p.A.	-	23	-	-	-
Amter S.p.A.	-	1.366	3	-	-
ASA S.p.A.	-	185	37	-	-
ASTEA	-	4	-	-	-
Atena S.p.A.	-	75	-	1.037	-
Domus Acqua S.r.l.	-	1	-	-	-
Global Service Parma	-	1.841	305	-	-
Il Tempio S.r.l.	-	-	-	24	-
Iniziative Ambientali S.r.l.	-	-	-	-	-
Mondo Acqua	-	78	-	-	-
Nord Ovest Servizi	-	-	-	-	-
Piana Ambiente S.p.A.	-	-	-	-	-
Plurigas in liquidazione S.p.A.	-	-	-	-	-
Rio Riazzone S.p.A.	-	-	127	-	-
S.M.A.G. srl	-	23	1.483	-	-
Salerno Energia Vendite	-	75	-	-	-
Sea Power & Fuel S.r.l.	-	-	-	-	-
Sinergie Italiane S.r.l.	-	21	36.194	-	-
So. Sel. S.p.A.	-	3	1.748	-	-
TRM V.	-	191	-	-	-
TRM	-	9.354	24.624	-	-
Valle Dora Energia Srl	-	2	52	-	-
ALTRE PARTI CORRELATE					
Agac Infrastrutture	-	-	3.450	-	-
Parma Infrastrutture	-	467	1.102	120	-
Piacenza Infrastrutture	-	5	571	-	-
Fondo Pensionistico Pegaso	1.789	-	-	-	-
Sportingenova	-	-	-	-	-
TOTALE	2.054	168.274	75.412	11.339	2.625

Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154-bis del D.LGS. 58/1998

1. I sottoscritti Massimiliano Bianco, Amministratore Delegato, e Massimo Levrino, Direttore Amministrazione, Finanza e Controllo e Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di IREN S.p.A., attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
 - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio semestrale abbreviato nel corso del primo semestre 2015.
2. Si attesta, inoltre, che:
 - 2.1 il bilancio semestrale abbreviato:
 - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
 - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.
 - 2.2 la relazione intermedia sulla gestione comprende un'analisi attendibile dei riferimenti agli eventi importanti che si sono verificati nei primi sei mesi dell'esercizio e alla loro incidenza sul bilancio consolidato semestrale abbreviato, unitamente ad una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio. La relazione intermedia sulla gestione comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

27 agosto 2015

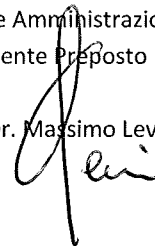
L'Amministratore Delegato

Dr. Massimiliano Bianco



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

Dr. Massimo Levrino





GRUPPO IREN

**RELAZIONE DI REVISIONE CONTABILE LIMITATA SUL
BILANCIO SEMESTRALE ABBREVIATO CONSOLIDATO**



RELAZIONE DI REVISIONE CONTABILE LIMITATA SUL BILANCIO SEMESTRALE ABBREVIATO CONSOLIDATO

Agli Azionisti della
Iren SpA

Introduzione

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata dell'allegato bilancio semestrale abbreviato consolidato, costituito dalla situazione patrimoniale-finanziaria, dal conto economico, dalle altre componenti di conto economico complessivo, dalle variazioni delle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative della Iren SpA e sue controllate ("Gruppo Iren") al 30 giugno 2015. Gli Amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio semestrale abbreviato consolidato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea. E' nostra la responsabilità di esprimere una conclusione sul bilancio semestrale abbreviato consolidato sulla base della revisione contabile limitata svolta.

Portata della revisione contabile limitata

Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n° 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata del bilancio semestrale abbreviato consolidato consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile degli aspetti finanziari e contabili, analisi di bilancio ed altre procedure di revisione contabile limitata. La portata di una revisione contabile limitata è sostanzialmente inferiore rispetto a quella di una revisione contabile completa svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di una revisione contabile completa. Pertanto, non esprimiamo un giudizio sul bilancio semestrale abbreviato consolidato.

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. Euro 6.890.000,00 i.v., C.F. e P.IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 0712132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 0805640211 - **Bologna** 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 0516186211 - **Brescia** 25123 Via Borgo Pietro Wuhrer 23 Tel. 0303697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 0957532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 0552482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 01029041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 08136181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 - **Parma** 43100 Viale Tanara 20/A Tel. 0521275911 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011556771 - **Trento** 38122 Via Grazioli 73 Tel. 0461237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 0458263001



Conclusioni

Sulla base della revisione contabile limitata svolta, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio semestrale abbreviato consolidato del Gruppo Iren al 30 giugno 2015 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

Torino, 27 agosto 2015

PricewaterhouseCoopers SpA

A handwritten signature in blue ink, reading 'Piero De Lorenzi', written in a cursive style.

Piero De Lorenzi
(Revisore legale)



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

