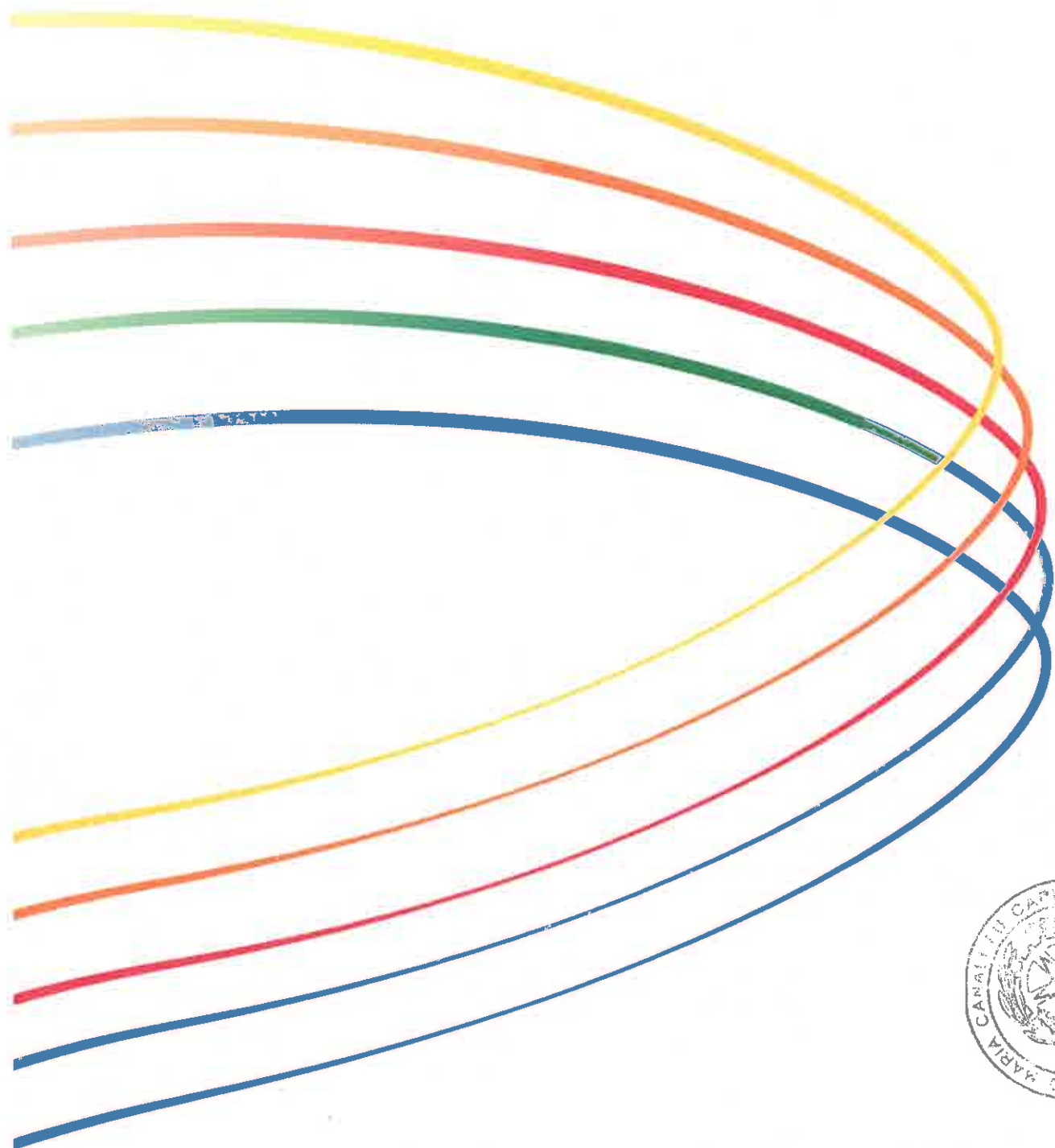


ALLEGATO "C" AL
N. 553M DI REP
E AL N. 24477 DI RACC.

Relazioni e Bilanci

al 31 dicembre 2015



iren

Sommario

Avviso di convocazione di Assemblea ordinaria	1
Gruppo Iren in cifre	2
Cariche sociali	4
Missione e Valori del Gruppo Iren	5
Lettera agli Azionisti	6
Relazione sulla gestione	
L'assetto societario del Gruppo Iren	10
Informazioni sul titolo Iren nel 2015	15
Dati operativi	17
Scenario di mercato	20
Fatti di rilievo dell'esercizio	34
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Iren	40
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria di Iren S.p.A.	54
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio ed evoluzione prevedibile della gestione	59
Quadro normativo	61
Gestione finanziaria	86
Rapporti con Parti Correlate	88
Rischi e incertezze	89
Organizzazione e sistemi informativi	93
Ricerca e sviluppo	95
Personale e formazione	101
Qualità, Ambiente e Sicurezza	104
Iren e la Sostenibilità	105
Altre Informazioni	109
Informazioni sulla Corporate Governance di Iren	110
Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti	125
Bilancio consolidato e Note illustrative al 31 dicembre 2015	
Prospetto della situazione patrimoniale - finanziaria	128
Prospetto di Conto Economico	130
Prospetto delle altre componenti di Conto Economico complessivo	131
Prospetto delle variazioni delle voci di Patrimonio Netto	132
Rendiconto finanziario	134
Note illustrative	135
I. Contenuto e forma del bilancio consolidato	136
II. Principi di consolidamento	137
III. Area di consolidamento	138
IV. Principi contabili e criteri di valutazione	139
V. Gestione dei rischi finanziari del Gruppo	156
VI. Informativa sui rapporti con parti correlate	162
VII. Altre informazioni	166
VIII. Informazioni sulla situazione patrimoniale - finanziaria	167
IX. Informazioni sul Conto Economico	194
X. Garanzie e passività potenziali	204
XI. Informativa per settori di attività	208
XII. Allegati al bilancio consolidato	211
Attestazione del bilancio consolidato ai sensi dell'art. 81-ter del Regolamento Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni	223
Relazione della Società di revisione sul bilancio consolidato	224
Bilancio separato e Note illustrative al 31 dicembre 2015	
Prospetto della situazione patrimoniale - finanziaria	228
Prospetto di Conto Economico	230
Prospetto delle altre componenti di Conto Economico complessivo	231
Prospetto delle variazioni delle voci di Patrimonio Netto	232
Rendiconto finanziario	234
Note illustrative	235
I. Contenuto e forma del bilancio	235
II. Principi contabili e criteri di valutazione	236
III. Gestione dei rischi finanziari di Iren S.p.A.	248
IV. Informativa sui rapporti con parti correlate	251
V. Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio	253
VI. Altre informazioni	254
VII. Informazioni sulla situazione patrimoniale - finanziaria	255
VIII. Informazioni sul Conto Economico	271
IX. Garanzie e passività potenziali	276
X. Allegati al bilancio separato	277
Attestazione del bilancio d'esercizio ai sensi dell'art. 81-ter del Regolamento Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni	291
Relazione della Società di revisione sul bilancio separato	292
Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti	294
Sintesi delle deliberazioni dell'Assemblea	297

AVVISO DI CONVOCAZIONE DI ASSEMBLEA ORDINARIA

Si rende noto che è stato pubblicato sul sito internet della Società (www.gruppoiren.it) l'avviso di convocazione dell'assemblea ordinaria degli Azionisti, che si terrà a Reggio Emilia in via Nubi di Magellano 30 presso la Sala Campioli il giorno 9 maggio 2016 alle ore 11,00 in unica convocazione per discutere e deliberare sul seguente

Ordine del Giorno:

- 1) Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2015, Relazione sulla gestione e proposta di destinazione dell'utile: deliberazioni inerenti e conseguenti.
- 2) Nomina del Consiglio di Amministrazione e relative cariche statutariamente di competenza assembleare per il triennio 2016-2017-2018 (scadenza: data di approvazione del bilancio dell'esercizio 2018): deliberazioni inerenti e conseguenti.
- 3) Determinazione del compenso annuo da corrispondere ai membri del Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 21 dello statuto sociale: deliberazioni inerenti e conseguenti.
- 4) Relazione sulla remunerazione (prima sezione ai sensi del 3° comma dell'art. 123 ter del TUF): deliberazioni inerenti e conseguenti.

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione

(Ing. Prof. Francesco Profumo)



GRUPPO IREN IN CIFRE

	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Variaz. %
Dati Economici (milioni di euro)			
Ricavi	3.094	2.902	6,6
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	678	623	8,8
Risultato operativo (EBIT)	347	325	6,8
Risultato prima delle imposte	246	214	15,0
Risultato netto di Gruppo e di Terzi	140	86	62,8
Dati Patrimoniali (milioni di euro)			
	<i>Al 31/12/2015</i>	<i>Al 31/12/2014</i>	
Capitale investito netto	4.231	4.279	(1,1)
Patrimonio netto	2.062	1.994	3,4
Posizione Finanziaria Netta	(2.169)	(2.286)	(5,1)
Indicatori economico-finanziari			
	<i>Esercizio 2015</i>	<i>Esercizio 2014</i>	
MOL/Ricavi	21,9%	21,5%	
	<i>Al 31/12/2015</i>	<i>Al 31/12/2014</i>	
Debt/Equity	1,05	1,15	
Dati tecnici e commerciali			
	<i>Esercizio 2015</i>	<i>Esercizio 2014</i>	
Energia elettrica venduta (GWh)	12.383	11.220	10,4
Energia termica prodotta (GWh _t)	2.870	2.631	9,1
Volumetria teleriscaldata (mln m ³)	81,9	80,4	1,9
Gas venduto (mln m ³)	2.568	2.185	17,5
Acqua distribuita (mln m ³)	162	147	10,2
Rifiuti raccolti (ton)	1.171.182	735.589	59,2
Rifiuti smaltiti (ton)	764.702	617.753	23,8

Il Gruppo è strutturato secondo un modello che prevede una holding industriale, con sede legale a Reggio Emilia, e cinque società responsabili delle singole linee di business operanti nelle principali sedi operative di Genova, Parma, Piacenza, Reggio Emilia e Torino.

Alla holding fanno capo le attività strategiche, di sviluppo, coordinamento e controllo, mentre le cinque società operative garantiscono il presidio, 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.

Distribuzione Gas: attraverso oltre 7.634 chilometri di rete Iren serve circa 715.000 Clienti.

Distribuzione Energia Elettrica: con 7.555 chilometri di reti interrate ed aeree in alta, media e bassa tensione il Gruppo distribuisce l'energia elettrica a circa 684.000 Clienti a Torino e Parma.

Ciclo Idrico integrato: con circa 16.500 chilometri di reti acquedottistiche, oltre 9.270 km di reti fognarie e 1.085 Impianti di depurazione, Iren fornisce più di 2.600.000 abitanti.

Ciclo ambientale: con 144 stazioni ecologiche attrezzate, 2 termovalorizzatori, 3 discariche, 18 impianti di trattamento, selezione e stoccaggio e 1 impianti di compostaggio, il Gruppo serve 123 comuni per un totale di circa 2.000.00 abitanti e di circa 1.754.000 tonnellate gestite.

Teleriscaldamento: grazie a 883 chilometri di reti interrate di doppia tubazione il Gruppo Iren fornisce il calore ad una volumetria di circa 82 milioni di metri cubi, pari ad una popolazione servita di oltre 820.000 persone.

Vendita gas, energia elettrica e termica: il Gruppo commercializza annualmente più di 2,5 miliardi di metri cubi di gas, più di 12.000 GWh di energia elettrica e più di 2.800 GWh_t di calore per teleriscaldamento.



CARICHE SOCIALI

Consiglio Amministrazione

Presidente

Francesco Profumo

Vice Presidente

Ettore Rocchi ⁽¹⁾

Amministratore Delegato

Massimiliano Bianco ⁽²⁾

Consiglieri

Franco Amato ⁽³⁾

Lorenzo Bagnacani

Roberto Bazzano

Tommaso Dealessandri

Anna Ferrero

Augusto Buscaglia ⁽⁴⁾

Alessandro Ghibellini ⁽⁵⁾

Fabiola Mascardi ⁽⁶⁾

Moris Ferretti ⁽⁷⁾

Barbara Zanardi ⁽⁸⁾

Collegio Sindacale ⁽⁹⁾

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. ⁽¹⁰⁾

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

⁽²⁾ Cooptato dal Consiglio di Amministrazione in data 1° dicembre 2014 in sostituzione del dimissionario ing. Nicola De Sanctis e nella stessa seduta nominato Amministratore Delegato con conferimento dei relativi poteri. In data 3 dicembre 2014 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di procedere all'assunzione con contratto di lavoro dirigenziale a tempo determinato in qualità di Direttore Centrale Operations e Strategia del dott. Bianco, a decorrere dal 1° gennaio 2015 e con scadenza al 31 dicembre 2019. Confermato alla carica di Consigliere sino alla scadenza dell'attuale organo amministrativo (e, più precisamente, sino all'approvazione del bilancio della Società al 31 dicembre 2015) dall'Assemblea degli azionisti tenutasi il 28 aprile 2015, nonché confermato alla carica di Amministratore Delegato della Società (con conferimento dei relativi poteri) dal Consiglio di Amministrazione della Società nel corso della seduta del 28 aprile 2015.

⁽³⁾ Presidente del Comitato Controllo e Rischi e componente del Comitato per le Operazioni Parti Correlate.

⁽⁴⁾ Componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine.

⁽⁵⁾ Componente del Comitato Controllo e Rischi.

⁽⁶⁾ Presidente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine e componente del Comitato per le Operazioni Parti Correlate.

⁽⁷⁾ Cooptato dal Consiglio di Amministrazione del 4 giugno 2015 in sostituzione del dimissionario dott. Andrea Viero e nella stessa seduta nominato Componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine.

⁽⁸⁾ Presidente del Comitato per le Operazioni Parti Correlate e componente del Comitato Controllo e Rischi.

⁽⁹⁾ Eletto dall'Assemblea Ordinaria del 28 aprile 2015 per il triennio 2015-2017.

⁽¹⁰⁾ 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.



LETTERA AGLI AZIONISTI

Gentili Azionisti,

Il bilancio che viene presentato dal Consiglio di Amministrazione presenta risultati gestionali particolarmente positivi.

Lo sforzo e l'impegno profuso da tutta l'Azienda nell'implementare rapidamente le linee strategiche delineate nel piano industriale, ricercando la massima efficienza e integrazione, hanno nei risultati economici e finanziari la loro dimostrazione più concreta.

Il Gruppo Iren chiude il 2015 con ricavi a 3.094,1 milioni di euro (+6,6% rispetto all'anno precedente), un Margine Operativo Lordo a 677,8 milioni di euro (in aumento del 8,8% rispetto al 2014) e un Risultato Operativo pari a 346,8 milioni di euro (+6,6% rispetto al 2014). L'utile netto di Gruppo è pari a 118,2 milioni di euro (+71,4% rispetto a 68,9 milioni di euro al 31/12/2014) mentre l'indebitamento Finanziario Netto al 31/12/2015 si attesta a 2.169 milioni di euro, in riduzione di circa 117 milioni.

Viene confermato l'ottimo bilanciamento del portafoglio di business di IREN, il cui margine operativo lordo alla fine del 2015 deriva per il 76% da attività regolate e semi-regolate.

Nel mese di giugno è stato approvato il piano Industriale al 2020 che 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.

Dalle linee guide strategiche del piano industriale sono derivate le azioni che hanno caratterizzato la vita aziendale nel 2015.

Sul fronte finanziario va anzitutto evidenziato l'ottenimento del rating da parte dell'agenzia Fitch che ha assegnato al Gruppo IREN il rating investment-grade. La concessione del rating ha consentito e consentirà un accesso migliore ai mercati finanziari, come hanno dimostrato le operazioni portate a termine, dove si è potuto constatare la fiducia che il mercato riserva alla Società e come dimostra anche l'ottimo andamento del titolo nel 2015.

Da segnalare l'operazione di riacquisto di obbligazioni proprie portata a termine nel mese di novembre 2015 e il finanziamento riconosciuto dalla Banca europea degli investimenti (BEI) per complessivi 130 milioni di euro, utilizzabili in più tranches, con una durata fino a 15 anni.

Il piano industriale al 2020 ha confermato un percorso che, partendo da un importante processo di integrazione e razionalizzazione iniziato nei primi mesi del 2015, ha aumentato e aumenterà l'efficienza e efficacia dell'azione del Gruppo. La razionalizzazione è proseguita gradualmente per tutto l'anno ed ha portato all'avvio di IRETI, la società del Gruppo che gestirà in modo integrato e capillare sul territorio nazionale i business a rete del gruppo garantendo nei prossimi anni importanti efficienze e risparmi.

Il 2015 è stato anche l'anno in cui è iniziato un forte ricambio generazionale. Il Gruppo ha creato lavoro inserendo oltre 200 persone che sono subentrati ai colleghi che sono andati in pensione in anticipo a seguito del piano di incentivazione all'esodo su base volontaria, aggiungendo in questo modo nuove competenze ed energie al servizio dei business.

Sul fronte industriale sono stati molti i progetti portati a termine.

Nel mese di dicembre è stato sottoscritto con il Comune di Vercelli l'accordo quadro alla base del progetto di sviluppo di Atena, con l'obiettivo di promuoverne il ruolo di primo piano nel quadrante nord orientale del Piemonte. L'accordo rappresenta per Iren un primo passo per diventare leading player nei processi di razionalizzazione e consolidamento delle società locali a partecipazione pubblica, rafforzando la presenza della società nelle filiere industriali presidiate.

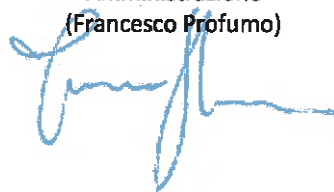
Altra acquisizione conclusasi nel mese di dicembre 2015 è stata quella del 40% della società Ecoprogetto Tortona, attiva nella costruzione e gestione di impianti di trattamento rifiuti.

Anche nel 2015 le politiche che il Gruppo Iren ha perseguito sono state coerenti con i principi della sostenibilità ambientale, sociale ed economica. Valori guida come il rispetto e la tutela del territorio, l'efficienza energetica, il dialogo costante con le comunità ed i territori, la soddisfazione dei clienti e l'attenzione alla valorizzazione dei dipendenti sono parte dell'identità aziendale.

Voglio ringraziare, a nome del Consiglio di Amministrazione, tutti i dipendenti per la competenza e l'impegno che quotidianamente mettono nel loro lavoro, da cui derivano i risultati che abbiamo conseguito.

Ringrazio, inoltre, tutti i componenti del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale per il determinante contributo alla futura crescita della Vostra Società.

Il Presidente del Consiglio di
Amministrazione
(Francesco Profumo)

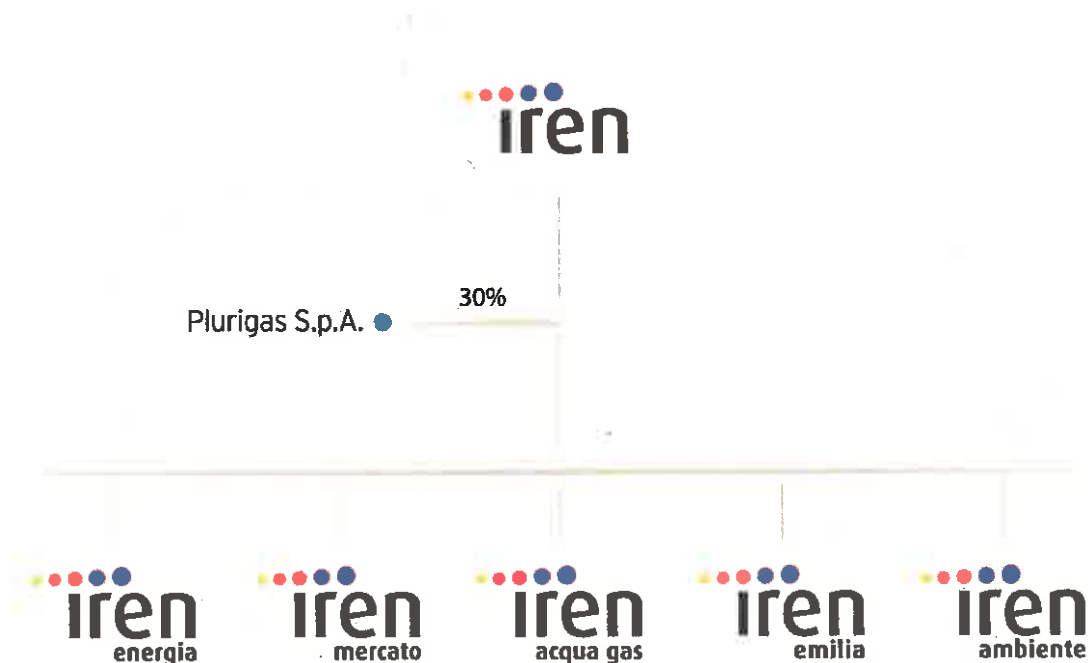




**Relazione
sulla gestione**
al 31 dicembre 2015



L'ASSETTO SOCIETARIO 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. 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 corso del 2015 è stata pari a circa 2.634 GWh, con una volumetria teleriscaldata pari a circa 82 milioni di metri cubi.

Teleriscaldamento

Il totale della volumetria riscaldata al 31 dicembre 2015 ammonta a 81,9 milioni di metri cubi, in aumento rispetto al 2014 del 2%.

Iren Energia dispone nel capoluogo piemontese della rete di teleriscaldamento più estesa a livello nazionale, con 534,2 km di doppia tubazione al 30 dicembre 2015 (di cui 23,7 km di Nichelino), nonché delle reti di Genova con un'estensione di 10,3 km, di Reggio Emilia con circa 218,4 km, di Parma con circa 98,0 km e di Piacenza con circa 21,6 km per un totale di 882,5 km.

A far data dal primo ottobre 2015 Iren Energia, a seguito del passaggio del ramo d'azienda da Iren Emilia, gestisce direttamente l'esercizio e la manutenzione delle reti e degli impianti di teleriscaldamento delle città emiliane.

Distribuzione di energia elettrica

Iren Energia, tramite la controllata AEM Torino Distribuzione, svolge l'attività di distribuzione di energia elettrica su tutto il territorio delle città di Torino e di Parma (circa 1.094.000 abitanti); nel corso del 2015 l'energia elettrica complessiva distribuita è stata pari a 3.995 GWh.

Servizi agli Enti Locali e Global Service

Iren Servizi e Innovazione è attiva nel campo dell'illuminazione pubblica e monumentale, degli impianti semaforici, della gestione, in global service tecnologico, degli impianti termici ed elettrici degli edifici pubblici della Città di Torino e delle energie rinnovabili ed alternative.

D'intesa con il Comune di Torino sta portando avanti un articolato piano di rinnovi volti al miglioramento dell'efficienza energetica ed al contenimento dei consumi, tra cui la sostituzione delle lampade tradizionali a mercurio con lampade a led.

Nel campo delle energie rinnovabili Iren Servizi e Innovazione realizza impianti per la produzione di energia elettrica mediante fonti rinnovabili quali fotovoltaico, solare termico e biomasse (cippato di legno e pellets) o assimilate, come ad esempio gli impianti di trigenerazione (energia elettrica, "caldo" e "freddo").

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 nei 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 del 2015 sono stati pari a 2.568 Mmc di cui 1.004 Mmc commercializzati a clienti finali esterni al Gruppo, 1.358 Mmc impiegati all'interno del Gruppo IREN sia per la produzione di energia elettrica e termica sia per la fornitura di servizi calore, e 206 Mmc destinati allo stoccaggio.

Al 31 dicembre 2015 i clienti gas gestiti direttamente da Iren Mercato sono pari a quasi 771.000 distribuiti sul bacino storico genovese e sulle aree di sviluppo limitrofe, sul bacino torinese e sui bacini storici emiliani.

Commercializzazione energia elettrica

I volumi commercializzati nel corso del 2015, sono stati pari a 12.393 GWh.

I clienti di energia elettrica gestiti al 31 dicembre 2015 superano i 731.000 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 4.825 GWh, mentre i volumi impiegati sulla borsa al netto dell'energia compravenduta sono pari a 6.082 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 280.000, mentre i volumi complessivamente venduti ammontano a 653 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 sottostazioni 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.

Il totale della volumetria teleriscaldata al 31 dicembre 2015 ammonta a 81,9 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-Enla.

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.

Con l'acquisizione del ramo d'azienda cosiddetto "ramo ligure" dalla Società Acque Potabili S.p.A. avente efficacia dal 1° luglio 2015, Iren Acqua Gas ha esteso ad altri 4 comuni (Camogli, Rapallo, Coreglia Ligure e Zoagli) nell'ATO Genova e al comune di Bolano (La Spezia) la gestione del servizio idrico integrato consolidando la presenza sul territorio.

Iren Acqua Gas, con le proprie controllate raggiunge, negli Ambiti Territoriali Ottimali (ATO) gestiti (Area Genovese, Reggio Emilia Parma, Piacenza, Savona e La Spezia), complessivamente un bacino di 191 Comuni e oltre 2,6 milioni di abitanti serviti.

Nel corso del 2015 ha venduto circa 162 milioni di metri cubi di acqua, attraverso una rete di distribuzione di oltre 16.500 km. Per quanto riguarda le acque reflue gestisce una rete fognaria complessiva di circa 9.300 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 321.000 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 del 2015, per complessivi 337 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 75 dei 140 comuni delle province di Reggio Emilia, Parma e Piacenza. La società gestisce complessivamente 5.972 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. Nel corso del 2015 ha distribuito circa 871 milioni di metri cubi di gas.

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 12.306 km di rete di acquedotto, 7.104 km di reti fognarie e 544 impianti di sollevamento delle acque reflue e 790 impianti di trattamento tra depuratori biologici e fosse imhoff distribuiti sul territorio di 109 Comuni.

Iren Emilia ha svolto l'attività di gestione operativa della rete e degli impianti (di proprietà di Iren Energia) di teleriscaldamento nelle città di Reggio Emilia, Parma e Piacenza fino al 30 settembre 2015. Dal primo ottobre con il trasferimento del ramo d'azienda questa attività è passa ad Iren Energia.

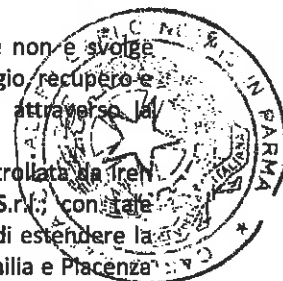
La gestione operativa della rete di distribuzione di energia elettrica è svolta nella città di Parma e riguarda 2.447 km di rete con un numero prossimo a 126.000 punti di consegna alla clientela finale.

IREN AMBIENTE

Iren Ambiente effettua la raccolta ed il trasporto di rifiuti urbani e speciali pericolosi e non e svolge direttamente o tramite società partecipate 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.

Il Gruppo ha inoltre acquistato, in data 23 dicembre 2014, tramite la società Amiat V. controllata da Iren Ambiente S.p.A., il 31% del capitale sociale di Amiat S.p.A., offerto da FCT Holding S.r.l.; con tale operazione la partecipazione in Amiat S.p.A. è salita all'80%, consentendo così al Gruppo di estendere la gestione dei servizi ambientali oltre alle tre province di riferimento quali Parma, Reggio Emilia e Piacenza anche al Comune di Torino, raggiungendo un totale di 123 comuni e servendo un bacino di circa 2 milioni di abitanti.

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 144 stazioni ecologiche attrezzate (53 Reggio Emilia, 43 Piacenza, 41 Parma e 7 Torino), hanno consentito al bacino servito di ottenere, nel 2015, risultati pari al 57% in termini di raccolta differenziata totale.



La frazione valorizzabile delle raccolte differenziate, unitamente ai rifiuti recuperabili prodotti dai processi di selezione degli impianti del gruppo, a seguito di ottimizzazioni della filiera logistica/trattamento/vendita, hanno consentito nel 2015 di ottenere ricavi per oltre 13 milioni di euro.

Tramite la controllata AMIAT Spa, Iren Ambiente Spa si occupa oltre al servizio di igiene ambientale nella città di Torino (1.000.000 di abitanti serviti) anche degli impianti di selezione e recupero presenti in quel territorio.

Iren Ambiente S.p.A. gestisce un importante portafoglio clienti a cui fornisce servizi per lo smaltimento di rifiuti speciali e svolge l'attività di trattamento, selezione, recupero e smaltimento finale dei rifiuti urbani. Con i propri impianti Iren Ambiente S.p.A. gestisce direttamente 1.171.182 tonnellate annue di rifiuti, di cui 850.000 tonnellate di rifiuti solidi e circa 300.000 tonnellate di rifiuti liquidi, avvalendosi di 17 impianti di trattamento, selezione e stoccaggio, 2 termovalorizzatori (Piacenza e Parma), 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.

Di importante rilievo strategico sono le partecipazioni nella società TRM di Torino, che gestisce un termovalorizzatore della capacità di circa 500.000 t/ab al servizio di un bacino di utenza di circa 1.500.000 abitanti e la partecipazione della società Ecoprogetto di Tortona, che gestisce un impianto di trattamento anaerobico della FORSU, avente la potenzialità di 32.000 t/ab di FORSU.

INFORMAZIONI SUL TITOLO IREN NEL 2015

ANDAMENTO DEL TITOLO IREN IN BORSA

Nel 2015 il *FTSE Italia All-share* (il principale indice di Borsa Italiana), ha riportato una crescita del 14,6%.

Tale risultato è da attribuire in larga parte al superamento dello scenario di forte crisi economica che ha contrassegnato gli ultimi anni e al contemporaneo verificarsi dei primi timidi segnali di ripresa del Paese. A ciò si aggiungono il mantenimento di una politica monetaria espansiva da parte della BCE e la stabilizzazione dello spread tra BTP italiani e Bund tedeschi.

ANDAMENTO TITOLO IREN VS COMPETITORS

In tale contesto macroeconomico il titolo ha sovraperformato il suddetto indice, facendo segnare a fine anno un incremento superiore al 60%.

La performance indicata è tra le migliori nel settore di riferimento e deriva principalmente dai positivi risultati riportati dalla Società nel corso dell'anno e peraltro legati ai progetti di efficientamento, integrazione e crescita delineati nel piano industriale presentato a giugno alla comunità finanziaria.

ANDAMENTO TITOLO IREN VS COMPETITORS



Il titolo Iren a fine dicembre 2015 si è attestato a 1,49 euro per azione con volumi medi nell'anno pari a circa 2,1 milioni di pezzi giornalieri.

Nel corso del 2015 il prezzo medio è stato di 1,30 euro per azione avendo toccato il massimo di 1,52 euro per azione il 20 ottobre ed il minimo di 0,87 euro per azione il 12 gennaio.

ANDAMENTO PREZZO ■ VOLUMI DEL TITOLO IREN

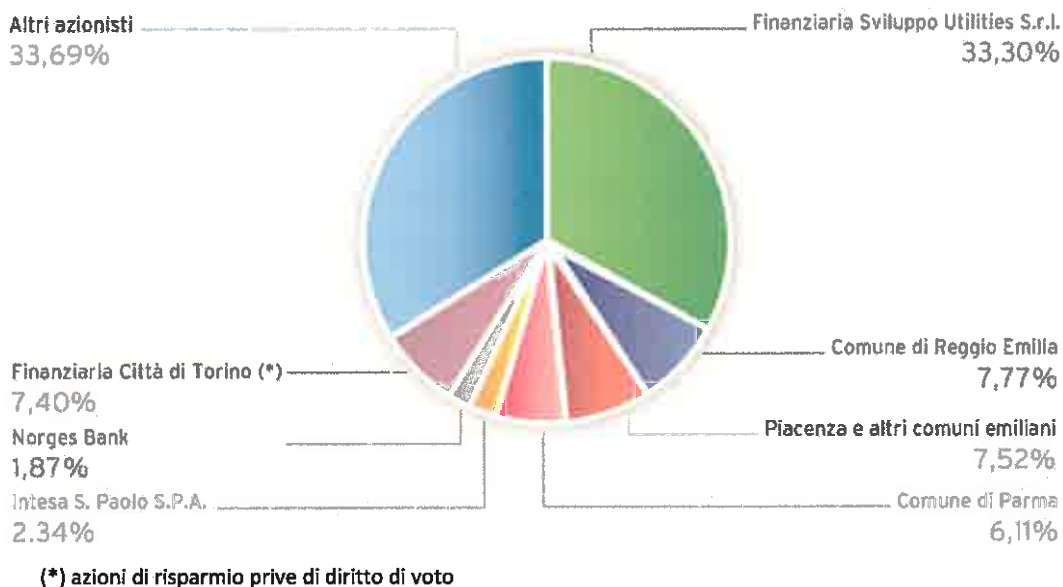


Il coverage del titolo

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

Al 31 dicembre 2015 sulla base delle informazioni disponibili alla società, l'azionariato di Iren era il seguente:

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



DATI OPERATIVI

Bilancio dell'energia elettrica

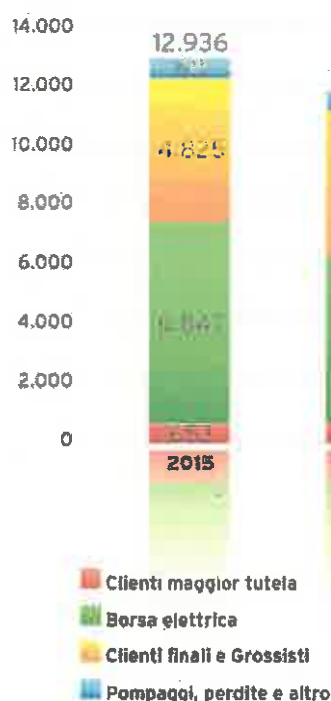
GWh	Esercizi 2015	Esercizio 2014 (*)	Variaz. %
FONTI			
Produzione lorda del Gruppo	8.107	6.671	21,5
<i>a) Idroelettrica</i>	1.479	1.494	(1,0)
<i>b) Cogenerativa</i>	4.746	3.960	19,8
<i>c) Termoelettrica</i>	1.665	1.005	65,7
<i>d) Produzione da WTE e discariche</i>	217	212	2,4
Acquisto da Acquirente Unico	664	721	(7,9)
Acquisto energia in Borsa Elettrica	1.865	2.138	(12,8)
Acquisto energia da grossisti, produttori, e importazioni	2.300	2.236	2,9
Totale Fonti	12.936	11.766	9,9
IMPIEGHI			
Vendite a clienti di maggior tutela	653	708	(7,8)
Vendite in Borsa Elettrica	6.847	5.607	22,1
Vendite a clienti finali e grossisti	4.825	4.836	(0,2)
Pompaggi, perdite di distribuzione e altro	611	615	(0,7)
Totale Impieghi	12.936	11.766	9,9

(*) Dato proformato con quantità AMIAT (49 Gwh)

Composizione Fonti



Composizione Impieghi

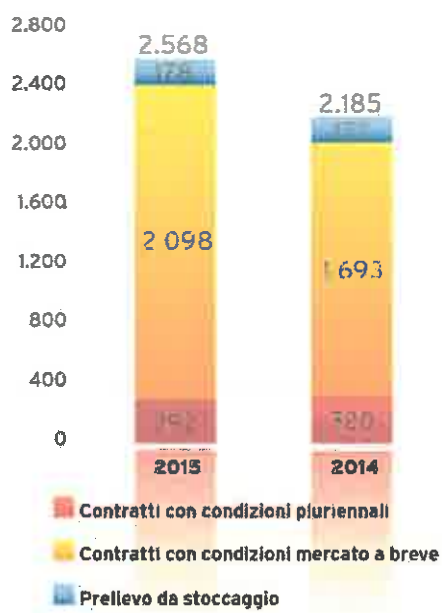


Bilancio del gas

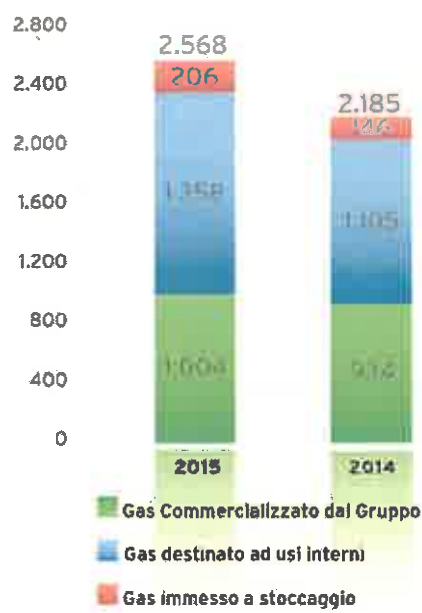
Milioni di metri cubi	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Variaz. %
FONTI			
Contratti con condizioni pluriennali	292	320	(8,9)
Contratti con condizioni mercato a breve (annuali e spot)	2.098	1.693	23,9
Prelievi da stoccaggio	178	172	3,9
Totale Fonti	2.568	2.185	17,5
IMPIEGHI			
Gas commercializzato dal Gruppo	1.004	934	7,5
Gas in stoccaggio	206	146	41,3
Gas destinato ad usi interni (1)	1.358	1.105	22,9
Totale Impieghi	2.568	2.185	17,5

(1) Gli usi interni riguardano il termoelettrico e l'impiego per i servizi calore e gli autoconsumi

Composizione Fonti



Composizione impieghi



Servizi a rete

	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Variaz. %
DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA			
Energia elettrica distribuita (GWh)	3.995	3.848	3,8
N. contatori elettronici	740.272	701.262	5,6
DISTRIBUZIONE GAS			
<i>Gas distribuito da Iren Acqua Gas (mln mc)</i>	338	332	1,7
<i>Gas distribuito da Iren Emilia (mln mc)</i>	871	787	10,7
Totale Gas distribuito	1209	1.119	8,0
TELERISCALDAMENTO			
Volumetria teleriscaldata (mln mc)	81,9	80,4	1,9
Rete Teleriscaldamento (Km)	883	864	2,2
SERVIZIO IDRICO INTEGRATO			
Volumi Acqua (mln mc)	162	147	10,6



SCENARIO DI MERCATO

ANDAMENTO MACROECONOMICO

Secondo stime del Fondo Monetario Internazionale nel 2015 la crescita del PIL mondiale è stata del 3,1%, in rallentamento rispetto al 2014 (+3,4%). Lo scenario macroeconomico risulta frammentato; in confronto al 2014 si è registrata una ripresa delle economie avanzate e nel contempo un nuovo rallentamento delle economie emergenti, la cui debolezza frena l'espansione degli scambi globali. Il contesto risulta incerto data la forte riduzione dei prezzi delle materie prime (i corsi petroliferi sono scesi sotto i minimi raggiunti nella fase critica del 2008-2009) e l'aumentata volatilità dei mercati finanziari.

Nell'Area Euro il PIL 2015 è valutato essere in aumento dell'1,5% (+0,9% nel 2014). Il programma di acquisto di titoli dell'Eurosistema si è dimostrato efficace nel sostenere l'attività economica nel suo complesso, ma la crescita, che ha caratterizzato anche la seconda parte dell'anno, resta fragile a causa dell'indebolimento della domanda estera e della forte discesa dei prezzi petroliferi. Il Consiglio direttivo della BCE in dicembre ha introdotto ulteriori misure espansive e ampliato il programma di acquisto di titoli e sembra disposto, se necessario, a intervenire ancora.

Per l'Italia, dopo una lunga fase recessiva, il 2015 registra una variazione del PIL di +0,8% (dati ISTAT). Anche negli ultimi mesi dell'anno la ripresa è sembrata proseguire gradualmente seppur in presenza di andamenti eterogenei tra i settori: ISTAT indica che segnali favorevoli giungono dalla manifattura, mentre le costruzioni mantengono un'intonazione negativa. Alla spinta delle esportazioni, che dopo aver sostenuto l'attività negli ultimi quattro anni risentono della debolezza dei mercati extraeuropei, si sta progressivamente sostituendo quella della domanda interna (in particolare per consumi e ricostituzione scorte).

Il mercato dell'energia elettrica

Nel 2015 la produzione netta di energia elettrica in Italia è stata pari a 270.703 GWh in aumento dello 0,6% rispetto al 2014.

La richiesta di energia elettrica, pari a 315.234 GWh (+1,5% sul 2014) è stata soddisfatta per l'85,9% dalla produzione nazionale (-0,9% rispetto al 2014) e per il restante 14,1% (+6% sull'esercizio precedente) dal saldo con l'estero. A livello nazionale, la produzione termoelettrica tradizionale è stata pari a 180.871 GWh, con un incremento del +8,3% rispetto al 2014 ed ha rappresentato il 66,8% dell'offerta produttiva; la produzione di fonte idroelettrica è stata pari a 44.751 GWh (-24,9% rispetto al 2014) rappresentandone il 16,5%, mentre la produzione da fonte geotermica, eolica e fotovoltaica è stata pari a 45.081 GWh (+6,1% sul 2014) coprendo il 16,7% dell'offerta.

Domanda e offerta di energia elettrica cumulata

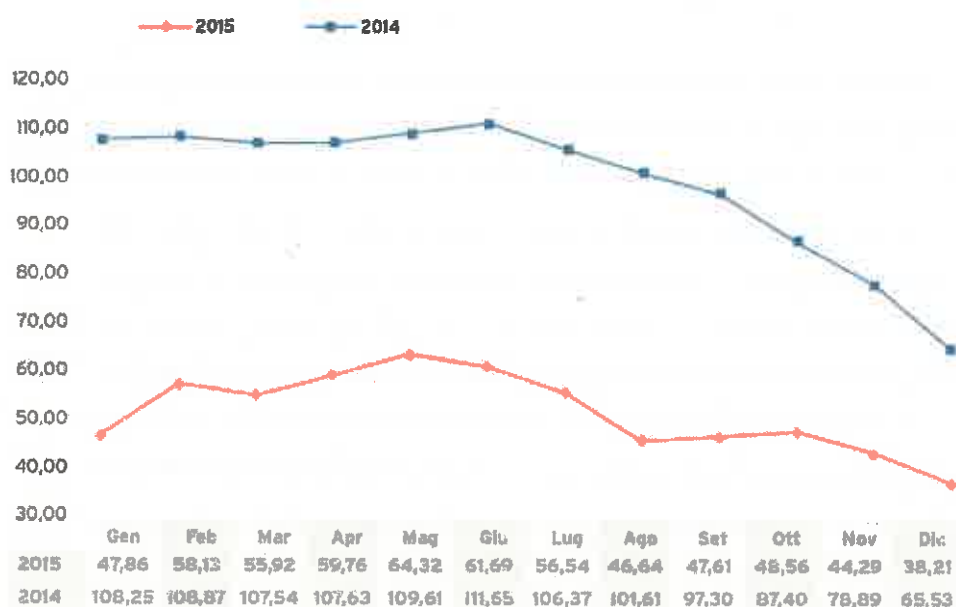
	(GWh e variazioni tendenziali)		
	fino a 31/12/2015	fino a 31/12/2014	Var. %
Domanda	315.234	310.535	1,5%
- Nord	144.709	144.926	-0,1%
- Centro	94.525	91.463	3,3%
- Sud	47.333	45.345	4,4%
- Isole	28.667	28.801	-0,5%
Produzione netta	270.703	269.148	0,6%
- Idroelettrico	44.751	59.575	-24,9%
- Termoelettrico	180.871	167.080	8,3%
- Geotermoelettrico	5.816	5.566	4,5%
- Eolico e fotovoltaico	39.265	36.927	6,3%
Saldo estero	44.531	41.387	7,6%

Fonte: elaborazione RIE su dati TERNA

Il 2015 ha visto una domanda elettrica in crescita rispetto all'anno precedente (+1,5%). La crescita si è concentrata principalmente nei mesi estivi di Luglio (+11,9%) ed Agosto (+3,2%); sono risultati ancora a crescita negativa i mesi di Gennaio (-1,7%), Maggio (-1,3%) e Ottobre (-1,8%), per i quali ha influito indubbiamente il fattore climatico. Gli incrementi interessano principalmente il centro-sud del paese, a segno negativo il nord est e la Sicilia.

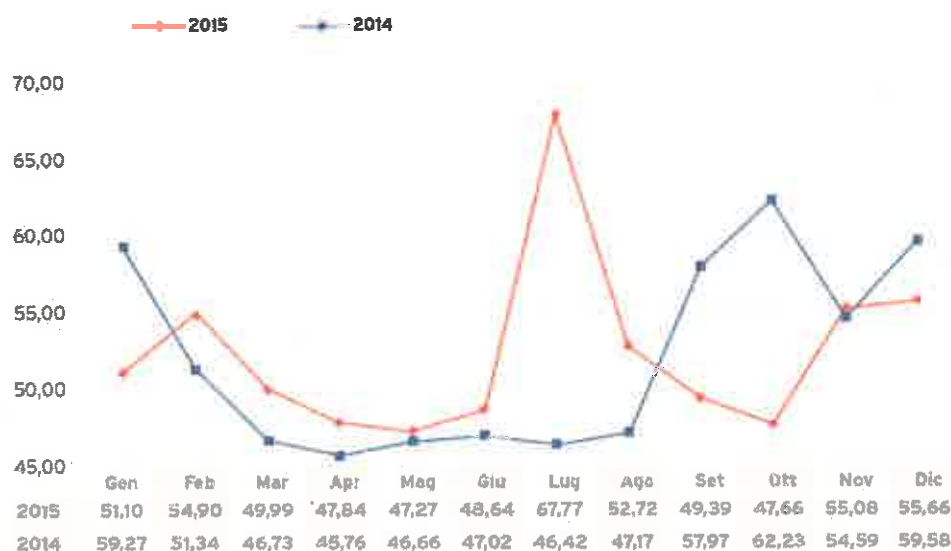
Nel 2015 il prezzo medio del greggio è stato pari a 52,5 \$/bbl, in netta riduzione rispetto al 2014 (-47,1%). Il cambio \$/€ medio è stato 1,1091 anch'esso in riduzione (-16,5%) rispetto alla media del 2014. Per effetto delle precedenti dinamiche, la quotazione media del greggio in euro è stata 47,3 €/bbl nel 2015 in riduzione rispetto al valore medio del 2014 (-36,7%). Il 2015 si chiude con nuovi e consistenti ribassi del prezzo del greggio, con il Brent Dated che si porta in media a 38 \$/bbl, il livello più basso da fine 2008.

ANDAMENTO DEL BRENT \$/BBL



Il quarto trimestre del 2015 sulla borsa elettrica si chiude con un prezzo medio di 52,8 €/MWh in riduzione sia rispetto al trimestre precedente (-6,8%) che al pari periodo del 2014 (-10,2%). Escludendo l'anno di partenza della piattaforma di scambio, il prezzo medio determinatosi è il più basso dal 2005 ad oggi. In ragione d'anno il PUN chiude a 52,31 €/MWh (+0,4% rispetto al 2014) con un sostanziale allineamento al prezzo dell'anno precedente, che rappresentava a sua volta il valore minimo espresso dalla piattaforma di scambio dal 2005.

PREZZO MEDIO DI ACQUISTO IN BORSA (MGP) -
PUN €/MWh

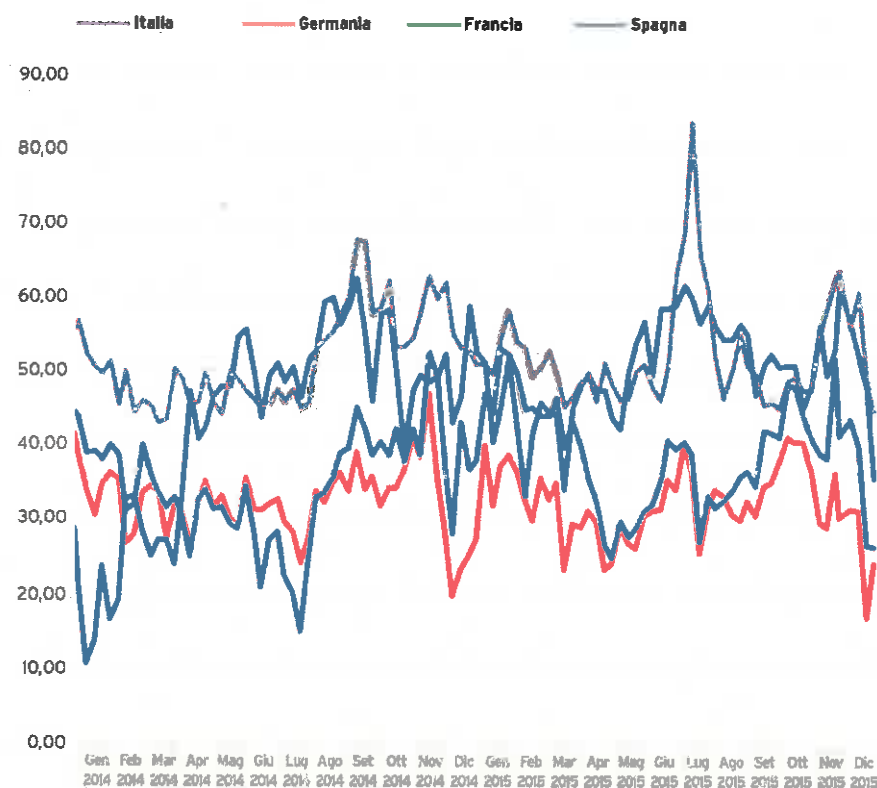


Le borse elettriche europee hanno espresso, nel 2015, un prezzo medio di 40,4 €/MWh con un differenziale, rispetto al PUN medio Ipex, di 12,2 €/MWh in riduzione rispetto ai 15,6 €/MWh del 2014 e ai 21,3 €/MWh del 2013.

Riguardo ai prezzi zonal si assiste, nell'anno, alla localizzazione del prezzo minore (49,2 €/MWh) nella zona Sud ribadendo quanto avvenuto nel 2014. Si conferma inoltre la Sicilia con 57,5 €/MWh la zona a prezzo massimo benché il differenziale con il PUN si mostri notevolmente ridimensionato (aumentava infatti del 55,4% nel 2014 rispetto al +10,0% attuale).

Le borse elettriche europee hanno espresso, nel 2015, un prezzo medio di 40,4 €/MWh con un differenziale, rispetto al PUN medio Ipx, di 12,2 €/MWh in riduzione rispetto ai 15,6 €/MWh del 2014 e ai 21,3 €/MWh del 2013.

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



Nella tabella seguente è riportato il confronto tra i prezzi *futures* medi dei prodotti *baseload* disponibili per il quarto trimestre 2015. Nei tre mesi da Ottobre a Dicembre si registrano variazioni sia in aumento che in riduzione per le quotazioni dei futures trimestrali, in particolare aumenta la prima scadenza di marzo 2016 mentre diminuiscono le scadenze più lontane di settembre e dicembre. Il future annuale (Dicembre 2016) che quotava 44,7 €/MWh a Gennaio si è portato a 49,0 €/MWh in Luglio per ridursi a 46,0 €/MWh in Dicembre (+1,3 €/MWh rispetto a Gennaio).

Ottobre 2015 Futures	
mensili	€/MWh
nov-15	47,4
dic-15	48,1
gen-16	49,4
trimestrali	€/MWh
mar-16	47,8
giu-16	42,9
set-16	47,6
dic-16	47,6
annuali	€/MWh
dic-16	46,5

Novembre 2015 Futures	
mensili	€/MWh
dic-15	48,7
gen-16	48,4
feb-16	48,9
trimestrali	€/MWh
mar-16	47,4
giu-16	42,5
set-16	46,8
dic-16	46,9
Annuali	€/MWh
dic-16	45,9

Dicembre 2015 Futures	
mensili	€/MWh
gen-16	51,9
feb-16	52,0
mar-16	47,1
trimestrali	€/MWh
mar-16	50,3
giu-16	42,1
set-16	45,8
dic-16	45,9
Annuali	€/MWh
dic-16	46,0

Fonte: elaborazioni RIE su dati IDEX

Il Mercato del Gas Naturale

Complessivamente il 2015 ha visto i consumi di gas naturale tornare a crescere dopo quattro anni di cali consecutivi; l'aumento rispetto al 2014 risulta del 9,1% con un «recupero» di 5,5 mld mc, dovuto per metà circa ai prelievi delle reti di distribuzione (+9,6%) e per l'altra metà ai volumi impiegati dalle centrali elettriche, saliti del 16,6% a causa di una moderata crescita della domanda elettrica (+1,5%) e soprattutto della contrazione della produzione idroelettrica per la minore piovosità. Negativi invece i consumi industriali che segnano -3,1%. La domanda è comunque sui livelli di quella del 1999 ed inferiore del 21% circa al 2008 (-38% gli usi termoelettrici).

Lato immissioni, le importazioni (60,8 mld mc) sono cresciute del 9,8%, mentre la produzione nazionale (6,4 mld mc) è calata del 6,4% coprendo il 9,6% dei consumi. A fine anno Stogit, principale gestore del sistema di stoccaggio nazionale, indicava una presenza nei siti di ancora 8,7 mld mc pari a circa il 79% delle giacenze di inizio novembre, data la mitezza della stagione. La quantità è pressoché in linea con i volumi presenti lo stesso periodo del 2014.

Nel 2015 il 49,2% del gas importato è giunto via Tarvisio (47,3% nel 2014) prevalentemente dalla Russia; il 17,5% è arrivato all'*entry point* di Passo Gries dal Nord Europa (20,7% nel 2014), il 12,0% a Mazara del Vallo dall'Algeria (12,2%), l'11,7% a Gela dalla Libia (11,8%) e il 9,6% dal rigassificatore di Rovigo (8,1% nel 2014) che riceve GNL prevalentemente dal Qatar.

Impieghi e fonti di gas naturale nel 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	31,4	28,7	33,7	33,8	33,4	9,4%	-6,8%	-7,1%	-6,0%
Usi industriali	12,8	13,2	13,2	13,3	14,6	-3,0%	-3,0%	-3,8%	-12,3%
Usi termoelettrici	20,7	17,8	20,7	24,7	33,5	16,3%	0,0%	-16,2%	-38,2%
Rete Terzi e consumi di sistema (*)	2,0	1,7	1,9	2,5	3	17,6%	5,3%	-20,0%	-33,3%
Totale prelevato	66,9	61,4	69,5	74,3	84,5	9,0%	-3,7%	-10,0%	-20,8%
GAS IMMESSO (Mld mc)									
Produzione nazionale	6,4	6,9	7,5	8,2	9,1	-7,2%	-14,7%	-22,0%	-29,7%
Importazioni	60,8	55,4	61,5	67,6	76,5	9,7%	-1,1%	-10,1%	-20,5%
Stoccaggi	-0,3	-0,9	0,5	-1,5	-1,1	-66,7%	-160,0%	-80,0%	-72,7%
Totale immesso	66,9	61,4	69,5	74,3	84,5	9,0%	-3,7%	-10,0%	-20,8%

(*) 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 dicembre 2015

Il 2015 è stato caratterizzato da un sensibile calo dei prezzi del gas naturale su tutti i mercati internazionali. In Europa la diminuzione è stata pressoché continua nel corso dell'anno sia per le quotazioni a breve degli *hubs* che per i prezzi "alla frontiera" dei contratti di importazione a lungo termine. Il mercato europeo risulta da tempo "lungo", con abbondanza di offerta e domanda debole, situazione che è stata acuita dalla mitezza della stagione autunnale. Inoltre il forte calo delle quotazioni del petrolio, iniziato nella seconda metà del 2014, si è progressivamente riflesso nel corso del 2015 sui prezzi dei volumi di gas ancora collegati alle quotazioni del greggio e dei suoi derivati.

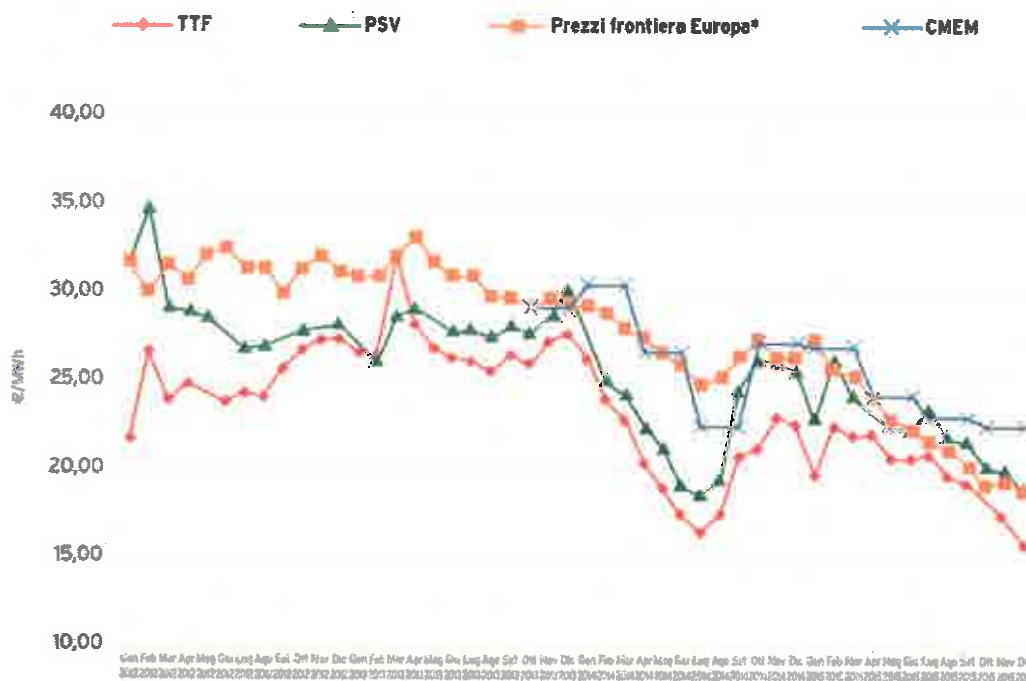
I prezzi spot al TTF olandese, *hub* europeo più liquido e rappresentativo, hanno chiuso con una media annua di 19,8 €/MWh, inferiore del 5% rispetto al 2014, ma sono calati di quasi il 30% da febbraio a dicembre 2015, finendo l'anno con valori anche sotto i 15 €/MWh, livelli non più raggiunti dal 2009/2010. Il PSV italiano ha mostrato un andamento simile: la media annua risulta di 22,2 €/MWh, inferiore del 4,6% nei confronti del 2014, ma i prezzi hanno conosciuto una diminuzione da 26,2 €/MWh di febbraio a 18,8

€/MWh in dicembre (-28%), con minimi giornalieri intorno ai 17 €/MWh. L'hub italiano rimane quello con valori più elevati in Europa, in media annua lo *spread* con il TTF è stato di 2,3 €/MWh.

Anche le quotazioni a termine hanno evidenziato una costante diminuzione su tutti gli *hubs*, risentendo a fine anno ed inizio 2016 sia delle attese per un ulteriore aumento dell'offerta derivante dalla disponibilità di nuovi flussi internazionali di GNL che dello scenario di nuovo ulteriore calo dei prezzi del petrolio.

Nel corso dell'anno, per effetto delle rinegoziazioni e delle basse quotazioni del *greggio*, i prezzi "alla frontiera" dei contratti a lungo termine hanno mostrato una progressiva diminuzione e convergenza verso quelli degli scambi a breve agli *hubs*, per poi registrare una nuova moderata divaricazione negli ultimi due mesi del 2015, in conseguenza di un'ulteriore riduzione dei prezzi di mercato risultata maggiore di quella dei contratti di lungo periodo.

DINAMICHE DEI PREZZI DEL GAS NATURALE SUI MERCATI ALL'INGROSSO EUROPEI



*Valori orientativi basati su stime o rilevazioni del World Gas Intelligence (Platts)

Nota: i valori della CDEM sono stati trasformati in Euro/MWh sulla base di un potere calorifico di 38,52 MJ/mcs

Fonte: Elaborazioni RIE su dati Platts, AEEG, WGI

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

Nota: i prezzi della CDEM sono stati trasformati in Euro/MWh sulla base di un potere calorifico di 38,52 MJ/mcs

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 2015 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 4,5 mld mc di cui circa l'87% nel comparto G+1.

I prezzi medi annui sono stati di 22,13 €/MWh nel G+1 (in linea con il PSV e inferiori del 6,3% rispetto al 2014) e 22,6 €/MWh nel G-1.

La c.d. "componente CDEM", intesa a riflettere il costo di approvvigionamento del gas nel prezzo al mercato tutelato e definita da AEEGSI sulla base delle quotazioni a termine del TTF, è risultata in media nel 2015 pari a 25,77 c€/mc in diminuzione del 9,4% rispetto al 2014.

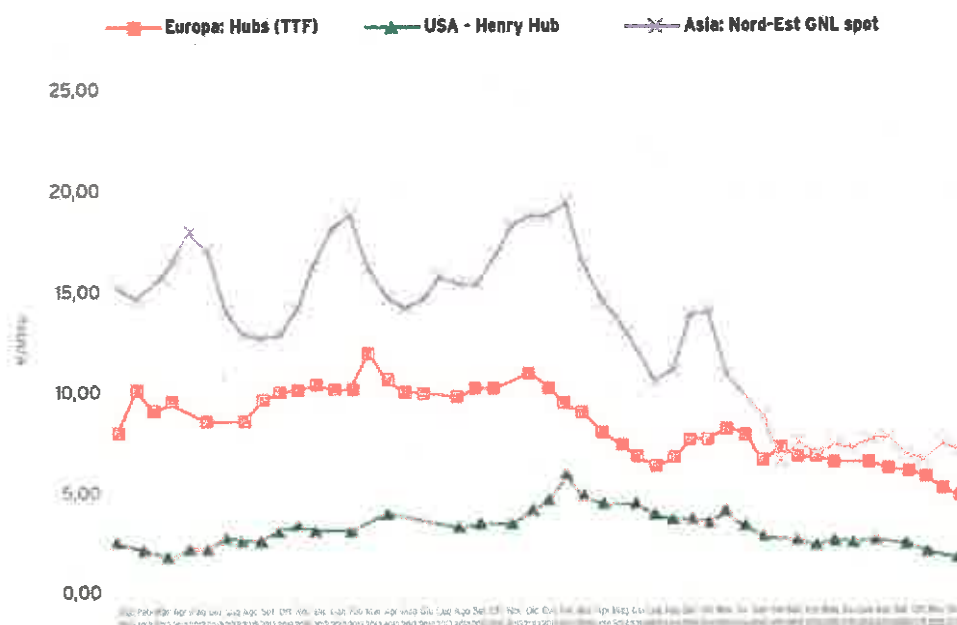
A livello internazionale, bassi prezzi del petrolio ed eccesso di offerta hanno causato una forte riduzione dei prezzi asiatici del GNL. Quelli dei contratti a lungo termine legati al petrolio sono calati di oltre il 50%

rispetto al 2014 e sono stimabili a fine 2015 sui 6-7 \$/MBtu (Milioni di British Thermal Units); mentre gli spot hanno registrato una media annua di 7,5 \$/MBtu con una riduzione del 45% nei confronti del 2014. In media nel 2015 i prezzi a breve asiatici sono risultati più alti di quelli europei di circa il 15% (+1 \$/MBtu pari a circa 3,1 €/MWh); verso fine anno il delta è salito al 40% (2,3 \$/MtBtu; 7,3 €/MWh), pur rimanendo molto inferiore a quello di metà 2014 quando sfiorava l'80% (6 \$MBtu; 16 €/MWh).

Durante l'anno l'avvicinamento dei prezzi asiatici 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.

Anche in USA si segnalano prezzi in discesa nel 2015 e sempre molto inferiori alle altre aree di mercato: l'Henry Hub, principale piazza americana, ha fatto osservare un valore medio di 2,6 \$/MBtu rispetto a 4,4 \$/MBtu del 2014.

CONFRONTO TRA PREZZI INTERNAZIONALI DEL GAS NATURALE



Fonte: Elaborazioni RIE su dati Platts

Mercato vendita calore tramite rete di teleriscaldamento in Italia

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

	2014	2013	2012
Numero città teleriscaldate (n)	179	162	109
Volumetria complessiva riscaldata (Mmc)	316	302	279
Energia termica fornita all'utenza (GWht)	7.717	9.200	8.005
Lunghezza reti di distribuzione (km)	3.974	3.807	3.161
Risparmio energia primaria fossile (tep)	442.000	541.213	439.518
Emissioni evitate di anidride carbonica (t)	1.385.900	1.778.037	1.433.537

Fonte: elaborazioni su dati AIRU

Nota: dal 2013 sono state inserite nelle statistiche AIRU reti a biomasse localizzate nella Provincia di Bolzano

Dal 1995 al 2014 (ultimi dati disponibili) in Italia il numero di città teleriscaldate è passato da 27 a 179, la volumetria da 74 a 316 Mmc. Le reti sono concentrate nell'Italia settentrionale e la quasi totalità della volumetria teleriscaldata (98% circa) è localizzata in Lombardia, Piemonte, Emilia Romagna, Veneto, Trentino Alto Adige, Liguria e Valle d'Aosta. Prescindendo dalle "caldaie di integrazione e riserva" (58% della potenza termica installata), la tipologia di impianti prevalente è costituita da centrali di cogenerazione (dedicate e termoelettriche) alimentate da combustibili fossili (27%); consistente anche la presenza di impianti di incenerimento dei Rifiuti Solidi Urbani (RSU) (6%) e degli impianti utilizzando bioenergie (7%). La fonte di energia più utilizzata è il gas naturale (72%) seguita da RSU (13%) e bioenergie (9%); complessivamente le fonti rinnovabili incidono per il 24% (era il 19% nel 2013).

Certificati Bianchi (TEE)

Nel 2015 il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) ha registrato rispetto al 2014 un aumento dell'8,6% dei volumi negoziati sulla piattaforma di mercato (GME) con una quantità di titoli scambiati pari a 3,78 milioni e con un'incidenza della tipologia II (per il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per riduzione dei consumi di gas naturale) del 53,9% ad un prezzo medio di 104,47 €/TEE (-8,3% rispetto al 2014) e del 26,7% della tipologia I (riduzione consumi elettricità) ad un valore medio di 104,65 €/TEE (-8,4% vs 2014). Gli ultimi due mesi dell'anno hanno visto prezzi per entrambe le due principali tipologie di TEE prossimi ai 107 €/TEE. Da inizio del meccanismo i titoli emessi sono circa 38 milioni.

Sul mercato dei bilaterali sono stati scambiati 4,95 milioni di TEE (8,27 mil nel 2014) con un prezzo medio per la tipologia II di 93,5 €/TEE.

AEEGSI ha stabilito (determina DMEG/EFR/13/2015) che il contributo tariffario definitivo per i distributori obbligati per l'anno d'obbligo 2014 è pari a 105,83 €/TEE (contro i 110,27 €/TEE del 2013) e che il contributo tariffario preventivo per l'anno d'obbligo 2015 è pari a 108,13 €/TEE (contro i 110,39 €/TEE del 2014).



NORMATIVA 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.

Il testo delle norme del DdL concorrenza sul superamento delle tutele di prezzo per i piccoli clienti di energia è stato approvato dalla Camera dei Deputati e trasmesso al Senato in data 8 ottobre. E' stato confermato l'impianto dell'uscita dalle tutele da effettuare a partire dal 2018 a condizione che un report dell'Autorità da pubblicare entro il 30 aprile 2017 confermi il raggiungimento di cinque obiettivi (sito per la comparazione delle offerte, tempi di *switching* di massimo tre settimane e massimo sei settimane per i conguagli, operatività del Sistema informativo integrato e implementazione del brand unbundling). Se uno dei cinque target non risulterà raggiunto si ripeterà la verifica di sei mesi in sei mesi. Il DdL è attualmente in corso di esame in commissione al Senato.

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.

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.

Approvato dalla Commissione europea il Codice Ue sull'allocazione della capacità: la Commissione Europea ha adottato il Codice di rete europeo sull'allocazione della capacità e la gestione delle congestioni (CACM) che delinea un quadro legale per gli scambi di elettricità in Europa e rende legalmente vincolante il *market coupling*. La Ue stima che il *market coupling* genererà risparmi complessivi per i consumatori europei tra i 2,5 e i 4 miliardi di euro all'anno. Il Codice è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale UE del 25 luglio ed è entrato in vigore il 14 agosto.

La Commissione Ue ha presentato un pacchetto estivo su clima e energia: si tratta di un insieme di misure definite da una proposta di direttiva per la riforma dell'ETS, due comunicazioni, rispettivamente su un nuovo disegno del mercato elettrico e per un rilancio del ruolo del consumatore energetico – il c.d. "New Deal dei consumatori" – e, infine, una proposta di regolamento sull'etichettatura energetica. Il pacchetto si inserisce nel più ampio disegno sull'Unione Energetica previsto dalla Commissione Juncker.

Consultazione AEEGSI su tariffe di trasmissione distribuzione e misura per il quinto periodo di regolazione dell'elettricità (dco 335/2015/R/eel e dco 446/2015/R/eel).

L'Autorità per l'energia ha presentato i primi orientamenti in relazione alla fissazione dei vincoli di ricavo, alla struttura delle tariffe e ai connessi meccanismi di perequazione per le tariffe di trasmissione distribuzione e misura per il nuovo periodo regolatorio. Ampia la revisione delle attuali regole a partire dal periodo regolatorio di cui si propone il prolungamento ad otto anni con suddivisione in due periodi (2016-2019 e 2020-2023). Il primo periodo si propone come una transizione rispetto al cambiamento totale dei meccanismi di determinazione delle tariffe previsti a partire dal 2020.

Nel documento il regolatore conferma l'intenzione di effettuare una "profonda riforma" dello schema di regolazione vigente, passando a logiche di riconoscimento dei costi basate sulla "spesa totale", intesa come somma di spese di esercizio e spese di investimento (metodologia definita dal regolatore "Totex"). Passaggio che avverrà con gradualità. L'idea dell'AEEGSI è quindi di dividere in due parti il periodo di regolazione, di cui si conferma l'allungamento a sei anni: una prima parte dal 2016 al 2019 in cui adottare soluzioni in sostanziale continuità con l'attuale periodo regolatorio e una seconda 2020 – 2023 in cui dare prima applicazione alla metodologia Totex, limitatamente alle imprese di maggiore dimensione. In questa prospettiva per quanto riguarda il meccanismo di aggiornamento infra-periodo l'Autorità ipotizza di sottoporre a revisione gli obiettivi di variazione del tasso annuo di recupero di produttività (X-factor) alla fine del primo triennio. La metodologia Totex in prima applicazione si applicherà a Terna e alle cinque imprese di distribuzione di più grande dimensione.

Deliberazione AEEGSI n. 447/2015/r/eel del 24 settembre 2015: differimento dell'efficacia della disciplina del codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica approvato con delibera 268/2015/R/EEL.

Con la presente delibera si stabilisce di differire l'efficacia delle previsioni relative alle garanzie contrattuali e, per ragioni di coerenza, delle previsioni relative alle tempistiche per l'emissione delle fatture e alla loro scadenza di pagamento allineandone la data di efficacia a quella prevista per l'efficacia delle altre disposizioni, vale a dire l'1 gennaio 2016 rispetto alla precedente data del 1° ottobre 2015.

Delibera AEEGSI del 10 settembre 2015 n. 437/2015/R/efr: Approvazione dell'aggiornamento delle regole di funzionamento del mercato dei titoli di efficienza energetica (certificati bianchi), al fine di attribuire al GME il ruolo di controparte centrale.

Con la presente deliberazione viene approvato l'aggiornamento delle regole di funzionamento del mercato dei titoli di efficienza energetica (certificati bianchi), proposte - ai sensi del Regolamento vigente - dal GME. Le modifiche hanno la finalità di attribuire al GME il ruolo di controparte centrale e sono state oggetto di consultazione da parte dello stesso GME.

Approvato Codice Ue sulle connessioni HVDC. L'11 settembre scorso gli stati membri hanno approvato il Codice di Rete europeo sulle connessioni ad alta tensione in corrente continua (HVDC). Si tratta del terzo

Codice Ue finora ad arrivare in fondo alla procedura di comitatologia, che attende ancora l'esame del Parlamento e del Consiglio. Se ne prevede l'adozione definitiva nella prima parte del 2016. La Entso-E, associazione europea dei gestori delle reti di trasmissione, ha osservato che finora pochi paesi hanno codici sul HVDC e molti di essi definiscono specifiche e requisiti progetto per progetto. Secondo Entso-E l'approvazione "arriva in un momento particolarmente opportuno poiché armonizza lo sviluppo della tecnologia HVDC usata nella costruzione degli *interconnector* (es. quello Irlanda-Gran Bretagna, o attraverso il Mare del Nord o il Mediterraneo), nella connessione degli impianti *offshore* alla rete e anche per le connessioni *onshore* di lunga distanza (es. tra la Germania del Nord e del Sud)".

Delibera 582/2015/R/eel: Riforma tariffe elettriche di rete e oneri di sistema per i clienti domestici.

L'Autorità per l'energia ha approvato definitivamente un percorso che in tre anni porterà al superamento della progressività per tariffe elettriche di rete e oneri di sistema e alla parziale imputazione in quota fissa di questi ultimi. La delibera prevede un percorso progressivo che a regime, dal 2018, per i servizi di rete vedrà una struttura tariffaria non progressiva, uguale per tutti i clienti domestici, impostata in base al criterio dell'aderenza ai costi dei diversi servizi: i costi di misura, commercializzazione e distribuzione verranno coperti in quota fissa pro-cliente (€/anno) e in quota potenza (€/kW/anno), mentre i costi di trasmissione in quota energia (c€/kWh). Per la tariffa per gli oneri di sistema si mantiene invece una differenziazione tra clienti residenti (ai quali viene applicata tutta in quota energia come oggi, cioè in c€ per kWh prelevato) e non residenti (ai quali viene applicata sia in quota fissa, sia in quota energia), in modo tale che nel complesso tre quarti del gettito (per residenti e non residenti insieme) derivi comunque dalle quote energia. Il processo di gradualità prevede che dal 1° gennaio 2016 rimanga invariata la struttura tariffaria a scaglioni progressivi e che, solo per le tariffe per i servizi di rete, venga effettuato un primo intervento teso a "smorzare" l'effetto di progressività ai consumi e ad aumentare le quote fisse (per punto e per potenza), riducendo di almeno il 25% l'entità del sussidio incrociato oggi esistente; inoltre viene avviata la raccolta e la messa a disposizione dei clienti dei dati relativi ai valori di potenza massima prelevata. Dal 1° gennaio 2017 vi sarà la piena applicazione della tariffa non progressiva per i servizi di rete e verrà effettuato il primo intervento anche sulla tariffa per gli oneri di sistema, in modo da diminuire l'effetto di progressività e limitare a due il numero di scaglioni di consumo annuo; verranno poi introdotte tutte le novità legate all'impegno di potenza, con l'offerta di un maggior numero di livelli tra cui scegliere. Dal 1° gennaio 2018 la riforma sarà a regime, applicando la piena struttura non progressiva anche alla tariffa per gli oneri generali di sistema.

Delibera 659/2015/R/eel: Prezzi e componenti relative alla commercializzazione dell'energia elettrica (PCV, RCV e Dispb) applicate ai clienti finali in maggior tutela e alla remunerazione degli esercenti per il servizio erogato

L'Autorità ha aggiornato i valori delle componenti relative alla commercializzazione dell'elettricità dal 1° gennaio 2016. Per quanto riguarda ad esempio il corrispettivo PCV, relativo ai costi di commercializzazione di un operatore efficiente del mercato libero, questo resta un valore unico nazionale secondo l'articolazione prevista per le diverse tipologie di clientela e da gennaio il valore per i domestici è 54,8738 €/punto di prelievo/anno e per i non domestici 115,8724. La delibera rimanda a un successivo provvedimento, a valle di ulteriori approfondimenti, la definizione di meccanismi di copertura dei costi per tenere conto dell'uscita dei clienti dal servizio di maggior tutela.

Delibera 654/2015/R/EEL: Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione distribuzione e misura.

L'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico definisce la regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'elettricità per il 2016-2023, estendendo a otto anni la durata del periodo regolatorio, che viene nel contempo articolato in due sub-periodi di quattro anni (NPR1 2016-2019 e NPR2 2020-2023). Relativamente ai criteri tariffari la delibera prevede nel NPR1 schemi di regolazione incentivante per il riconoscimento dei costi operativi e schemi di regolazione del tipo *rate-of-return* per i costi di capitale, in sostanziale continuità di metodo; nel NPR2 l'adozione, in via evolutiva, di un approccio in chiave di controllo complessivo della spesa (approccio Totex), come sarà successivamente definito.

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 milioni di mc la capacità, derivante dalla riduzione decisa nel 2012 dello stoccaggio strategico (oggi ca. 4,6 miliardi di 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 stata quantificata in 6,843 mld mc, offerta in prodotti di modulazione con profilo variabile su base stagionale. Di 1,122 mld mc invece la capacità da offrire con profilo uniforme per gli altri settori (es. termoelettrico e industriale). La capacità viene 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 **delliberazione 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 risultava conferita.

Con **delliberazione 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:

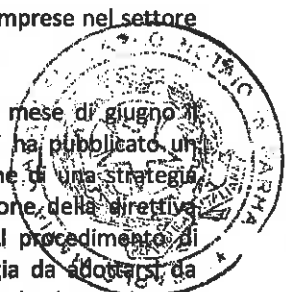
- mantiene il riferimento alle quotazioni del gas all'*hub* olandese TTF, in considerazione dell'insufficiente grado di sviluppo della liquidità delle negoziazioni all'*hub* italiano PSV rispetto agli standard europei;
- definisce anche per il prezzo tutelato lo spostamento a valle del PSV, già stabilito 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 post 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"* (vedasi il "DdL Concorrenza").

Con **delliberazione 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

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".

La *roadmap* dovrà definire percorsi differenziati dando eventuale priorità alle piccole imprese nel settore elettrico.

Piano Strategico nazionale per l'utilizzo diretto del GNL nel settore trasporti. Nel mese di giugno il Ministero dello Sviluppo Economico in collaborazione con altri ministeri competenti ha pubblicato un documento di consultazione finalizzato alla predisposizione e alla successiva adozione di una strategia nazionale per il Gas Naturale Liquefatto nel settore trasporti. Ciò anche in attuazione della direttiva 2014/94/EU sullo sviluppo dell'infrastruttura per i combustibili alternativi (DAFI). Al procedimento di consultazione dovrebbe far seguito un documento conclusivo contenente la Strategia da adottarsi da parte dei Ministeri competenti. Tra le principali conclusioni del documento di consultazione: si sono create le condizioni per l'utilizzo diretto del GNL in ulteriori ambiti di mercato in coerenza con le più recenti normative in tema di mobilità sostenibile; in Europa lo sviluppo dei servizi di tipo "Small Scale LNG" al momento si è avuto in particolare in paesi quali Norvegia, Olanda, Spagna, Regno Unito attraverso



politiche incentivanti ed iter autorizzativi snelli che hanno determinato il rapido sviluppo della filiera; In Italia la filiera logistica si sta formando ma sono ancora necessari molti interventi di supporto (normativo e infrastrutturale) per poter permettere lo sviluppo dell'utilizzo del GNL sia nei trasporti terrestri che in quelli marittimi.

Con la **Delibera AEEGSI n. 470/15/R/Gas** del 7 ottobre (*"Disposizioni in vista dell'operatività del bilanciamento gas, ai sensi del Regolamento Ue 312/2014. Approvazioni di modifiche al Codice di rete di Snam Rete Gas, propedeutiche all'operatività del bilanciamento"*). AEEGSI ha recepito nell'ordinamento italiano il Regolamento UE n. 312/2014 sull'armonizzazione europea dei sistemi di bilanciamento gas, attraverso l'approvazione delle proposte di modifica al Codice di Rete di Snam Rete Gas in quanto coerenti al Regolamento stesso. Tuttavia l'entrata in vigore del nuovo complesso modello - che spinge sempre più verso criteri di mercato organizzato nella gestione delle risorse del bilanciamento e accentua le responsabilità degli Utenti della rete a mantenere bilanciato il sistema - sarà differita, in quanto risultano necessarie modifiche al quadro regolatorio nazionale e agli aspetti di liquidità del sistema; è previsto inoltre un periodo transitorio di adattamento per gli operatori. Le tempistiche di attuazione saranno definite con successivo provvedimento ferma restando la data ultima prevista dall'art. 52 del Regolamento: 1° ottobre 2016.

Delibera AEEGSI n.575/2015/R/Gas del 26 novembre (*"Aggiornamento della componente QVD delle condizioni economiche del servizio di tutela del gas naturale per il 2016"*) ha disposto a partire dal 1° gennaio 2016 un adeguamento della Quota di Vendita al Dettaglio, componente del prezzo applicato ai clienti tutelati gas. Rispetto a quanto proposto in consultazione la revisione al rialzo della quota fissa per i condomini è stata più modesta. Mentre le quote variabili sono rimaste invariate (0,7946 c€/mc), le quote fisse sono state riviste di +1,07 €/PdR/anno per i clienti domestici autonomi (ora 58,83 €/PdR/a) e di +1,4 €/PdR/anno per i condomini (ora 77,26 €/PdR/a). Il riconoscimento dei costi di morosità è avvenuto in continuità con la metodologia vigente. L'aggiornamento della QVD sarà con riferimento all'anno solare e non più all'anno termico.

Delibera AEEGSI 583/2015/R/Com del 2 dicembre (*"Tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas: criteri per la determinazione e l'aggiornamento"*). Dopo un lungo processo di consultazione AEEGSI ha definito i nuovi tassi di remunerazione del capitale investito (WACC) per le infrastrutture energetiche e i criteri per il loro aggiornamento. La riforma è stata effettuata al fine di adeguare il WAAC ai mutamenti avvenuti sui mercati finanziari e per giungere ad una metodologia e tempistica comune di calcolo per tutte le infrastrutture, attraverso l'unificazione di tutti i parametri utilizzati per la determinazione del WACC ad eccezione di quelli specifici dei singoli servizi. La riforma ha determinato una riduzione del tasso di remunerazione del capitale riconosciuto in tariffa di circa 0,7-1,0 punti percentuali a seconda dei servizi (trasporto e distribuzione gas, rigassificazione, trasmissione e distribuzione energia elettrica) e un aumento di 0,5% per il solo servizio di stoccaggio.

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

L'obiettivo del regolamento REMIT è di garantire l'integrità e la trasparenza dei mercati energetici all'ingrosso per evitare abusi. Esso introduce di fatto due principali prescrizioni:

- 1) L'obbligo per chi dispone di informazioni privilegiate relative ad un prodotto energetico di comunicarle al sistema di monitoraggio;
- 2) L'obbligo di trasmissione delle informazioni relative alle operazioni effettuate sul mercato all'ingrosso dell'energia per consentire il monitoraggio del mercato stesso

Circa il punto 1, il Regolamento (UE) n. 1227/2011 del Parlamento europeo ha stabilito regole volte a prevenire pratiche abusive nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale attraverso il divieto di manipolazione di mercato e di abuso di informazioni privilegiate, ponendo in capo agli operatori di mercato l'obbligo di comunicare in modo efficace e tempestivo le informazioni privilegiate di cui dispongono; "in relazione alle imprese o agli stabilimenti che l'operatore di mercato interessato, l'impresa madre o un'impresa collegata possiede o controlla oppure per i cui aspetti operativi l'operatore di mercato o l'impresa è responsabile in tutto o in parte".

Fino al 31 dicembre 2015 Iren ha pubblicato le informazioni privilegiate attraverso il proprio sito; dal 4 gennaio 2016 ha attivato il servizio offerto dal GME ed utilizza la Piattaforma per le informazioni Privilegiate (PIP) del GME.

Circa il punto 2, 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 (Agenzia Cooperazione Regolatori Energia), nonché le modalità e i tempi per l'adempimento di tale obbligo di segnalazione. Il regolamento prevede un avvio graduale per l'assolvimento degli obblighi di comunicazione.

Il Gruppo Iren ha ottemperato alla prima scadenza, riferita ai Contratti standard scambiati nei mercati regolamentati, attivando con il GME il servizio *data reporting* per la predisposizione del report e la relativa trasmissione ad ACER delle informazioni circa le operazioni effettuate nell'ambito del GME e di quelle effettuate in altri mercati/piattaforme. Il Gruppo ha inoltre provveduto a completare le operazioni di *backloading* relative ai contratti gas/power con consegna fisica stipulati precedentemente alla data di entrata in vigore della direttiva (1° ottobre 2015) entro i termini previsti.

Entro aprile 2016 l'obbligo scatterà anche per i contratti non standard negoziati al di fuori dei mercati regolamentati, per il GNL e per i contratti di trasporto; il Gruppo si sta attivando per rispettare anche questa seconda scadenza.



FATTI DI RILIEVO DELL'ESERCIZIO

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 quattro 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 da 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", e "Internazionalizzazione e Innovazione" facenti capo al Presidente;
- "Acquisti e Appalti", "Amministrazione, Finanza e Controllo", "Affari Legali", "Personale, Organizzazione e Sistemi Informativi" e "Studi 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.

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.

Inoltre, in coerenza con il Piano Industriale approvato a giugno dal Consiglio di Amministrazione, per quanto riguarda i settori di interesse del Gruppo:

- la Business Unit Energia coordina anche le aree teleriscaldamento e impianti energetici, già presenti in Iren Emilia S.p.A.;
- la Business Unit Mercato coordina inoltre l'Unità Organizzativa Servizi Commerciali già allocata in Iren Emilia e l'Unità Organizzativa Call center già in Iren Servizi e Innovazione;
- la Business Unit Reti coordinerà anche le aree distribuzione elettrica (facente capo ad AEM Torino Distribuzione).

Progetto IrenOne

Dai primi mesi del 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.

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.

Finanziamenti Bancari

In merito alle operazioni di finanziamento compiute nell'esercizio 2015 si evidenzia che sono stati perfezionati ed utilizzati nuovi finanziamenti bancari a medio lungo termine per complessivi 300 milioni di euro. Per ulteriori elementi di dettaglio si rinvia al capitolo "Gestione Finanziaria" della presente relazione. In particolare, il 10 dicembre 2015 Iren S.p.A. ha sottoscritto un contratto di finanziamento con la Banca europea degli investimenti (BEI) per complessivi 130 milioni di euro, utilizzabili in più tranche, con una durata fino a 15 anni.

Il finanziamento riconosciuto ad Iren, dopo l'esito positivo del lavoro di istruttoria economica e tecnica effettuato dalla BEI, è destinato a sostenere alcuni importanti progetti di crescita aventi rilevanti caratteristiche di sostenibilità ambientale nel settore del teleriscaldamento e nel settore della gestione del ciclo integrato dei rifiuti.

Tale finanziamento rafforza il profilo finanziario del Gruppo sommandosi a quello di 150 milioni di euro concesso dalla BEI il 9 dicembre 2014 legato ad investimenti di manutenzione e sviluppo nel settore della gestione del ciclo idrico integrato principalmente nelle aree di Genova e Parma. I progetti relativi sono coerenti con l'obiettivo di garantire un servizio efficiente e sostenibile conformemente alle direttive europee in materia.

L'operazione consolida la collaborazione della BEI con la nostra società; negli ultimi quattro anni, infatti, sono state firmate tra la Banca Europea degli Investimenti ed Iren operazioni per un totale di 720 milioni di euro che portano la quota dei finanziamenti BEI, in forma diretta e garantita, a circa un terzo del debito totale del Gruppo.

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 a circa il 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 19,6 GWh/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. Al 31 dicembre 2015 sono stati sostituiti circa 23.000 apparecchi di illuminazione.

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

Carnogli, 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 il successivo aggiustamento del prezzo alla data di trasferimento (2,4 milioni), 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, e della partecipazione totalitaria detenuta nella società Acquedotto di Savona S.p.A., è stato 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 stato 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 16 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.

Razionalizzazione partecipazioni

Coerentemente a quanto esplicito in termini organizzativi, il Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A. il 28 luglio ha approvato, in linea 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, completato a dicembre, ha comportato essenzialmente un accentramento della maggior parte delle società integralmente controllate di 2° livello, 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 risulta pertanto organizzato in Business Unit (Energia, Mercato, Reti, Ambiente) e l'attività operativa sarà svolta dalle quattro società risultanti dal processo di riorganizzazione.

In particolare in data 29 dicembre 2015 è stato sottoscritto l'atto di fusione per incorporazione delle società del Gruppo AEM Torino Distribuzione, Genova Reti Gas, Iren Acqua Gas, Acquedotto di Savona, Eniadel e AGA in Iren Emilia e di assunzione da parte di quest'ultima della denominazione di IRETI S.p.A. con efficacia a partire dal 1° gennaio 2016.

IRETI S.p.A. gestirà in modo integrato e capillare sul territorio nazionale la distribuzione di energia elettrica e gas e il servizio idrico integrato e rappresenterà un importante polo per il raggiungimento di sinergie e per lo sviluppo di progetti innovativi nella gestione delle infrastrutture a servizio dei territori.

Rating dall'agenzia Fitch

Il 15 ottobre 2015 l'agenzia Fitch ha comunicato di aver assegnato al Gruppo IREN il *rating* BBB- con *outlook* stabile.

Le ragioni che hanno portato all'attribuzione del *rating* di tipo "Investment Grade" sono legate principalmente al mix equilibrato del suo portafoglio di *business* tra attività regolate e quasi regolate, al profilo di liquidità, ed alla strategia del Gruppo alla base dell'ultimo piano industriale orientata all'efficientamento, all'integrazione ed alla riduzione del debito.

La suddette motivazioni sono riconfermate per l'assegnazione del *rating* 'BBB' (un *notch* più elevato) sull'emissione obbligazionaria del luglio 2014 di euro 300 milioni scadenza luglio 2021 e cedola annua fissa pari al 3,0%.

Fitch ha inoltre assegnato il *rating* 'BBB' (EXP) (anche in questo caso un *notch* più elevato), al nuovo programma EMTN (*Euro Medium Term Note Program*) deliberato dalla Società per un ammontare complessivo massimo di 1.000.000.000 di euro, con l'obiettivo di proseguire nella strategia del Gruppo finalizzata all'allungamento della vita media del debito garantendo al contempo una adeguata flessibilità finanziaria volta alla gestione efficiente del proprio portafoglio di debito.

Gestione finanziamenti

Nel mese di ottobre 2015 sono state sottoscritte e mantenute disponibili a supporto del profilo di liquidità linee di credito *committed* per complessivi 300 milioni di euro, successivamente rimodulate nel mese di dicembre. Inoltre, in un'ottica di ottimizzazione della struttura finanziaria, di miglioramento strutturale del costo del capitale e di allungamento della durata media del debito, è stato completato con pieno successo il collocamento di una nuova emissione obbligazionaria, a valere sul Programma EMTN deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 16 settembre 2015, in formato *Public Placement* per 500 milioni di euro e

durata 7 anni (rating Fitch BBB). L'operazione, preceduta da un *roadshow* internazionale che ha toccato Parigi, Londra, Milano, Monaco e Francoforte, ha fatto registrare una domanda complessiva di circa 3,4 miliardi di Euro (adesioni pari a circa sette volte l'ammontare offerto) con un'elevata qualità e un'ampia diversificazione geografica degli investitori. Ciò dimostra la fiducia che il mercato finanziario ripone nella Società e nella bontà delle scelte operative effettuate. Contestualmente all'emissione si è proceduto al riacquisto e annullamento di 20 milioni di euro relativi al Bond Iren scadenza 2021. Sempre ai fini dell'ottimizzazione della struttura finanziaria del Gruppo, ad inizio dicembre sono stati inoltre rimborsati anticipatamente, a seguito di relative offerte di riacquisto, circa 100 milioni di euro di obbligazioni precedentemente emesse a condizioni più onerose rispetto all'operazione di ottobre sopradescritta. Tale iniziativa si inserisce in un percorso di efficientamento economico e finanziario che il Gruppo ha intrapreso con maggior vigore dall'inizio dell'anno in linea con gli obiettivi del piano industriale.

Sviluppo attività commerciali

Iren Mercato, la società del Gruppo attiva sul territorio nazionale nelle attività commerciali relative all'energia elettrica, gas, calore e servizi, si è aggiudicata i tre lotti della gara annuale per la fornitura di energia elettrica alla Pubblica Amministrazione indetta da CONSIP, a cui aveva selettivamente partecipato. I 3 lotti, coerenti con il posizionamento di Iren e con la sua strategia di sviluppo e vicinanza ai territori, sono: lotto 1 Valle d'Aosta e Piemonte, lotto 2 Liguria e Lombardia e lotto 3 Emilia Romagna e Trentino.

Iren Mercato è risultata prima classificata grazie ad una offerta tecnico-economica che è risultata migliore rispetto ai maggiori player nazionali e locali che avevano aderito al bando di gara.

L'aggiudicazione della gara ha comportato per Iren Mercato la stipula di una convenzione con CONSIP, della durata di 12 mesi più eventuali 6 di proroga, nell'ambito della quale potrà accogliere ordinativi dalla Pubblica Amministrazione per la fornitura di 1,45 TWh di energia elettrica, pari a circa 240 milioni di euro di fatturato su circa trentamila punti di fornitura.

Inoltre Iren offre, per le Pubbliche Amministrazioni che ne fanno richiesta, la possibilità di certificare la fornitura di energia da fonti rinnovabili (certificazione Energia Verde) fino ad un 20% del volume totale, facendo leva sulla propria produzione rinnovabile, in particolare idroelettrica.

Con questo significativo risultato, Iren prosegue il suo percorso di crescita attraverso l'efficienza e l'innovazione che caratterizza la più ampia *vision* del Piano Strategico 2015-2020: sostenibilità grazie ad un portafoglio impianti tra i più *eco-friendly*, integrazione tra le diverse aree di business per valorizzare offerte competitive ai clienti finali e stretta collaborazione con le Comunità Locali per promuovere la crescita condivisa del territorio.

Iren Mercato, in particolare, raddoppia per l'anno 2016 il portafoglio di vendite di energia elettrica ai grandi clienti finali, aumenta l'impiego di fonti interne di produzione e valorizza la scalabilità dei suoi *asset* anche nella gestione clienti. Infine, nell'affermare la leadership nei processi di vicinanza ai clienti nei territori di riferimento, è pronta a cogliere ulteriori opportunità nei confronti delle Pubbliche Amministrazioni attraverso l'offerta di servizi a valore aggiunto con focus l'efficienza energetica.

Intesa con il Comune di Vercelli per l'avvio del consolidamento territoriale

Il 21 dicembre 2015 IREN e il Comune di Vercelli hanno sottoscritto l'accordo quadro alla base del progetto di sviluppo del Gruppo Atena, con l'obiettivo di promuoverne il ruolo di primo piano nel quadrante nord orientale del Piemonte.

Inoltre, in tale data le assemblee straordinarie di Atena e Atena Patrimonio hanno deliberato il progetto di fusione delle due società, il collegato aumento di capitale necessario a sostenere il significativo piano di investimenti previsto per i prossimi anni e le modifiche statutarie connesse alla variazione di *governance*.

IREN, fortemente motivata a sostenere lo sviluppo di Atena sul territorio, si è impegnata nel caso in cui la procedura ad evidenza pubblica che sarà indetta dal Comune di Vercelli andasse deserta, e subordinatamente all'ottenimento della *clearance* antitrust, a sottoscrivere l'intero aumento di capitale, acquistando sia i diritti di opzione sia le ulteriori azioni cedute dal Comune di Vercelli per un controvalore complessivo di circa 60 milioni di euro (di cui 50 milioni in aumento di capitale) ed incrementando così la propria partecipazione dal 22,7% (a valle della citata fusione delle società) al 60%. Nel caso in cui la procedura ad evidenza pubblica avesse esito positivo IREN si riserverà di esercitare i diritti di prelazione ad essa spettanti in base allo Statuto vigente.

Il piano di sviluppo considera investimenti di sviluppo per circa 100 milioni di euro nel settore delle reti energetiche, nel settore idrico, nel settore dell'ambiente e nel settore dell'efficienza energetica.

Acquisizione del 40% di Ecoprogetto Tortona S.r.l.

Il 23 dicembre 2015 il Gruppo, attraverso Iren Ambiente ha acquistato da Ladurner S.r.l., società del Gruppo Ladurner Ambiente, attiva nella costruzione e gestione di impianti di trattamento rifiuti, una quota del 40% della società Ecoprogetto Tortona S.r.l., nell'ambito di un contratto stipulato con tutti gli attuali soci di Ecoprogetto Tortona e che prevede, al verificarsi di talune condizioni, l'acquisto dell'intera proprietà.

La società è stata costituita nel 2014 ed è titolare di una concessione rilasciata dalla municipalizzata AMIAS di durata trentennale a partire dal 2009 per la costruzione e gestione di un impianto di digestione anaerobica situato nel Comune di Tortona (AL), collocato in posizione geografica ottimale rispetto al bacino di riferimento di Iren.

L'acquisto da parte di Iren Ambiente della quota del 40% da Ladurner S.r.l. è l'inizio di un percorso che prevede il completamento dell'acquisizione della società al verificarsi del raggiungimento degli standard di qualità e di performance nella fase di avvio a regime dell'impianto.



SITUAZIONE ECONOMICA, PATRIMONIALE E FINANZIARIA DEL GRUPPO IREN

Situazione economica

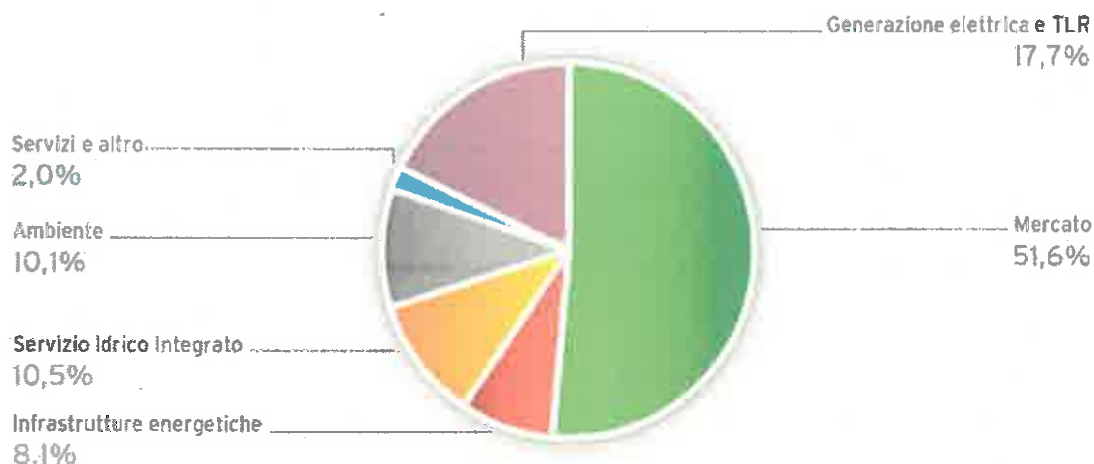
CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO GRUPPO IREN

	migliaia di euro		
	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Var. %
Ricavi			
Ricavi per beni e servizi	2.849.677	2.641.989	7,9
Variazione dei lavori in corso	8.576	(212)	(*)
Altri proventi	235.859	260.061	(9,3)
- di cui non ricorrenti	-	20.944	
Totale ricavi	3.094.112	2.901.838	6,6
Costi operativi			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(1.023.964)	(1.045.463)	(2,1)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(946.466)	(846.273)	11,8
Oneri diversi di gestione	(111.067)	(102.181)	8,7
Costi per lavori interni capitalizzati	22.870	24.246	(5,7)
Costo del personale	(357.722)	(309.503)	15,6
- di cui non ricorrenti	-	(36.159)	
Totale costi operativi	(2.416.349)	(2.279.174)	6,0
MARGINE OPERATIVO LORDO	677.763	622.664	8,8
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni			
Ammortamenti	(267.609)	(247.875)	8,0
Accantonamenti e svalutazioni	(63.334)	(49.428)	28,1
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(330.943)	(297.303)	11,3
RISULTATO OPERATIVO	346.820	325.361	6,6
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	31.977	27.206	17,5
Oneri finanziari	(126.808)	(132.069)	(4,0)
Totale gestione finanziaria	(94.831)	(104.863)	(9,6)
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	(6.254)	(10.649)	(41,3)
Rettifica di valore di partecipazioni	-	3.877	(100,0)
Risultato prima delle imposte	245.735	213.726	15,0
Imposte sul reddito	(105.662)	(128.187)	(17,6)
Risultato netto delle attività in continuità	140.073	85.539	63,8
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	-
Risultato netto del periodo	140.073	85.539	63,8
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	118.193	68.945	71,4
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	21.880	16.594	31,9
(*) Variazione superiore al 100%			

Ricavi

Al 31 dicembre 2015 il Gruppo Iren ha conseguito ricavi per 3.094,1 milioni di euro in aumento del +6,6% rispetto ai 2.901,8 milioni di euro dell'esercizio 2014. La variazione in aumento dei ricavi è generata principalmente dall'apporto positivo dell'Ambiente che consolida dal 1° gennaio 2015 AMIAT S.p.A. (+201 milioni di euro), società di raccolta rifiuti di Torino.

Composizione ricavi

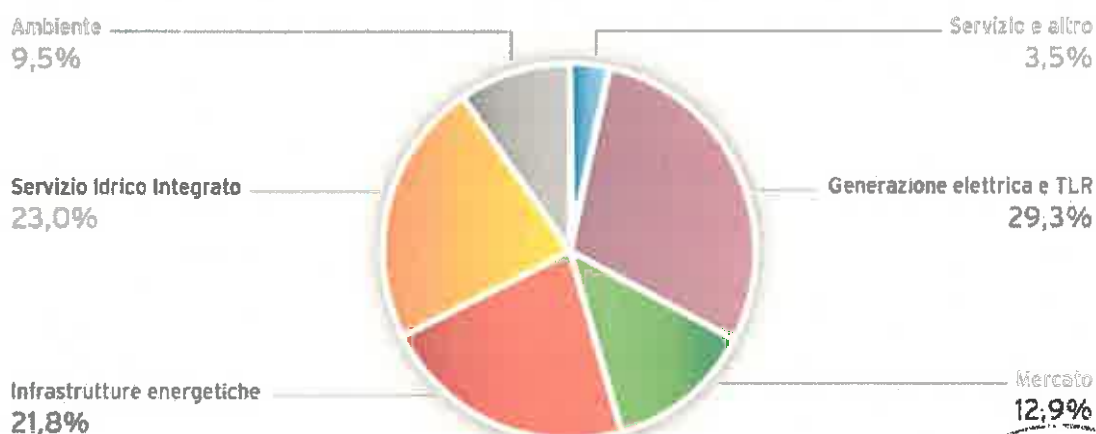


Margine Operativo Lordo

Il margine operativo lordo ammonta a 677,8 milioni di euro in aumento del +8,8% rispetto ai 622,7 milioni di euro dell'esercizio 2014.

Contribuiscono alla variazione positiva le aree di business dell'Idrico Integrato, dell'Ambiente e della Vendita gas, mentre risultano in flessione le aree della Vendita Energia Elettrica e delle Infrastrutture energetiche, per quanto concerne il segmento delle reti elettriche, principalmente per il venir meno sull'esercizio 2015 di sopravvenienze attive che avevano caratterizzato l'esercizio 2014. Risulta sostanzialmente stabile rispetto all'esercizio 2014 l'area di business della Cogenerazione e Teleriscaldamento.

Composizione Ebitda



Risultato operativo

Il risultato operativo è pari a 346,8 milioni di euro in miglioramento del +6,6% rispetto ai 325,4 milioni di euro dell'esercizio 2014. Il risultato riflette i maggiori ammortamenti per 19,7 milioni di euro, principalmente per il consolidamento della società AMIAT Torino oltre a maggiori accantonamenti (14 milioni di euro). In particolare la dinamica degli accantonamenti è legata a maggiori accantonamenti al fondo svalutazione crediti (1 milione di euro), minori accantonamenti al fondo rischi (9 milioni di euro), minori rilasci di fondi (per 16,4 milioni di euro) e maggiori svalutazioni (5,1 milioni di euro), rispetto all'esercizio 2014.

Oneri e Proventi finanziari

Gli oneri e proventi finanziari esprimono un saldo negativo per 95 milioni. In particolare gli oneri finanziari ammontano a 127 milioni. La riduzione rispetto all'anno 2014 è imputabile principalmente alla diminuzione del costo medio del debito del 2015 rispetto al 2014. I proventi finanziari ammontano a 32 milioni di euro (+18%).

Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto

Il risultato di società collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto presenta un valore di -6,3 milioni di euro con una variazione positiva di 4,4 milioni di euro rispetto al precedente esercizio (-10,6 milioni di euro); la variazione è sostanzialmente da attribuirsi alla riduzione (13,9 milioni di euro) della perdita di OLT Offshore Toscana LNG dell'esercizio 2015 rispetto a quanto rilevato nel 2014, per quota parte compensata principalmente dal consolidamento integrale di AMIAT nel 2015 rispetto al 2014 (6,7 milioni di euro) e dal minor risultato di Acque Potabili di 3,7 milioni (0,6 milioni rispetto ai 4,3 dell'esercizio 2014).

Rettifica di valore di partecipazioni

Non presente nell'esercizio 2015. Nell'esercizio 2014 la voce (3,9 milioni di euro) ricomprendeva principalmente la differenza positiva tra il *fair value* delle attività nette acquisite ed il costo di acquisizione di AMIAT S.p.A., consolidata integralmente a livello patrimoniale a partire da dicembre 2014.

Risultato prima delle imposte

Per effetto delle dinamiche sopra indicate il risultato consolidato prima delle imposte ha raggiunto 245,7 milioni di euro, in aumento rispetto ai 213,7 milioni di euro dell'esercizio 2014.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito dell'esercizio 2015 sono pari a 106 milioni, con un decremento del 17,6% rispetto al 2014. Il *tax rate* effettivo dell'esercizio 2015 è del 43%, rispetto al 60% dell'esercizio precedente. 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).

Da evidenziare che il *tax rate* 2015 risente del ricalcolo delle imposte anticipate nette a seguito della riduzione dell'aliquota IRES dal 27,5% al 24% a partire dal 2017 (Legge di Stabilità del 2016). Questo ricalcolo ha comportato maggiori imposte per circa 13 milioni di euro, senza le quali il *tax rate* sarebbe stato pari al 38%.

Risultato netto del periodo

In conseguenza di quanto esplicitato, il risultato netto è positivo per 140 milioni di euro, in netto aumento rispetto al 2014 (+63,8%).

Si evidenzia che, coerentemente con quanto esposto nella Relazione sulla Gestione al 31 dicembre 2014, i dati comparativi dell'esercizio 2014 qui riportati differiscono dai dati indicati per lo stesso periodo nei prospetti contabili consolidati posti in apertura alle note esplicative del presente documento.

Ciò in quanto gli Amministratori, in occasione della Relazione sulla Gestione al 31 dicembre 2014, avevano ritenuto opportuno predisporre specifici prospetti che riflettevano integralmente, per singola linea di conto economico, i ricavi e i costi del teleriscaldamento della Città di Torino, mettendo in evidenza la rilevanza strategica del *business* a seguito dell'operazione di scissione con la quale, a decorrere dal 1° luglio 2014, il ramo d'azienda del teleriscaldamento di AES Torino è stato integralmente acquisito da Iren Energia.

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).

Nel seguito sono presentate le principali grandezze economiche con i relativi commenti suddivisi per settore di attività raffrontate ai dati dell'esercizio 2014.

Nel 2015 le attività non regolate contribuiscono per il 24% (20% nello stesso periodo 2014) alla formazione del margine operativo lordo mentre le attività regolate pesano per il 52% (50% nei primi nove mesi 2014); il contributo delle attività semi regolate passa dal 30% del 2014 al 24% del 2015.

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

Risultati per settori di attività al 31 dicembre 2015

	milioni di euro							
	Generazione e TLR	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.940	74	890	1.083	400	24	237	4.648
Capitale circolante netto	91	(62)	(13)	139	(17)	17	-	154
Altre attività e passività non correnti	(94)	28	(76)	(332)	(99)	1	-	(571)
Capitale investito netto (CIN)	1.937	40	800	890	285	42	237	4.231
Patrimonio netto								2.062
Posizione Finanziaria netta								2.169
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								4.231



Risultati per settori di attività al 31 dicembre 2014

	milioni di euro							
	Genera- zione e TLR	Mercato	Infrastrut- ture ener- getiche	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 31 dicembre 2015

	milioni di euro							
	Genera- zione e TLR	Mercato	Infrastrut- ture ener- getiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	813	2.377	373	486	463	93	(1.511)	3.094
Totale costi operativi	(614)	(2.290)	(225)	(330)	(399)	(69)	1.511	(2.416)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	199	87	148	156	65	24	-	678
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(125)	(46)	(46)	(62)	(54)	1	-	(331)
Risultato operativo (EBIT)	74	41	102	94	10	25	-	347

Risultati per settori di attività al 31 dicembre 2014

	milioni di euro							
	Genera- zione e TLR	Mercato	Infrastrut- ture ener- getiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	827	2.388	341	464	238	96	(1.451)	2.902
Totale costi operativi	(627)	(2.297)	(189)	(314)	(190)	(112)	1.451	(2.279)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	199	91	152	150	48	(16)	-	623
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(94)	(41)	(45)	(74)	(34)	(10)	-	(297)
Risultato operativo (EBIT)	106	50	106	76	14	(26)	-	325

Generazione e Teleriscaldamento

I ricavi di periodo ammontano a 813 milioni di euro in diminuzione del -1,6% rispetto agli 827 milioni di euro del 2014.

		Esercizio 2015	Esercizio 2014	Δ %
Ricavi	€/mil.	813	827	-1,6%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	199	199	-0,3%
<i>Ebitda Margin</i>		24,4%	24,1%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	74	106	-29,7%
Investimenti	€/mil.	36	66	-45,2%
Energia elettrica prodotta	GWh	7.890	6.459	22,2%
<i>da fonte idroelettrica</i>	GWh	1.479	1.494	-1,0%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh	4.746	3.960	19,9%
<i>da fonte termoelettrica</i>	GWh	1.665	1.005	65,6%
Calore prodotto	GWh _t	2.634	2.509	5,0%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh _t	2.287	2.131	7,3%
<i>da fonte non cogenerativa</i>	GWh _t	347	378	-8,2%
Volumetrie teleriscaldate	Mmc	82	80	1,9%

Al 31 dicembre 2015 l'energia elettrica prodotta è stata pari a 7.890 GWh in aumento del 22,2% rispetto ai 6.459 GWh dell'esercizio 2014, per effetto della maggiore produzione in assetto cogenerativo e della maggiore produzione termoelettrica dell'impianto di Turbigo.

In particolare la produzione termoelettrica è stata pari a 6.411 GWh, di cui 4.746 GWh da fonte cogenerativa, in aumento del 19,9% rispetto ai 3.960 GWh del 2014 e di 1.665 GWh da fonte termoelettrica in senso stretto, connesso all'apporto dell'impianto di Turbigo in aumento del 65,6% rispetto ai 1005 GWh del 2014.

La produzione idroelettrica è stata pari a 1.479 GWh in riduzione dell'1% rispetto ai 1.494 GWh del 2014.

La produzione di calore del periodo è stata pari a 2.634 GWh_t in aumento del +5% rispetto ai 2.509 GWh_t del 2014, per effetto di una stagione termica più favorevole rispetto a quella particolarmente mite dell'esercizio 2014 e all'aumento delle volumetrie allacciate. Complessivamente le volumetrie allacciate ammontano a circa 82 Mmc in aumento rispetto ai circa 80 Mmc del 2014.

Il margine operativo lordo (EBITDA) è stato pari a 199 milioni di euro, in sostanziale allineamento con il 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 ad un recupero di marginalità della produzione termoelettrica, ancora negativa ma in forte miglioramento, hanno consentito di assorbire in buona parte la forte flessione derivante dalla scadenza del sistema incentivante, tramite certificati verdi su impianti cogenerativi e la riduzione dei margini della generazione idroelettrica. Inoltre incide negativamente sulle variazioni rispetto all'esercizio precedente anche il fatto che sul 2014 si erano manifestate sopravvenienze attive significative connesse all'assegnazione di titoli ETS relativi ad annualità pregresse e a rimborsi di danni.

Il risultato operativo del settore Generazione e Teleriscaldamento ammonta a 74 milioni di euro ed è in flessione del -29,7% rispetto ai 106 milioni di euro del 2014. Il peggioramento rispetto al 2014 è da attribuire prevalentemente ai minori rilasci di fondi che avevano caratterizzato l'esercizio 2014 rispetto al 2015.

Gli investimenti tecnici realizzati relativi al settore sono pari a 36 milioni di euro.

Mercato

Al 31 dicembre 2015 i ricavi del settore ammontano a 2.377 milioni di euro in lieve flessione del -0,4% rispetto ai 2.388 milioni di euro dell'esercizio 2014.

Il margine operativo lordo (Ebitda) ammonta a 87 milioni di euro ed è in diminuzione del -3,9% rispetto ai 91 milioni di euro dell'esercizio 2014.

		Esercizio 2015	Esercizio 2014	Δ %
Ricavi	€/mil.	2.377	2.388	-0,4%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	87	91	-3,9%
<i>Ebitda Margin</i>		3,7%	3,8%	
<i>da Energia Elettrica</i>	€/mil.	13	25	-48,2%
<i>da Gas</i>	€/mil.	71	64	10,6%
<i>da Calore</i>	€/mil.	3	2	92,6%
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	41	50	-16,8%
Investimenti		14	10	40,2%
Energia Elettrica Venduta	GWh	12.393	11.220	10,5%
Energia Elettrica Venduta al netto Compravendita in Borsa	GWh	11.628	10.029	15,9%
Gas Acquistato	Mmc	2.568	2.185	17,5%
<i>Gas commercializzato dal Gruppo</i>	Mmc	1.004	934	7,5%
<i>Gas destinato ad usi interni</i>	Mmc	1.358	1.105	22,9%
<i>Gas in stoccaggio</i>	Mmc	206	146	41,3%

Commercializzazione Energia Elettrica

I volumi venduti di energia elettrica ammontano a 12.393 GWh (al netto dei pompaggi, perdite di rete e ritiri dedicati) in aumento del +10,5% rispetto agli 11.220 GWh dell'esercizio 2014.

I volumi venduti sul mercato libero, comprendente i segmenti dei clienti liberi business e liberi retail, grossisti e borsa netta, ammontano complessivamente a 10.906 GWh in aumento del +17,9% rispetto ai 9.251 GWh del 2014. L'incremento è attribuibile principalmente alla vendita in borsa netta +37,8% pari a 6.082 GWh rispetto ai 4.415 GWh del 2014 e al segmento di vendita ai grossisti con un incremento del +48,9% pari a 1.897 GWh rispetto ai 1.274 GWh del 2014. In aumentano del +10,8% risultano anche i clienti liberi retail pari a 1.192 GWh rispetto ai 1.076 del 2014. Risultano in flessione del -30,2% le vendite al segmento dei liberi business pari a 1.735 GWh rispetto ai 2.487 GWh del 2014.

I volumi venduti sul mercato tutelato risultano pari a 653 GWh in diminuzione del -7,7% rispetto ai 708 GWh del 2014.

Il margine operativo lordo (Ebitda) della vendita di energia elettrica ammonta a 13 milioni di euro in diminuzione del -49,6% rispetto ai 25 milioni di euro dell'esercizio 2014. La dinamica del margine operativo lordo è stata caratterizzata da un primo margine in aumento grazie all'ottimizzazione delle condizioni di approvvigionamento del mercato libero e dagli effetti positivi del recupero morosità della maggior tutela, miglioramento tuttavia completamente assorbito da congruagli pregressi e non ripetibili sulle componenti di trasporto e vettoriamento oltre al venir meno di una rilevante sopravvenienza attiva che aveva caratterizzato l'esercizio 2014.

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi venduti ammontano a 2.568 Mmc in aumento del 17,5% rispetto ai 2.185 Mmc dell'esercizio 2014. L'incremento ha riguardato sia il gas commercializzato per il +7,5% pari a 1.004 Mmc rispetto ai 934 Mmc del 2014, sia i consumi interni, +22,9% pari a 1.358 Mmc rispetto ai 1.105 Mmc dell'esercizio 2014.

Il margine operativo lordo (EBITDA) di settore ammonta a 71 milioni di euro in miglioramento del 10,6% rispetto ai 64 milioni di euro dell'esercizio 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 eccezionalmente mite che aveva caratterizzato in particolare il primo trimestre dell'esercizio 2014.

Vendita calore tramite reti di teleriscaldamento:

La vendita calore presenta un margine pari a 3 milioni di euro in sostanziale allineamento all'esercizio 2014.

Infrastrutture energetiche

Al 31 dicembre 2015 il settore di attività Infrastrutture Energetiche, che comprende il business della distribuzione gas ed energia elettrica, ha registrato ricavi per 373 milioni di euro, in aumento del +9,4% rispetto ai 341 milioni di euro del 2014.

Il margine operativo lordo (Ebitda) è stato pari a 148 milioni di euro in diminuzione del 2,7% rispetto ai 152 milioni di euro del 2014.

Il risultato operativo netto (Ebit) è stato pari a 102 milioni di euro in flessione del 4,1% rispetto al 2014.

Di seguito vengono esposte le principali dinamiche dei settori interessati.

		Esercizio 2015	Esercizio 2014	Δ %	
Ricavi	€/mil.	373	341	9,4%	
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	148	152	-2,7%	
Ebitda Margin		39,6%	44,5%		
	da Reti Elettriche	€/mil.	76	73	3,0%
	da Reti Gas	€/mil.	72	78	-8,0%
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	102	106	-4,1%	
Investimenti	€/mil.	63	60	3,8%	
	in Reti Elettriche	€/mil.	26	25	6,2%
	in Reti Gas	€/mil.	37	36	2,1%
Energia elettrica distribuita	GWh	3.995	3.848	3,8%	
Gas distribuito	Mmc	1.209	1.119	8,0%	

Reti Distribuzione Energia elettrica

Il margine operativo lordo è stato pari a 76 milioni di euro, in aumento del 3% rispetto ai 73 milioni di euro dell'esercizio 2014.

L'incremento per circa 3 milioni di euro rispetto all'esercizio 2014 è attribuibile ai congruati su periodi pregressi relativi ai meccanismi di perequazione parzialmente compensati dagli aggiornamenti tariffari AEEGSI.

Nell'esercizio 2015 sono stati effettuati investimenti per 26 milioni di euro, 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 72 milioni di euro, in flessione dell'8,0% rispetto ai 78 milioni di euro dell'esercizio 2014. La variazione negativa è da ricondursi principalmente all'effetto contabile di una sopravvenienza attiva manifestatasi nell'esercizio 2014, a un minor margine sui certificati di efficienza energetica e ad oneri straordinari sul costo del personale, soltanto parzialmente compensati da minori costi operativi.

Gli investimenti di periodo realizzati ammontano a 37 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 31 dicembre 2015 il Servizio Idrico Integrato ha registrato ricavi per 486 milioni di euro in aumento del +4,8% rispetto ai 464 milioni di euro del corrispondente periodo 2014.

L'incremento dei ricavi rispetto al precedente esercizio è riconducibile agli aumenti tariffari, alla variazione di perimetro derivante dal break up di Società Acque Potabili e ai maggiori ricavi relativi all'applicazione dell' IFRIC 12 correlati agli investimenti di periodo su beni di terzi.

		Esercizio 2015	Esercizio 2014	Δ %
Ricavi	€/mil.	486	464	4,8%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	156	150	4,3%
<i>Ebitda Margin</i>		32,1%	32,3%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	94	76	24,8%
Investimenti	€/mil.	98	83	17,8%
Acqua Venduta	Mmc	162	147	10,6%

Il margine operativo lordo di periodo ammonta a 156 milioni di euro in aumento del 4,3% rispetto ai 150 milioni di euro del corrispondente 2014. L'incremento è da ricondursi principalmente alla dinamica tariffaria, ai minori costi operativi e ad una variazione di perimetro relativa al consolidamento per l'acquisizione del ramo d'azienda di Società Acque Potabili (SAP) a far data dal 1° luglio, parzialmente compensati da conguagli negativi del vincolo ricavo del gestore.

Il risultato operativo ammonta a 94 milioni di euro ed è in miglioramento rispetto ai 76 milioni di euro dell'esercizio 2014 (+25%).

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

Gli investimenti di periodo ammontano a 98 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 31 Dicembre 2015 il volume d'affari del settore ammonta a 463 milioni di euro in aumento rispetto ai 238 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 (+201 milioni di euro) che svolge il servizio di raccolta rifiuti per la città di Torino. Inoltre si registrano incrementi di ricavi legati ai corrispettivi per i servizi di igiene ambientale e ricavi commerciali.

		Esercizio 2015	Esercizio 2014	Δ %
Ricavi	€/mil.	463	238	94,8%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	65	48	36,0%
<i>Ebitda Margin</i>		<i>14,0%</i>	<i>20,0%</i>	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	10	14	-26,1%
Investimenti	€/mil.	21	19	15,3%
Rifiuti raccolti	ton	1.171.182	735.589	59,2%
Rifiuti smaltiti	ton	764.702	617.753	23,8%
	<i>Rifiuti indifferenziati</i> ton	<i>278.414</i>	<i>271.098</i>	<i>2,7%</i>
	<i>Rifiuti speciali</i> ton	<i>486.288</i>	<i>346.655</i>	<i>40,3%</i>
Raccolta differenziata area Emilia	%	66,0	64,0	3,1%
Raccolta differenziata area Torino	%	42,0	-	(*)

(*) Variazione superiore al 100%

Il margine operativo lordo del settore ammonta a 65 milioni di euro in aumento del 36,0% rispetto ai 48 milioni di euro dell'esercizio 2014. L'incremento è da ricondursi principalmente al consolidamento di AMIAT, al recupero di marginalità sulle attività commerciali relative ai rifiuti speciali e di intermediazione in parte compensati dall' incremento dei costi di smaltimento per il maggior utilizzo di poli esterni al gruppo .

Il risultato operativo ammonta a 10 milioni di euro in riduzione del 26,1% rispetto ai 14 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.

Gli investimenti realizzati nell'esercizio ammontano a 21 milioni di euro e si riferiscono ad 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

		Esercizio 2015	Esercizio 2014	Δ %
Ricavi	€/mil.	93	96	-3,9%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	24	-16	(*)
<i>Ebitda Margin</i>		25,5%	-16,8%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	25	-26	(*)
Investimenti	€/mil.	25	23	10,0%

(*) Variazione superiore al 100%

Al 31 dicembre 2015 i ricavi ammontano a 93 milioni di euro in diminuzione del 3,9% rispetto ai 96 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).

Il margine operativo lordo ammonta a 24 milioni di euro. Il confronto con l'esercizio 2014 non è significativo in quanto ai soli fini di rappresentazione nell'esercizio 2014 erano stati appostati gli oneri per 36 milioni di euro relativi all'incentivo all'esodo del personale di Gruppo.

Gli investimenti di periodo ammontano a 25 milioni di euro e sono relativi ai sistemi informativi, telecomunicazioni e facility.

Situazione patrimoniale

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO GRUPPO IREN (1)

	migliaia di euro		
	31.12.2015	31.12.2014	Var. %
Attivo immobilizzato	4.648.465	4.618.669	0,6
Altre attività (Passività) non correnti	(161.911)	(153.619)	5,4
Capitale circolante netto	153.888	238.448	(35,5)
Attività (Passività) per imposte differite	110.972	115.336	(3,8)
Fondi rischi e Benefici ai dipendenti	(525.799)	(550.363)	(4,5)
Attività (Passività) destinate a essere cedute	5.420	10.762	(49,6)
Capitale investito netto	4.231.035	4.279.233	(1,1)
Patrimonio netto	2.061.666	1.993.549	3,4
<i>Attività finanziarie a lungo termine</i>	<i>(53.012)</i>	<i>(66.439)</i>	<i>(20,2)</i>
<i>Indebitamento finanziario a medio e lungo termine</i>	<i>2.698.648</i>	<i>2.210.821</i>	<i>22,1</i>
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	2.645.636	2.144.382	23,4
<i>Attività finanziarie a breve termine</i>	<i>(690.878)</i>	<i>(522.902)</i>	<i>32,1</i>
<i>Indebitamento finanziario a breve termine</i>	<i>214.611</i>	<i>664.204</i>	<i>(67,7)</i>
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(476.267)	141.302	(*)
Indebitamento finanziario netto	2.169.369	2.285.684	(5,1)
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	4.231.035	4.279.233	(1,1)

(*) Variazione superiore al 100%

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

Nel seguito sono commentate le principali dinamiche patrimoniali dell'esercizio 2015.

L'attivo immobilizzato risulta in leggero aumento rispetto al 31 dicembre 2014. A fronte di investimenti del periodo sostanzialmente in linea con gli ammortamenti, la voce accoglie inoltre le immobilizzazioni del Ramo Ligure di Acque Potabili e di Acquedotto di Savona, acquisite il 1° luglio 2015. Per maggiori informazioni sul dettaglio degli investimenti, si rimanda al paragrafo "Analisi per settori di attività".

Il Capitale Circolante Netto si riduce del 35,5% rispetto al 31 dicembre 2014, per l'effetto combinato della dinamica delle rimanenze e dei crediti e debiti commerciali. 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 77,5 milioni di euro al 31 dicembre 2015.

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

Il rendiconto finanziario, presentato di seguito, fornisce un dettaglio analitico delle ragioni della movimentazione dell'esercizio 2015.



Situazione finanziaria

RENDICONTO FINANZIARIO DEL GRUPPO IREN

	migliaia di euro		
	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Var. %
A. Disponibilità liquide iniziali	51.601	50.221	2,7
Flusso finanziario generato dall'attività operativa			
Risultato del periodo	140.073	85.539	63,8
Rettifiche per:			
Ammortamenti attività materiali e immateriali	267.609	247.875	8,0
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	1.693	(27.670)	(*)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	(6.263)	(2.549)	(*)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	(23.957)	12.594	(*)
Variazione imposte anticipate e differite	2.772	14.507	(80,9)
Variazione altre attività/passività non correnti	4.827	15.410	(68,7)
Dividendi contabilizzati al netto delle elisioni	(1.304)	(1.066)	22,3
Quota del risultato di collegate e joint ventures	6.254	10.649	(41,3)
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività	5.088	(3.810)	(*)
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	396.792	351.479	12,9
Variazione rimanenze	(14.357)	26.636	(*)
Variazione crediti commerciali	139.433	100.120	39,3
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	70.086	(36.102)	(*)
Variazione debiti commerciali	(89.061)	(98.699)	(9,8)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	(15.394)	4.434	(*)
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	90.707	(3.611)	(*)
D. Cash flow operativo (B+C)	487.499	347.868	40,1
Flusso finanziario da (per) attività di investimento			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(267.562)	(261.605)	2,3
Investimenti in attività finanziarie	(7.650)	(87.457)	(91,3)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	4.777	25.764	(81,5)
Variazione area di consolidamento	(25.469)	(46.886)	(45,7)
Dividendi incassati	7.435	7.644	(2,7)
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(288.469)	(362.540)	(20,4)
F. Free cash flow (D+E)	199.030	(14.672)	(*)
Flusso finanziario da attività di finanziamento			
Erogazione di dividendi	(81.417)	(73.641)	10,6
Nuovi finanziamenti a lungo termine	800.000	761.248	5,1
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(354.379)	(847.741)	(58,2)
Variazione debiti finanziari	(408.685)	229.821	(*)
Variazione crediti finanziari	(66.574)	(53.635)	24,1
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	(111.055)	16.052	(*)
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	87.975	1.380	(*)
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	139.576	51.601	(*)

(*) Variazione superiore al 100%

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

	migliaia di euro		
	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Var. %
Free cash flow	199.030	(14.672)	(*)
Erogazione di dividendi	(81.417)	(73.641)	10,6
Variazione fair value strumenti derivati di copertura	(1.298)	(5.208)	(75,1)
Variazione posizione finanziaria netta	116.315	(93.521)	(*)

(*) Variazione superiore al 100%

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2015 è pari a 2.169 milioni di euro, in riduzione del 5,1% rispetto al 31 dicembre 2014.

In particolare il *free cash flow*, positivo per 199 milioni di euro, deriva dall'effetto congiunto dei seguenti flussi monetari.

- il *cash flow* operativo è positivo per 487 milioni di euro e si compone per 397 milioni di euro da *cash flow* operativo prima delle variazioni di capitale circolante netto e per 91 milioni di euro dal flusso finanziario derivante dalle variazioni di capitale circolante netto;
- il flusso monetario da attività di investimento, negativo per 288 milioni di euro ed in diminuzione rispetto all'esercizio 2014, è generato dall'effetto combinato degli investimenti in immobilizzazioni materiali, immateriali e finanziarie per 275 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, dei dividendi incassati dalle società collegate (principalmente Plurigas) per complessivi 7 milioni di euro e dalla variazione della posizione finanziaria conseguente all'operazione di acquisizione del ramo Ligure da Acque Potabili e al consolidamento di Acquedotto di Savona (25 milioni).



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

Situazione economica

CONTO ECONOMICO IREN S.p.A.

	migliaia di euro		
	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Var. %
Ricavi			
Ricavi per beni e servizi	71.486	14.145	(*)
Altri proventi	18.481	4.960	(*)
Totale ricavi	89.967	19.105	(*)
Costi operativi			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(976)	(12)	(*)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(51.468)	(18.497)	(*)
Oneri diversi di gestione	(3.610)	(6.697)	(46,1)
Costi per lavori interni capitalizzati	2.893	585	(*)
Costo del personale	(44.620)	(24.118)	85,0
Totale costi operativi	(97.781)	(48.739)	(*)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	(7.814)	(29.634)	(73,6)
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni			
Ammortamenti	(3.159)	(331)	(*)
Accantonamenti e svalutazioni	(489)	(2.582)	(81,1)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(3.648)	(2.913)	25,2
Risultato Operativo (EBIT)	(11.462)	(32.547)	(64,8)
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	238.102	175.417	35,7
Oneri finanziari	(111.678)	(109.401)	2,1
Totale gestione finanziaria	126.424	66.016	91,5
Rettifica di valore di partecipazioni	-	-	-
Risultato prima delle imposte	114.962	33.469	(*)
Imposte sul reddito	9.540	16.627	(42,6)
Risultato netto delle attività in continuità	124.502	50.096	(*)
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	-
Risultato netto del periodo	124.502	50.096	(*)

(*) Variazione superiore al 100%

Ricavi

Il totale dei ricavi di IREN S.p.A. è stato pari a 90 milioni di euro ed è principalmente riferito alle attività di servizio avviate nell'esercizio per prestazioni a favore delle società del Gruppo.

Costi operativi

I costi operativi sono pari a 98 milioni di euro e includono prestazioni di servizi e godimento beni di terzi (52 milioni di euro), oneri diversi di gestione (4 milioni di euro) e costo del personale (45 milioni di euro). L'aumento dei costi operativi rispetto all'esercizio precedente consegue essenzialmente alla gestione delle attività di staff a favore delle società del Gruppo, trasferita in Iren S.p.A. a seguito della razionalizzazione organizzativa in essere.

Ammortamenti e accantonamenti

Gli ammortamenti e accantonamenti ammontano a circa 4 milioni di euro.

Oneri e proventi finanziari

Il saldo oneri e proventi finanziari è positivo per 126 milioni di euro. I proventi finanziari, pari a 238 milioni di euro, includono tra l'altro dividendi da società controllate e collegate (circa 165 milioni di euro) e interessi attivi su finanziamenti a società controllate (72 milioni di euro).

Gli oneri finanziari sono pari a 112 milioni di euro, e si riferiscono essenzialmente ad interessi passivi su mutui e prestiti obbligazionari (94 milioni di euro) e sugli strumenti derivati adottati a copertura del rischio di oscillazione dei tassi di interesse (11 milioni di euro).

Risultato prima delle imposte

Il risultato prima delle imposte è positivo per 115 milioni di euro.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito sono positive per 9,5 milioni di euro in quanto sono prevalentemente costituite dai proventi da consolidamento fiscale. La Società, infatti, ha optato per il consolidato fiscale ai sensi dell'art. 118 del nuovo Tuir, e determina l'IRES su una base imponibile corrispondente alla somma algebrica degli imponibili positivi e negativi delle singole società che partecipano al consolidato.

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

Risultato netto

Il risultato, al netto delle imposte di periodo, è positivo per 124,5 milioni di euro.



Situazione patrimoniale

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

	migliaia di euro		
	31.12.2015	31.12.2014	Var. %
Attivo immobilizzato	2.580.402	2.551.821	1,1
Altre attività (Passività) non correnti	2.026	(2.864)	(*)
Capitale circolante netto	34.121	11.065	(*)
Attività (Passività) per imposte differite	16.853	19.153	(12,0)
Fondi rischi e Benefici ai dipendenti	(40.652)	(23.614)	72,2
Attività destinate a essere cedute	240	240	-
Capitale investito netto	2.592.990	2.555.801	1,5
Patrimonio netto	1.582.719	1.516.906	4,3
<i>Attività finanziarie a lungo termine</i>	<i>(1.887.041)</i>	<i>(1.728.477)</i>	<i>9,2</i>
<i>Indebitamento finanziario a medio e lungo termine</i>	<i>2.660.368</i>	<i>2.161.595</i>	<i>23,1</i>
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	773.327	433.118	78,5
<i>Attività finanziarie a breve termine</i>	<i>(139.146)</i>	<i>(43.257)</i>	<i>(*)</i>
<i>Indebitamento finanziario a breve termine</i>	<i>376.090</i>	<i>649.034</i>	<i>(42,1)</i>
Indebitamento finanziario netto a breve termine	236.944	605.777	(60,9)
Indebitamento finanziario netto	1.010.271	1.038.895	(2,8)
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	2.592.990	2.555.801	1,5

(*) Variazione superiore al 100%

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

Attivo immobilizzato

Le immobilizzazioni immateriali, materiali e finanziarie sono pari a 2.580 milioni di euro.

Capitale Circolante Netto

Il capitale circolante netto è positivo per 34 milioni di euro. Le attività per imposte anticipate ammontano a 17 milioni di euro, mentre i Fondi Rischi e Benefici ai dipendenti sono pari a circa 41 milioni di euro.

Patrimonio netto

L'esercizio 2015 si è chiuso con un Patrimonio netto pari a 1.583 milioni di euro.

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto a fine 2015 ammonta a 1.010 milioni di euro. In particolare l'indebitamento a medio-lungo termine, pari a 773 milioni di euro, è composto da passività finanziarie a medio-lungo termine per 2.660 milioni di euro e da attività finanziarie a medio-lungo termine per 1.887 milioni di euro. Queste ultime sono rappresentate in gran parte da finanziamenti verso controllate. L'indebitamento finanziario netto a breve termine è pari a 237 milioni di euro e si compone di debiti a breve termine, prevalentemente verso istituti bancari, per 376 milioni di euro, crediti finanziari a breve termine, prevalentemente verso società del Gruppo, per 23 milioni di euro e disponibilità liquide per 116 milioni di euro.

Situazione finanziaria

RENDICONTO FINANZIARIO DI IREN S.p.A.

	migliaia di euro		
	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Var. %
A. Disponibilità liquide e saldo gestione tesoreria accentrata iniziali	(37.265)	(74.632)	(50,1)
Flusso finanziario generato dall'attività operativa			
Risultato del periodo	124.501	50.097	(*)
Rettifiche per:			
Ammortamenti attività materiali e immateriali	3.159	331	(*)
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	-	(1.121)	(100,0)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	(2.547)	(256)	(*)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	133	1.167	(88,6)
Variazione imposte anticipate e differite	(557)	(2.277)	(75,5)
Variazione altre attività/passività non correnti	(4.890)	(3.311)	47,7
Dividendi ricevuti	(164.846)	(171.444)	(3,8)
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	(45.047)	(126.814)	(64,5)
Variazione crediti commerciali	(70.257)	(14.338)	(*)
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	(6.761)	(7.101)	(4,8)
Variazione debiti commerciali	41.051	7.206	(*)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	10.069	12.050	(16,4)
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(25.898)	(2.183)	(*)
D. Cash flow operativo (B+C)	(70.945)	(128.997)	(45,0)
Flusso finanziario da (per) attività di investimento			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(6.132)	(4.769)	28,6
Investimenti in attività finanziarie	-	(35.665)	(100,0)
Realizzo investimenti	186	-	-
Dividendi ricevuti	164.846	171.444	(3,8)
Acquisto rami aziendali	(3.010)	-	-
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	155.890	131.010	19,0
F. Free cash flow (D+E)	84.945	2.013	(*)
Flusso finanziario da attività di finanziamento			
Erogazione di dividendi	(66.747)	(66.747)	-
Altre variazioni di Patrimonio netto	479	0	-
Nuovi finanziamenti a lungo termine	800.000	750.000	6,7
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(342.580)	(835.331)	(59,0)
Variazione crediti finanziari	1.258.822	(175.478)	(*)
Variazione debiti finanziari	(379.234)	362.909	(*)
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	1.270.740	35.354	(*)
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	1.355.685	37.367	(*)
I. Disponibilità liquide e saldo gestione tesoreria accentrata finali (A+H)	1.318.420	(37.265)	(*)
L. Saldo gestione tesoreria accentrata a breve verso società controllate	(1.202.359)	56.462	(*)
M. Disponibilità liquide finali (I+L)	116.061	19.197	(*)

(*) Variazione superiore al 100%



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

	migliaia di euro		
	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Var. %
Free cash flow	84.945	2.013	(*)
Erogazione di dividendi	(66.747)	(66.747)	-
Altre variazioni di Patrimonio netto	479	-	-
Variazione fair value strumenti derivati di copertura	9.947	(3.707)	(*)
Variazione posizione finanziaria netta	28.624	(68.440)	(*)

(*) Variazione superiore al 100%

Di seguito viene riportato il prospetto di raccordo tra il patrimonio netto e il risultato della Capogruppo Iren S.p.A. risultanti al 31 dicembre 2015 e al 31 dicembre 2014 e quelli risultanti dal bilancio consolidato.

	migliaia di euro	
31/12/2015	Patrimonio Netto	Risultato del periodo
Patrimonio netto e utile del bilancio d'esercizio della Capogruppo	1.582.719	124.501
Differenza fra valore di carico e valore delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto	3.770	36.870
Maggior valore risultante dal consolidamento rispetto al valore di carico delle partecipazioni consolidate	310.950	116.923
Storno dividendi da società controllate/collegate	0	-164.846
Eliminazione Margini Infragruppo	(75.414)	3.966
Altre	1.841	783
Patrimonio netto e utile del Gruppo (*)	1.823.866	118.197

Si sottolinea che la riga "eliminazione di margini infragruppo" si riferisce allo storno delle plusvalenze relative a cessione di rami d'azienda o di società all'interno del Gruppo. In particolare si evidenzia l'operazione relativa al servizio idrico integrato di Genova effettuata dall'ex-AMGA (effetto positivo per 4 milioni di euro sul conto economico e negativo per 53 milioni di euro sul Patrimonio netto).

	migliaia di euro	
31/12/2014	Patrimonio Netto	Risultato del periodo
Patrimonio netto e utile del bilancio d'esercizio della Capogruppo	1.516.906	50.096
Differenza fra valore di carico e valore delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto	(14.114)	(75.637)
Maggior valore risultante dal consolidamento rispetto al valore di carico delle partecipazioni consolidate	338.668	207.617
Storno dividendi da società controllate/collegate	-	(101.444)
Eliminazione Margini Infragruppo	(78.967)	5.173
Altre	725	(10)
Patrimonio netto e utile del Gruppo (*)	1.763.218	85.795

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

IRETI S.p.A.

A seguito delle operazioni straordinarie poste in essere a fine 2015 con effetti dal 1° gennaio 2016, ha preso avvio IRETI S.p.A.

La società si occuperà dei servizi idrici nelle province di Genova, Savona, La Spezia, Parma, Piacenza e Reggio Emilia dove opera negli ambiti dell'approvvigionamento idrico, fognatura e depurazione delle acque reflue.

Con più di 18.000 km di reti acquedottistiche, oltre 9.300 km di reti fognarie e 1.085 impianti di depurazione, la società servirà oltre 2.550.000 abitanti su 219 comuni, caratterizzandosi come il terzo operatore in Italia nel settore dei servizi idrici per numero di metri cubi gestiti. Attraverso oltre 7.600 km di rete la società distribuirà gas naturale nel Comune di Genova e in altri 19 comuni limitrofi, oltre che in 72 comuni delle province di Parma, Piacenza e Reggio Emilia, per un totale di circa 726.000 clienti serviti.

Con circa 7.283 km di reti in media e bassa tensione IRETI distribuirà energia elettrica nelle città di Torino e Parma; con un portfolio di più di 1,5 milioni di clienti, IRETI sarà il quinto operatore in Italia nel settore dell'elettricità per la quantità di energia elettrica venduta.

Nel territorio emiliano inoltre IRETI gestirà gli impianti di illuminazione pubblica e impianti semaforici, attraverso attività di manutenzione e gestione degli impianti presenti ma anche di progettazione e realizzazione dei nuovi.

TRM

Il Gruppo IREN ha inoltre raggiunto un altro importante obiettivo del piano industriale che ha determinato l'acquisizione del controllo di TRM S.p.A., società che, tra le altre, gestisce in particolare l'attività di trattamento finale rifiuti al servizio della provincia di Torino. Infatti, in data 29 gennaio 2016 è stato sottoscritto l'accordo di acquisizione da parte di IREN S.p.A. - attraverso la controllata IREN Ambiente S.p.A. - del 100% della società F2i Ambiente S.p.A. che detiene quale unica partecipazione il 51% di TRM V S.p.A.

La società TRM V S.p.A. è già partecipata da IREN Ambiente S.p.A. per il restante 49% del capitale sociale e attraverso tale operazione sarà controllata integralmente dal Gruppo IREN.

TRM V S.p.A. detiene l'81,52% del capitale sociale di TRM S.p.A., società che ha ricevuto l'affidamento per progettare, costruire e gestire fino al 2034 il termovalorizzatore dei rifiuti urbani e assimilati al servizio della provincia di Torino e che è stato autorizzato dalla Città Metropolitana nel mese di luglio 2015 alla saturazione del carico termico ai sensi dell'art. 35 del Decreto Legge "Sblocca Italia".

La società TRM S.p.A. dispone di un impianto avente una capacità di termovalorizzazione di circa 500.000 tonnellate di rifiuti urbani indifferenziati con produzione di energia.

L'acquisizione permetterà al Gruppo di triplicare la propria capacità di termovalorizzazione, confermando IREN tra i primi tre soggetti a livello nazionale in termini di rifiuti trattati e rappresenta, inoltre, una solida base su cui costruire eventuali ulteriori operazioni di successo nel settore.



EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Secondo le ultime valutazioni del Fondo Monetario Internazionale le proiezioni dell'attività mondiale prefigurano per il 2016 e per il 2017 una modesta accelerazione rispetto al 2015: +3,4% e +3,6% rispettivamente. Le stime sono state comunque riviste al ribasso a causa delle nuove e significative tensioni emerse ad inizio 2016 sui mercati finanziari, delle incerte conseguenze di un ulteriore calo dei prezzi petroliferi e dei ritmi economici dei Paesi emergenti.

Nell'Area Euro recenti stime OCSE prevedono per il 2016 un aumento del PIL dell'1,8%. Tuttavia sulle prospettive di crescita gravano rischi al ribasso legati alla perdurante incertezza circa le condizioni della domanda in importanti mercati di sbocco, in particolare nei Paesi emergenti. Inoltre l'acuirsi delle tensioni geopolitiche, soprattutto in Medio Oriente, potrebbe ripercuotersi negativamente sul clima di fiducia e frenare la ripresa.

Per l'Italia nonostante la fase di debolezza del commercio mondiale, è attesa una prosecuzione dell'espansione dell'attività economica anche nel 2016. ISTAT rileva che nonostante un rallentamento segnato a dicembre, il clima di fiducia di imprese e famiglie si mantiene su livelli abbastanza alti. Le proiezioni sono per una crescita del PIL 2016 nel *range* 1,3%-1,5%. Secondo Banca d'Italia, ad un minore impulso proveniente dagli scambi con l'estero, indotto dal rallentamento delle economie emergenti, si dovrebbe sostituire un maggiore contributo della domanda interna e di quella proveniente dall'area dell'euro, sostenute dalle politiche economiche BCE. Restano rischi significativi, tra i quali molto rilevanti quelli associati al contesto internazionale, tornati, come indicato, ad aumentare nelle prime settimane del 2016.

Per quanto concerne il settore in cui il Gruppo opera, l'inizio del 2016 si è caratterizzato, come sopra delineato, per il calo del prezzo delle *commodities*, con il petrolio che è sceso sotto i 30 dollari al barile, segnale peraltro di debolezza del quadro congiunturale internazionale.

Di contro a cavallo tra la fine dello scorso anno e l'inizio del 2016 sono stati emessi gli attesi aggiornamenti regolatori che danno stabilità e chiarezza ai settori della distribuzione del gas, dell'energia elettrica e del ciclo idrico integrato, aree di attività in cui il Gruppo ha un posizionamento rilevante.

E' atteso nel corso del 2016 il completamento di operazioni finalizzate alla crescita nel settore del ciclo integrato ambientale, secondo le linee guida delineate nel piano industriale presentato lo scorso mese di giugno.

Inoltre proseguiranno le valutazioni organizzative legate al percorso di *reengineering* dei processi aziendali che, tenuto conto dei progetti già in corso, rappresentano importanti opportunità per la politica di gestione del personale le quali, senza rinunciare in alcun modo alle opportunità di sviluppo, portino a determinare un'adeguata struttura, corrente e prospettica, del Gruppo.

Pertanto Iren conferma l'impegno ad implementare i progetti di crescita nelle proprie aree di riferimento in modo coerente con il presidio della stabilità finanziaria al fine di garantire lo sviluppo del Gruppo in coerenza con il Piano Industriale.

QUADRO NORMATIVO

Nel seguito sono presentati i principali riferimenti normativi relativi 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 simili 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.

In data 13 agosto 2015 sulla G.U. n. 187 è stata pubblicata la Legge 124/2015 recante "Deleghe al Governo in materia di riorganizzazione delle amministrazioni pubbliche", meglio conosciuta come Legge Madia di Riforma della PA.

Il provvedimento contiene 14 importanti deleghe legislative: dirigenza pubblica, riorganizzazione dell'amministrazione statale centrale e periferica, digitalizzazione della PA, semplificazione dei procedimenti amministrativi, razionalizzazione e controllo delle società partecipate, anticorruzione e trasparenza.

In particolare, gli articoli 18 e 19 contengono criteri direttivi per la definizione di decreti legislativi recanti testi unici relativi a servizi pubblici locali e partecipazioni pubbliche di interesse economico generale in base ai principi di delega espressi all'articolo 16 della citata legge.

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.

La Commissione UE ha emanato il Regolamento n. 2342/2015 con il quale sono state modificate le soglie di applicazione in materia di procedure di aggiudicazione degli appalti pubblici: 211.000 euro per i settori ordinari e 422.000 euro per i settori speciali per tutti gli appalti pubblici di forniture e di servizi e 5.278.000 euro (sia per i settori ordinari sia per i settori speciali) 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).

La legge delega per l'attuazione delle direttive è stata approvata in via definitiva il 14 gennaio 2015 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/trasmissione/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 dalla legge di stabilità per il 2016 a 2.999,99 euro il limite, previsto fino al 31 dicembre 2015 in 999,99 euro, 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 e 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 (salvo proroghe) 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 - 11 luglio 2015
- 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 Tar Lombardia, Sezione Seconda, ha pronunciato - avverso i ricorsi promossi da Iren Emilia e Genova Reti Gas contro la delibera AEEGSI n. 367/14 - rispettivamente le sentenze n. 2740/2015 e 2736/2015, depositate in data 22 dicembre 2015, con le quali ha rigettato entrambi i ricorsi a spese compensate. Il termine per presentare appello avverso le predette sentenze (in assenza di notifica) è di tre mesi dal deposito delle stesse e, dunque, verrà a scadere in data 23 marzo 2016.

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, 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 disagiamentabili.

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 giugno 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.

Con il quarto ricorso per motivi aggiunti è stato impugnata la deliberazione 258/2015/R/com in questione e allo stato il ricorso pende nel merito e non risulta ancora fissata udienza pubblica per la trattazione dello stesso.

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, congruagli 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 (SII), 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 (spese correnti -OPEX- e di capitale -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;
- predispone 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.
- Deliberazione del 23/12/2015 n. 656/2015/R/IDR avente ad oggetto Convenzione tipo per la regolazione dei rapporti tra enti affidanti e gestori del Servizio Idrico Integrato - Disposizioni sui contenuti minimi essenziali.

Con il provvedimento - tenuto conto delle osservazioni ricevute ai precedenti documenti per la consultazione 274/2015/R/idr e 542/2015/R/idr - l'Autorità adotta la convenzione tipo per la regolazione dei rapporti tra enti affidanti e gestori del servizio idrico integrato, alla quale peraltro le convenzioni di gestione attualmente in vigore devono essere adeguate.

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 gennaio 2014), nella Legge 22 maggio 2015, n. 68 "Disposizioni in materia di delitti contro l'ambiente", 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. 31/96, L.R. 25/99, n. 10/2008, L.R. n. 23/2011 e L.R. 13/2015 (riforma del sistema di governo regionale e locale e disposizioni su Città Metropolitana di Bologna, Province, Comuni e loro unioni) e L.R. 16/2015 (sulla c.d. "economia circolare" modificativa della L.R. 31/96).

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, Vercellese, 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.

L'Assemblea legislativa della Regione Emilia-Romagna ha approvato la L.R. 16/2015 per la gestione dei rifiuti urbani, che promuove il riciclaggio e la prevenzione della produzione dei rifiuti. Fra gli obiettivi da raggiungere entro cinque anni, figurano: l'aumento della raccolta differenziata al 73%, la riduzione del 25% della produzione di rifiuti pro-capite, il riciclaggio al 70%, il contenimento delle discariche e autosufficienza regionale. Tra le novità introdotte dalla nuova legge: la tariffazione puntuale, ovvero si paga in base a quanto si conferisce, gli incentivi rivolti ai Comuni più virtuosi e premi alle imprese che smaltiscono meglio. Sono incentivate le attività di informazione ed educazione, con la possibilità per i Comuni che programmano iniziative di informazione ed educazione di destinare a tali attività una quota degli introiti derivati dall'applicazione della tariffa. Con la nuova legge la Regione intende transitare da un modello economico lineare basato sullo sfruttamento delle risorse naturali a una economia circolare, in cui le materie vengono costantemente riutilizzate. E per far ciò individua strumenti quali la tariffazione

puntuale e mette in campo incentivi rivolti ai Comuni che inviano meno rifiuti allo smaltimento e forme premiali per le imprese.

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. A seguito dell'approvazione del D.L. 30 dicembre 2015, n. 210 ("Milleproroghe") viene prorogato di un anno il termine per l'adeguamento al SISTRI (Sistema informatico di controllo della tracciabilità dei rifiuti) e viene prorogato al 1° gennaio 2017 il termine per l'applicazione dei limiti di emissione per gli impianti industriali per consentire l'aggiornamento dell'autorizzazione da parte dell'Autorità competente. 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" D.L. 31 dicembre 2014, n. 192). Le sanzioni Sistri per tutte le altre violazioni si applicano dal 1° gennaio 2017.

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 ai 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 degli 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. A seguito del c.d. "Milleproroghe 2016" (D.L. 30.12.2015 n° 210), il termine del divieto del suddetto conferimento slitta al 29 febbraio 2016.

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, purché 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.

La Direttiva n. 2015/1127, che ha apportato a partire dal 31 luglio 2015 alcune modifiche all'Allegato II della Direttiva 2008/98/CE sui rifiuti (contenente un elenco non esaustivo delle operazioni di recupero), è stata rettificata con atto pubblicato in novembre 2015.

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).

A fine 2015 è stata pubblicata la Legge di stabilità 2016 (Legge 28 dicembre 2015, n. 208), in vigore dal 1° gennaio 2016. Diversi gli interventi nel settore dell'Ambiente: sono previsti incentivi e agevolazioni per le energie rinnovabili nonché interventi in tema di riqualificazione urbana; in materia di bonifiche è istituito un fondo di 10 milioni di euro per ciascuno degli anni 2016, 2017 e 2018, in parte destinati ai siti di interesse nazionale per i quali è necessario provvedere con urgenza al fine di adempiere agli obblighi europei; per quanto riguarda le discariche abusive è previsto l'aumento della dotazione del fondo istituito per il finanziamento di un piano straordinario di bonifica per le discariche individuate dalle competenti autorità statali in relazione alla procedura di infrazione comunitaria n. 2003/2007; è autorizzata una spesa di 5 milioni di euro per l'anno 2016 per l'avviamento di un programma straordinario finalizzato alla verifica dell'effettività dei livelli di emissioni inquinanti dei veicoli. Sempre in materia di emissioni, gli interventi normativi interessano, inoltre, i proventi delle aste delle quote di emissione dei gas ad effetto serra.

La legge di stabilità apporta, altresì, modifiche al D. Lgs. 152/2006: all'art. 6, comma 17, riguardante il divieto di attività di ricerca, di prospezione nonché di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare all'interno del perimetro delle aree marine e costiere protette, vengono soppresse le deroghe attualmente previste.

A fine anno è stato pure approvato il D.D.L. c.d. *"Green economy"* : *"Disposizioni in materia ambientale per promuovere misure di green economy e per il contenimento dell'uso eccessivo di risorse naturali"*, che prevede - tra numerosi altri provvedimenti - modifiche al D.lgs. 152/06 e s.m.i. ed altre normative in materia di rifiuti. In particolare le principali aree di intervento riguardano la vigilanza sulla gestione rifiuti, la raccolta e trattamento dei rifiuti metallici, le misure per incrementare la raccolta differenziata ed il riciclaggio, le modifiche al tributo speciale per il deposito in discarica e negli inceneritori. Inoltre, viene introdotta una diversa disciplina per l'utilizzo di terre e rocce da scavo e disposizioni per la prevenzione nella produzione dei rifiuti; è abrogata la norma che prevedeva dal 1° gennaio 2016 il divieto di conferimento in discarica dei rifiuti con PCI (Potere Calorifico Inferiore) superiore a 13.000 KJ/kg e vengono aggiornati gli obiettivi di riduzione del conferimento in discarica, ed altre disposizioni.

A fine settembre è entrato in vigore il DM 24 giugno 2015, "Modifica del DM 27 settembre 2010, relativo alla definizione dei criteri di ammissibilità dei rifiuti in discarica". Le rilevanti modifiche riguardano in particolare gli artt. 3, 5, 6, 7, 8 e l'intero Allegato 3, sul Campionamento e analisi dei rifiuti.

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 avviato 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 dal 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 teleraffrescamento, 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 nota la pubblicazione in Gazzetta Ufficiale di tre decreti di attuazione di direttive europee in tema di efficienza energetica negli edifici entrati in vigore il 1° Ottobre 2015 per 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 è 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 adegua 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 aggiorna 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.

E' 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).

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 due 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:
- c) 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);
- d) 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 II 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 100% 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 analoga 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. La società, controllata del Gruppo al 100%, è stata oggetto di fusione per incorporazione in Iren Energia con efficacia 1° ottobre 2015.

Iren Energia, oltre all'esistente affidamento della distribuzione del teleriscaldamento nella città di Torino in forza della Convenzione Quadro stipulata con il Comune, e nella città di Nichelino a seguito di quanto anzi descritto, 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
Area Genovese Reggio Emilia	Convenzione		31 dicembre 2032
	ATO/gestore	16.04.2004/5.10.2009	31 dicembre 2011(*)
	Convenzione	30 giugno 2003	
Parma	ATO/gestore		
	Convenzione	27 dicembre 2004	31 dicembre 2025
Piacenza	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 100% 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 Comune 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
Reggio Emilia	Convenzione ATO/gestore	10 giugno 2004	31 dicembre 2011(*)
Parma	Convenzione ATO/gestore	27 dicembre 2004	31 dicembre 2014(*)
Piacenza	Convenzione ATO/gestore	18 maggio 2004	31 dicembre 2011(*)
Torino	Convenzione ATO/gestore	21 dicembre 2012	30 aprile 2033(**)

(*) 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 dell'anno 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 una brusca inversione di tendenza nella tarda primavera per poi riprendere la discesa 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, passando in territorio di tassi negativi da novembre 2015, fino ai livelli attuali del -0,13%. 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 minimi storici nel mese di aprile, hanno registrato un brusco rialzo con successiva ripresa del trend in ribasso e nuovi minimi storici per l'IRS a 5 anni.

Attività svolta

Nel corso del 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, 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. Il Gruppo 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 2015, si evidenzia che sono stati perfezionati ed utilizzati nuovi finanziamenti a medio lungo termine per complessivi 800 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 ed è stata inoltre utilizzata una tranche di 50 milioni di euro di un finanziamento bancario già perfezionato a fine 2014. Nel mese di maggio sono stati stipulati e poi utilizzati due nuovi finanziamenti rispettivamente con Banca Intesa per 50 milioni di euro e con Mediobanca per 50 milioni di euro.

E' stato inoltre deliberato dal C.d.A., il 16 settembre 2015, un Programma EMTN per emissioni obbligazionarie, a valere sul quale è stato completato con successo il collocamento di una nuova emissione in formato Public Placement per 500 milioni di euro e durata 7 anni (rating Fitch BBB). Nel mese di dicembre infine è stata utilizzata una prima quota di 50 milioni di euro sul finanziamento BEI Idro di 150 milioni di euro sottoscritto a dicembre 2014.

Sempre a dicembre è stato sottoscritto un nuovo finanziamento con BEI di 130 milioni con durata fino a 15 anni a sostegno di progetti con rilevanti caratteristiche di sostenibilità ambientale nei settori dell'ambiente e del teleriscaldamento; tale finanziamento non è stato utilizzato ed è interamente disponibile.

Tutti 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.

Sempre ai fini dell'ottimizzazione della struttura finanziaria del Gruppo, sono state effettuate attività di *liability management* volte a cogliere opportunità di mercato favorevoli. In particolare, contestualmente all'emissione del nuovo Bond si è proceduto al riacquisto e annullamento di 20 milioni di euro relativi al Bond Iren scadenza 2021 e ad inizio dicembre è stata effettuata un'operazione di Tender Offer con il rimborso anticipato di circa 100 milioni di euro di obbligazioni precedentemente emesse per le scadenze dei Private Placement 2019 e 2020 e del Bond 2021. E' stato inoltre rimborsato anticipatamente un finanziamento per 21 milioni di euro.

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 di Gruppo" delle Note Esplicative.

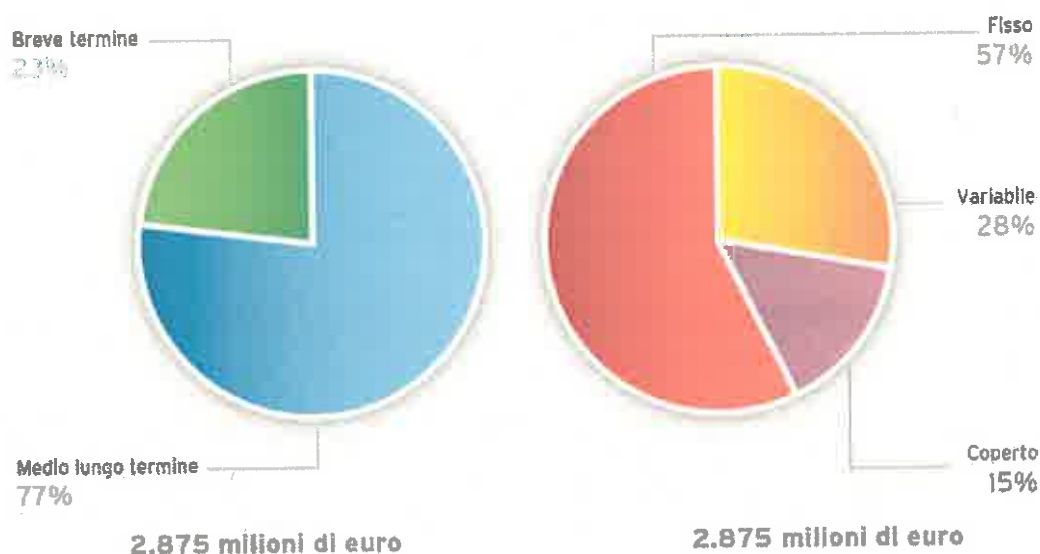
Nel primo semestre 2015 sono stati perfezionati due nuovi contratti di *Interest Rate Swap* a copertura di complessivi 100 milioni di debito, con scadenze al 2019-2020 e nel mese di luglio è stato perfezionato un ulteriore contratto di *Interest Rate Swap* a copertura di 50 milioni di debito con scadenza 2027 ed effetti a partire da dicembre 2016. Inoltre una parte delle nuove operazioni di finanziamento dell'anno sono state contrattualizzate a tasso fisso.

Al 31 dicembre 2015 la quota di debito a tasso variabile non coperta con strumenti di derivato tasso è pari al 17% dell'indebitamento finanziario lordo, 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.

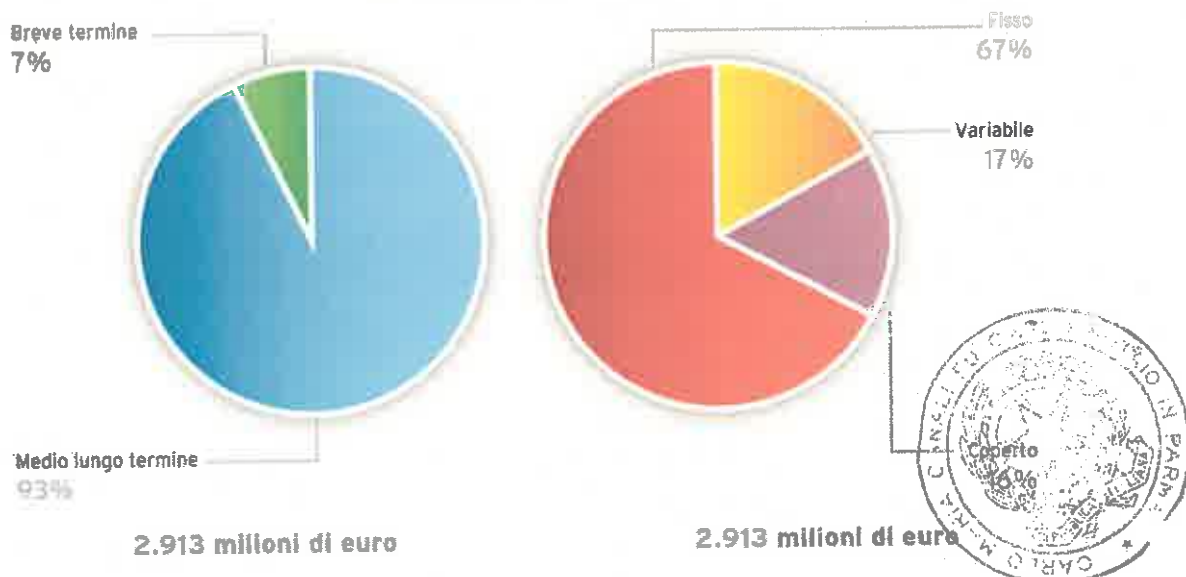
Indebitamento finanziario
lordo per scadenza

Indebitamento finanziario
lordo per tipologia tasso

Situazione al 31/12/2014



Situazione al 31/12/2015



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").

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

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

Le informazioni relative ai rapporti patrimoniali ed economici con le parti correlate soci e società correlate sono riportate nelle Note esplicative del bilancio consolidato nel paragrafo "X. Allegati al bilancio consolidato" quale parte integrante delle stesse.

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 ricompresi anche i rischi di natura normativa e regolatoria, il cui impatto sul business aziendale è monitorato su base continuativa.

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 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’insolubilità 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 i 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 adeguata, 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 le azioni di mitigazione, inoltre è stato attivato un progetto, a guida del Credit Manager, finalizzato ad implementare specifici programmi di recupero ed a rivedere i processi di controllo e monitoraggio del credito scaduto.

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. È

stato sviluppato inoltre un dettagliato reporting ad hoc sui crediti relativi a servizi cessati e alle massime esposizioni in termini di credito scaduto.

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 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 qualitativamente (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. La Direzione Sistemi Informativi, inoltre, è impegnata nel processo di *assessment* del *cyber risk*.

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, su *input* e forte *commitment* da parte del Vertice, le Società del Gruppo IREN sono state oggetto di numerosi interventi di riorganizzazione volti a rafforzare l'unitarietà di governo nonché ad accelerare il processo di integrazione, di efficientamento operativo e di focalizzazione sul business, indispensabile per affrontare le sfide del mercato.

In una prima fase, gli interventi di riorganizzazione hanno riguardato principalmente la Capogruppo attraverso l'accentramento delle Direzioni di *staff corporate* (i.e. *personale e organizzazione, sistemi informativi, sistemi certificati, legale e societario, pianificazione e controllo, affari regolatori, servizi di gruppo, ecc.*), accentramento che si è concretizzato il 1° luglio 2015 attraverso una serie di trasferimenti di rami d'azienda dalle principali Società del Gruppo.

Sono inoltre state costituite in Capogruppo le quattro Direzioni preposte ai settori di business di interesse del Gruppo, ossia:

- **BUSINESS UNIT AMBIENTE:** che coordina e gestisce le attività di spazzamento, raccolta e gestione dei centri di raccolta, di gestione degli impianti di trattamento e smaltimento rifiuti e gli impianti di produzione di energia elettrica e calore connessi;
- **BUSINESS UNIT ENERGIA:** coordina e gestisce gli impianti di produzione di energia elettrica/cogenerazione energia-calore, gli impianti e le reti di distribuzione del calore (c.d. teleriscaldamento) e le attività relative ai servizi tecnologici "indoor" (impianti elettrici e impianti termici, global service tecnologico);
- **BUSINESS UNIT MERCATO:** coordina e gestisce i servizi commerciali al Cliente (energia elettrica, calore e gas, ecc.), nonché le attività di marketing per lo sviluppo sui mercati di riferimento;
- **BUSINESS UNIT RETI:** che coordina e gestisce gestirà i servizi idrici integrati e gli impianti e le reti di distribuzione del gas e dell'energia elettrica.

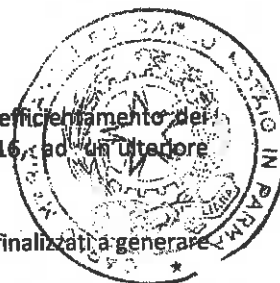
In una seconda fase, a seguito dell'approvazione del Piano Industriale da parte del Consiglio di Amministrazione della Capogruppo in data 16 giugno 2015, è stato varato un Progetto di razionalizzazione societaria e organizzativa "complessiva" di Gruppo (c.d. Progetto "Operazioni 100%") volto alla semplificazione dell'assetto delle partecipazioni ed alla riduzione del numero delle Società di business detenute integralmente, direttamente o indirettamente, dalla Capogruppo nonché all'integrazione/ottimizzazione dei processi/attività di business aventi caratteristiche operative omogenee.

A partire dal 1° gennaio 2016, le quattro Società *sub holding* controllate dalla Capogruppo, che faranno capo alle *Business Unit* sono pertanto le seguenti:

1. IREN Ambiente S.p.A. (*Business Unit Ambiente*);
2. IREN Energia S.p.A. (*Business Unit Energia*);
3. IREN Mercato S.p.A. (*Business Unit Mercato*);
4. IRETI S.p.A. (*Business Unit Reti*).

Inoltre, nel mese di settembre 2015 è stata avviata un'analisi organizzativa per l'efficientamento dei processi di *staff corporate* che ha portato a fine 2015, proseguendo nel 2016, ad un'ulteriore razionalizzazione delle Direzioni centrali di Capogruppo con focus alle *Business Unit*.

Nel corso del 2015, sono stati seguiti numerosi progetti di *Performance Improvement* finalizzati a generare sinergie soprattutto attraverso la razionalizzazione dei processi aziendali. I progetti in corso interessano tutte le *Business Unit* e le principali Direzioni di staff e stanno confermando i *savings* inseriti nel Piano Industriale.



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. Nel mese di Dicembre si è completato il Consolidamento dei Budget 2016 di tutte le società del Gruppo.

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; sono in corso le attività di questa seconda fase del Programma, armonizzando gli ambiti di intervento del programma con le evoluzioni societarie di Iren - "Operazioni 100%".

Sul versante del supporto alla gestione dei Clienti del Gruppo, che ha costituito un'area di grande impegno nel secondo semestre 2015, si sono completati 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 Province 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.

Sono state, inoltre, realizzate l'applicazione per la "Gestione degli svuotamenti per la tariffa puntuale" – per il settore Ambiente – e la "dematerializzazione della bolletta" per Iren Mercato.

Nel corso del mese di Novembre è stato completato il progetto "Vulture", che ha consentito a Iren Mercato di rispettare l'obbligo normativo, di integrare i propri flussi informativi con il servizio messo a disposizione dall'Acquirente Unico.

Nel corso dell'ultimo trimestre, rispondendo alle esigenze della Holding in ordine alle modalità di stima dei ricavi di competenza del servizio GAS, Iren Mercato provveduto ad avviare il progetto di automazione del nuovo sistema di analisi dei ricavi di competenza e di stima del rateo gas.

Sempre nel corso dell'ultimo trimestre Iren Mercato ha completato gli interventi legati all'introduzione della Bolletta 2.0, che entrerà in fase finale di test per la metà di gennaio.

Sul piano delle infrastrutture sono state avviate varie iniziative di consolidamento e razionalizzazione, ad esempio sui sistemi di videoconferenza e wi-fi. In particolare nel corso del terzo trimestre sono stati avviati i progetti nell'ambito della Sicurezza ICT e di potenziamento/ammodernamento dell'infrastruttura di rete di campus di Via Nubi di Magellano a Reggio Emilia.

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 16 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:

- studio di fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica e calore;
- diffusione di strumenti di "customer empowering" e sensibilizzazione degli utenti sull'impatto dei consumi e sul risparmio energetico;
- efficienza energetica declinata su più livelli e asset (cliente, edificio, agglomerato urbano, asset energetici del Gruppo);
- studio di nuovi sistemi per il recupero dei cascami energetici e incremento dell'efficienza degli impianti;
- sistemi avanzati di telegestione, telelettura, *smart metering* e *multi metering*;
- sistemi di accumulo termico e elettrico;
- sistemi per il trattamento, purificazione e reimpiego di reflui da processi di trattamento fanghi, acque reflue e rifiuti;
- Internet of Things ("IoT") e domotica;
- strumenti ICT di "*data intelligence*";
- sviluppo di piattaforme per la creazione di un unico catasto urbano dei sottoservizi;
- gestione ottimizzata del ciclo idrico integrato (distrettualizzazione, individuazione e riduzione delle perdite di rete);
- mobilità elettrica.

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 di ricerca finanziati.

In merito a questi ultimi, di seguito sono illustrati quelli in corso e le proposte presentate dal Gruppo durante il 2015.



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 decimo mese di attività ed IREN è coinvolta nelle attività di sviluppo della guida pratica per i portatori di interesse coinvolti nonché nella raccolta dei dati di *benchmarking* per la città di Genova, sito pilota del progetto insieme ad altre città europee.

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 a poco più di 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; in quest'ambito IREN sta effettuando rilievi sul campo con una stazione totale a correzione automatica dell'errore restituendo il dato acquisito 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 MIUR – Smart Cities Nazionali a fine anno ha inviato l'esito della nuova valutazione tecnico scientifica della domanda di concessione precisando l'approvazione del progetto e la relativa ammissione al finanziamento. Il progetto inizierà le proprie attività progettuali nel 2016 nelle Province di Genova e Parma.

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. 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 persegue 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 57 mesi e termina a dicembre 2017. Le attività progettuali prevedono la consegna definitiva dell'impianto a maggio 2016 le successive fasi di *startup* finalizzate ad acquisire i dati di funzionamento del sistema e i *Key performance Indicators*.

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.

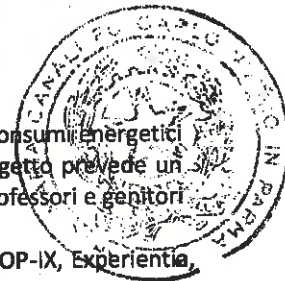
Stato: il 2015 è il secondo anno del progetto e il focus principale di IREN è quello relativo all'attivazione del *pilot* negli edifici individuati tramite l'installazione dei sensori e il test dei software di gestione avanzata delle sottostazioni del teleriscaldamento. È inoltre in fase di installazione avanzata un sistema di accumulo termico di edificio, che verrà testato durante la prossima stagione termica.

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 progetto è terminato a Luglio 2015. Ha ricevuto il Premio SMAU Torino 2015 nel settore dell'efficienza energetica, è stato uno dei finalisti al premio SMAU Milano 2015 e ha ricevuto la nomination al premio E-GOV.



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: Nel terzo trimestre 2015 il progetto ha ottenuto un'estensione della durata fino a Marzo 2016. Iren continuerà a fornire le informative elettriche e termiche agli utenti selezionati a Torino e Reggio Emilia.

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 2015 è 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 2015 le attività si sono focalizzate sulla finalizzazione degli *use cases* e sulla scelta delle tecnologie per gli *smart meter* da installare sia in cabina MT/BT che presso gli utenti finali, compreso il pilota previsto presso EnviPark.

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)

Si tratta di un progetto 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 progetto si è concluso a fine 2015 ed il software prototipale, output principale del progetto, è stato presentato in sede di revisione da parte della Commissione Europea.

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, nonché all'elaborazione della relativa documentazione e contrattualistica.

Partner: IREN, Environment Park Torino, Agência Andalus de l'Energia, Institut Andaluzo de Tecnologia, SP Technical Research Institute of Sweden, Regione Lombardia, The European House Ambrosetti Spl, Nemzeti Innovációs Hivatal, Miskolc Holding Önkormányzati Vagyongazdálkodási Zártkörűen Működő Részvénytársaság, 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. È inoltre iniziata la predisposizione dei documenti di gara e lo studio sull'impostazione delle regole di gara.

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: nel corso del 2015 si è proceduto con la stesura e preparazione dei documenti della gara d'appalto (documenti tecnici e prestazionale). Tali documenti sono in corso di affidamento all'ufficio di competenza. La procedura di gara è stata avviata.

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. È stato inoltre sviluppato il sistema software per il campionamento e la trasmissione dei dati ai partner di riferimento.

PROPOSTE PRESENTATE NEL CORSO DEL 2015

Nel corso del 2015, IREN ha presentato 8 *proposal* a bandi di ricerca e innovazione finanziati dall'Unione Europea.

I *proposal* mirano a coprire tutte le linee di business dell'azienda ed, in particolare, il settore energetico, idrico e ambientale.

Gli accumuli di quartiere e gli accumuli a cambiamento di fase, i sensori *smart*, l'efficienza energetica, i sistemi di depurazione acqua in situazioni di emergenza, i sistemi di trattamento gas da *digestore* e gli *storage* abbinanti a fonti rinnovabili sono solo alcune delle tematiche affrontate e che fanno parte di un quadro più ampio di innovazione.

Tra questi, nell'ambito del programma Horizon 2020 – LCE9, IREN ha sottomesso il *proposal* STORE&GO che, a settembre, ha ricevuto una valutazione positiva. Il progetto 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.

ALTRE ATTIVITA' DI INNOVAZIONE

Servizi Idrici

IREN nel corso del 2015 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:

Iniziativa in ambito TICASS, polo di innovazione per l'energia e l'ambiente della Regione Liguria

Il Gruppo Iren partecipa al Polo di innovazione TICASS dalla sua genesi nell'ambito di studi e progetti relativi alla gestione e salvaguardia delle risorse idriche, energetiche ed ambientali. In questo contesto IREN approfondisce gli argomenti di proprio interesse partecipando a specifici gruppi di lavoro dedicati allo studio di tematiche quali il monitoraggio ambientale, i processi di depurazione, le bonifiche e il recupero di siti contaminati, le analisi e la valutazione dei rischi ambientali, la prevenzione e riduzione dei rischi chimici, la gestione e valorizzazione dei rifiuti, il recupero, il riciclo e il riuso dei materiali, lo sviluppo di nuove tecnologie applicate a processi sostenibili, la produzione di energia da fonti rinnovabili, la valorizzazione delle risorse idriche declinata alla gestione e produzione di acqua potabile di alta qualità, il trattamento delle acque reflue industriali e civili, il riciclo integrale delle acque, la produzione ed accumulo di energia.

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, allo studio sulla capacità residua dei laghi esistenti come accumulo di energia elettrica integrando la produzione da fonte fotovoltaica, ai progetti in ambito accordo quadro Iren-Hera-Smat. 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 comparazione dei sistemi di incentivazione nel settore fotovoltaico in Italia e in Germania, studi sugli approcci alle problematiche finanziarie nel settore idrico comprendendo una analisi comparativa dell'applicazione delle Water Framework Directive in Inghilterra e nel Galles e delle possibili ricadute applicative in Italia; uno studio sulle strategie di finanziamento del settore idrico nei maggiori

paesi europei; un'analisi delle implicazioni sull'efficienza del trattamento della remunerazione degli investimenti nell'approccio regolatorio di OFWAT; proposte di modalità e strumenti di finanziamento del settore idrico italiano; il modello Data Envelopment Analysis per la stima dell'efficienza nel settore idrico.

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 è completamente finanziato da IREN in ottica ESCo; a fine 2015 sono state sostituite circa 23.000 lampade. 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.

A fine 2015, sulla rete di teleriscaldamento di Torino, sono installati 4.960 impianti su 5.320:

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 realizzazione di due sistemi di accumulo di calore a servizio della rete di teleriscaldamento, che, aggiunti agli attuali 12.500 m³ esistenti, porteranno la capacità complessiva a 17.500 m³. I due sistemi, ognuno con una capacità di 2.500 m³, permetteranno un'ulteriore ottimizzazione della rete ed una massimizzazione del calore prodotto in cogenerazione riducendo l'utilizzo delle caldaie di integrazione e riserva.

Flessibilizzazione degli impianti a ciclo combinato

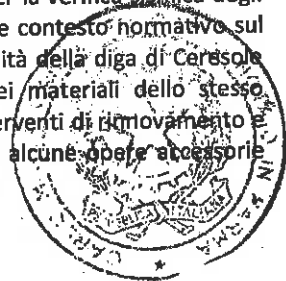
IREN sta procedendo con attività di flessibilizzazione dei propri impianti a ciclo combinato, per rispondere al meglio alle sempre maggiori esigenze del sistema elettrico e diventare sempre più competitiva nell'offrire servizi sul mercato dei servizi ausiliari. Tali attività prevedono *improvements* 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 ha installato il catalizzatore del CO anche sul ciclo combinato della Centrale di Torino Nord, ottenendo una riduzione del minimo tecnico ambientale ed aumentando il campo di regolazione dell'impianto.

Contratto di ricerca sismica dighe

Nel corso dell'anno 2015 è stato attivato un 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 state 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 quattro tesi sulla verifica sismica della diga e di alcune opere accessorie (casa di guardia, opera di presa e edificio gruppo elettrogeno/compressori).



Contratto di ricerca sul comportamento degli alberi turbina

Sempre nel corso del 2015 è stato portato a termine un contratto di ricerca con il Dipartimento di Meccanica e Aerospaziale del Politecnico di Torino per lo studio delle criticità di comportamento a fatica degli alberi installati sulle turbine idrauliche. Sono state condotte analisi statiche e dinamiche ed è stato sviluppato un modello per il calcolo delle sollecitazioni a fatica e le verifiche strutturali, adottando come *case-study* gli alberi della centrale di Picentino (Nucleo Tusciano), nel comune di Giffoni Valle Piana (SA).

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 idroelettrica 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. La campagna di misura di settembre ha rilevato un bilancio di massa di -2 m e portato a -31 m il valore cumulato in 24 anni di misure, confermando della elevata criticità che caratterizza la riduzione dei ghiacciai alpini.

PERSONALE E FORMAZIONE

Personale

Al 31 dicembre 2015 risultano in forza al Gruppo Iren 6.132 dipendenti. Nella tabella seguente si riporta la consistenza degli addetti al 31 dicembre 2015, suddivisa per Holding e Società di Primo Livello (con relative controllate) confrontata con il dato al 31 dicembre 2014.

Società	Organico al 31.12.2015	Organico al 31.12.2014
Iren S.p.A.	821	254
Iren Acqua Gas e controllate	865	898
Iren Ambiente e controllate	2.257	608
Iren Emilia e controllate	794	1.253
Iren Energia e controllate	915	1.069
Iren Mercato e controllate	480	442
Totale	6.132	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 delle staff in Iren S.p.A. attraverso l'acquisizione, con efficacia dal 1° luglio 2015, dei relativi rami d'azienda dalle Società di Primo livello del Gruppo e loro controllate e/o partecipate;
- al proseguimento del piano di riorganizzazione delle società controllate del Gruppo Iren, con decorrenza dal 1° ottobre 2015, in attuazione del Piano Industriale adottato dal Gruppo Iren;
- 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).

A parità di perimetro dello scorso anno, il dato consuntivo relativo alle ore erogate nel 2015 è pari a circa 98.000 ore di formazione (+12% rispetto all'anno precedente).

Includendo anche le circa 14.300 ore di formazione realizzate dal personale di AMIAT, il numero delle ore/uomo legate a iniziative di formazione e addestramento realizzate a vario titolo dal Gruppo Iren sono risultate pari a oltre 112.000 ore con il 98% dei dipendenti del Gruppo che ha partecipato ad almeno un corso di formazione.

La media pro-capite è risultata pari a 21,9 ore se calcolata sulla base dello stesso perimetro dello scorso anno (+15% rispetto all'anno precedente); se si include anche AMIAT la media pro-capite è risultata pari a 18,5.

QUALITÀ, AMBIENTE E SICUREZZA

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, Ambiente e Sicurezza) 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.

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

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

La Capogruppo, Iren Acqua Gas, Iren Energia e le loro principali controllate, 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 periodo 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 e si è avviato un percorso evolutivo in relazione ai cambiamenti societari e organizzativi intervenuti, con l'obiettivo di utilizzare i sistemi certificati come effettivo strumento di miglioramento.

In tale logica, oltre a numerosi progetti per l'ampliamento delle certificazioni citate, sono stati sviluppati progetti quali ad esempio quelli per mantenimento o acquisizione di:

- accreditamento ai sensi della UNI EN ISO/IEC 17025 e Accredia per i laboratori di analisi chimico-biologiche;
- la 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;
- 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;
- passaggio alla nuova edizione della norma secondo la nuova norma UNI CEI 11352:2014 da parte di Iren Rinnovabili;
- certificazione UNI 11352 da parte di Iren Gestioni Energetiche e Iren Servizi e Innovazione.

IREN E LA SOSTENIBILITÀ

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.

Nel corso del 2015 è proseguito il percorso di crescita di Iren nella Responsabilità Sociale d'Impresa: fondata sulla centralità degli stakeholder, il Gruppo ha continuato la sua attività per lo sviluppo sostenibile nei territori nei quali opera, per la realizzazione di interventi innovativi e per la comunicazione dei progetti in corso e dei risultati ottenuti.

Gli orientamenti strategici di medio-lungo termine rivelano infatti una costante attenzione alle tematiche attinenti la sostenibilità, nel Piano Industriale 2015-2020, 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, oltre a prevedere un nuovo orientamento strategico per la Corporate Social Responsibility.

In questo contesto, fra le principali iniziative del Gruppo in tema di sostenibilità, svolte nel 2015 si segnalano:

Bilancio di Sostenibilità

Il Bilancio di Sostenibilità, strumento privilegiato di dialogo e confronto con gli stakeholder, evidenzia gli impatti che le attività svolte dal Gruppo Iren producono sull'ambiente e sul tessuto sociale, oltre ai principali aspetti di carattere economico.

Il Bilancio di Sostenibilità 2014, predisposto secondo le *"Sustainability Reporting Guidelines & Electric Utilities Sector Supplement"* definite dal Global Reporting Initiative (GRI), il cui livello di applicazione corrisponde ad A+, è stato ratificato dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. in data 13/03/2015.

Per quanto riguarda il Bilancio di Sostenibilità 2015, è stata eseguita l'analisi degli indicatori per l'aggiornamento alle nuove linee guida GRI-G4. Sono state elaborate circa 300 nuove "schede indicatore" per l'inserimento nel nuovo sistema di raccolta dati, per il quale sono stati formati circa 65 referenti. È stata infine condotta l'analisi di materialità coinvolgendo il management aziendale e gli stakeholder, questi ultimi attraverso i Comitati Territoriali delle province emiliane.

Il Bilancio di Sostenibilità 2015 una volta approvato è pubblicato sul sito internet del Gruppo.

Pubblicazioni sulla Sostenibilità

Al fine di agevolare ed arricchire la navigazione da parte degli stakeholder, nel sito internet del Gruppo Iren è stato creato un sito sulla sostenibilità (<http://irensostenibilita.it>), in cui si sono riportati i principali dati inseriti all'interno del Bilancio di Sostenibilità divisi per punti e tradotti anche in lingua inglese. Il Bilancio di Sostenibilità 2014 è stato pubblicato sul sito internet aziendale in italiano ed in inglese, e sono state create e stampate specifiche brochure informative, nelle due lingue.

Comitati Territoriali

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. Nel corso del 2015 sono stati costituiti i Comitati Territoriali Iren di Reggio Emilia, Parma e Torino, che si aggiungono al Comitato di Piacenza nato nel 2014. Il Comitato Territoriale di Genova si è insediato a gennaio 2016. Nel corso del 2015 si sono tenute 49 riunioni di Comitati e gruppi di lavoro per lo sviluppo dei progetti proposti in seno ai Comitati.

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 tutti i cittadini possono pubblicare direttamente le proprie idee e i propri progetti di miglioramento e seguire quelli già attivati. A dicembre 2015 sulla piattaforma www.irencollabora.it risultano 340 profili registrati, 268 iscritti, 15 progetti, 15 proposte.

CDP

Il Gruppo Iren ha partecipato per il quarto anno consecutivo al survey del Carbon Disclosure Project "CDP Italy 100 Climate Change Report 2015", conseguendo un miglioramento dei risultati rispetto all'anno

precedente, con uno score pari a 97 punti (85 punti nel 2014) in tema di *disclosure* sulla qualità e sulla completezza delle risposte fornite al questionario, superiore alla media delle prime 100 aziende italiane (85 punti). Per quanto concerne la valutazione inerente le performance, Iren ha avuto una valutazione in lieve peggioramento, rispetto all'anno precedente, con un risultato pari a "C". Si segnala, nel corso dell'anno, il cambiamento della società valutatrice da parte del CDP e l'inserimento di criteri di valutazione più restrittivi.

Sodalitas Social Award

Iren ha partecipato all'edizione 2015 del Sodalitas Social Award ed è stata inclusa tra i finalisti per i seguenti due progetti "Piano di riequilibrio demografico" e "Iren: scuole in rete".

Partecipazione a survey/questionari vari, quali ad esempio:

- Top Utility Award, iniziativa finalizzata a promuovere l'eccellenza, la reputazione e la conoscenza delle utilities attraverso una valutazione delle loro performance attuata con una rigorosa metodologia scientifica. Nell'ambito dell'indagine il Gruppo Iren figura tra le aziende di spicco per le politiche di gestione ambientale e di Corporate Social Responsibility;
- Premio Sviluppo Sostenibile 2015, organizzato dalla Fondazione per lo Sviluppo Sostenibile in collaborazione con Ecomondo;
- Premio Impresa Responsabile 2015", organizzato da Unioncamere, in collaborazione con Terzocanale e con il Salone della CSR e dell'innovazione sociale.

Partecipazione a convegni, eventi e iniziative volte alla sensibilizzazione sulle tematiche CSR: Scuola di Management ed Economia di Torino, Università degli Studi di Torino, Università Cattolica di Piacenza, Salone della CSR, Riunione Scientifica Annuale dell'Associazione Italiana di Ingegneria Gestionale, CSR Manager Network ecc.

Partecipazione a tavoli di lavoro:

- tavolo di lavoro "Performance ESG: contano per chi giudica le imprese? - Promuovere le performance di sostenibilità tra i criteri di giudizio degli operatori finanziari" promosso da Altis
- gruppo di lavoro "Sostenibilità come leva di qualità e sviluppo" promosso da Utilitatis per la creazione di un sistema di *benchmarking* della Sostenibilità nelle principali Utilities italiane
- tavolo di lavoro costituito da Assonime sui temi della sostenibilità e responsabilità sociale in vista dell'attuazione della Direttiva UE 95/2014 in materia di comunicazione delle informazioni non finanziarie (cosiddetto *integrated reporting*).

Pillole di sostenibilità

Nel corso del 2015 sono stati creati e pubblicati settimanalmente sulla intranet aziendale, 24 brevi video per approfondire l'impegno che il Gruppo mette in campo per garantire sostenibilità ambientale, sociale ed economica ai propri stakeholder.

Linea verde Iren

Nell'ambito del protocollo di collaborazione per l'attuazione del piano nazionale "Garanzia Giovani" sottoscritto con il Ministero del Lavoro e delle Politiche Sociali, Il Gruppo ha dato il via ad un piano di incentivazione alla cessazione del rapporto lavorativo, su base volontaria, per il personale che matura i requisiti pensionistici in arco piano, e si è impegnata a promuovere un percorso di inserimento di giovani attraverso un processo di selezione strutturato e con metodologie di valutazione oggettive.

Certificazione Mela Rosa

Iren ha ottenuto la certificazione Mela Rosa, da parte della Fondazione Marisa Bellisario, per l'impegno al recepimento di quanto previsto dalla legge sulla parità di genere, valorizzando il talento femminile ai vertici dell'azienda.

Cardioteam

E' proseguita la campagna per la prevenzione dell'aneurisma dell'aorta promossa da Cardioteam Foundation Onlus per mezzo della quale tutto il personale con età superiore o uguale a 55 anni si sottopone gratuitamente ad uno screening sanitario.

Complessivamente i dipendenti di Torino, Genova, Piacenza, Parma e Reggio Emilia che hanno beneficiato dell'iniziativa sono circa 750 e rappresentano oltre l'80% degli aventi diritto.

Edu.Iren

Con la prosecuzione del progetto "Edu.Iren", viene messo gratuitamente a disposizione delle scuole un programma di offerte formative, basato sull'esperienza pluriennale delle società del Gruppo Iren a livello locale in progetti di educazione alla sostenibilità nelle scuole.

Il catalogo 2015/2016 presenta nuovi argomenti che arricchiscono un'offerta già apprezzata da oltre 51.000 studenti.

Eden

Si è concluso il progetto Eden, finalizzato all'educazione ambientale e al concetto di sostenibilità. Attraverso il coinvolgimento di tre scuole torinesi ha preso avvio la prima sperimentazione sul territorio regionale, volta alla misurazione di dati oggettivi negli edifici pubblici.

Il progetto ha inoltre ricevuto il Premio Smau 2015 nel settore dell'efficienza energetica.

Agevolazioni per le popolazioni colpite dall'alluvione

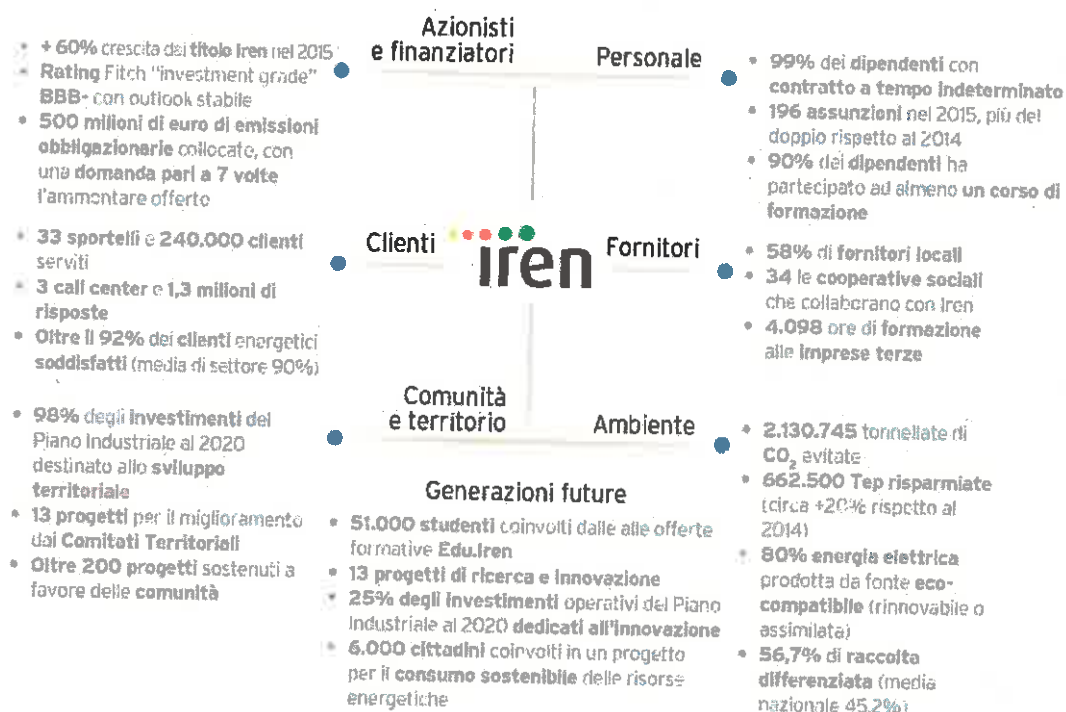
Il Gruppo Iren, riaffermando la volontà di essere vicino alle popolazioni dei Comuni piacentini colpiti dagli eventi alluvionali del mese di settembre 2015, ha definito modalità per agevolare coloro che si sono trovati a dover affrontare una situazione di emergenza per il ripristino delle proprie abitazioni o delle proprie attività economiche, con conseguenti consumi di acqua straordinari. In particolare sono state introdotte le seguenti agevolazioni: abbuono dei consumi di acqua eccedenti la media storica dell'utenza, possibilità di dilazione del pagamento delle bollette gas e acqua con scadenza a partire dal giorno successivo agli eventi alluvionali, fino al 31 dicembre 2015 senza penalità di mora.

Bimbi in ufficio con mamma e papà

Con l'adesione all'iniziativa di carattere nazionale "Bimbi in ufficio con mamma e papà", i dipendenti di nove sedi Iren nelle province di Reggio Emilia, Torino, Genova, Parma e Piacenza hanno avuto l'occasione di mostrare ai propri figli la propria realtà lavorativa e le attività professionali che svolgono quotidianamente.



Highlights 2015



ALTRE INFORMAZIONI

Codice in materia di protezione dei dati personali

In applicazione a quanto previsto dal D. Lgs. 196/03, denominato "Codice in materia di protezione dei dati personali", è stato avviato, in Iren S.p.A. e nelle principali Società del gruppo, un Progetto di Gestione del Sistema Privacy di Gruppo, che prevede un processo di aggiornamento ed implementazione della documentazione Privacy al fine di ottemperare a quanto richiesto dalla normativa in materia.

Per quanto riguarda IREN S.p.A., tale Progetto ha portato alla predisposizione di un sistema di gestione del trattamento dei dati e della loro sicurezza coerente con la normativa ed allineato all'evoluzione organizzativa che ha interessato la Capogruppo.

Tale sistema, una volta completata la fase di attuazione in corso, risulterà ulteriormente adeguato agli adempimenti richiesti dalla normativa in materia di protezione dei dati personali gestiti da IREN S.p.A.

Con riferimento alle Società del Gruppo sono state attuate attività utili a valutare il sistema di protezione delle informazioni assoggettate a tale normativa e si sta procedendo nell'implementazione del Sistema di Gestione Privacy di Gruppo.

Attestazioni ex art. 2.6.2 del Regolamento di Borsa

Con riferimento alle attestazioni di cui all'art. 2.6.2 comma 15 del Regolamento di Borsa relative all'adeguamento alle condizioni di cui all'art. 36 e ss. del Regolamento Mercati di CONSOB, si segnala che la società non controlla società costituite e regolate dalla legge di stati non appartenenti all'Unione Europea di significativa rilevanza secondo le disposizioni di cui al titolo VI, capo II del regolamento adottato dalla CONSOB con delibera n. 11971 del 1999 e successive modificazioni. Pertanto le disposizioni contenute nel comma 1 dell'art. 36 del Regolamento Mercati non risultano essere applicabili. Riguardo alle condizioni previste dall'art. 37 del Regolamento Mercati si evidenzia che la società non è sottoposta all'attività di direzione e coordinamento di altra società.

Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Societari e Relazione sulla Remunerazione

La Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Societari e la Relazione sulla Remunerazione, approvate dall'organo di amministrazione e pubblicate congiuntamente alla Relazione sulla gestione, comprendono le informazioni non richiamate nel precedente capitolo "Informazioni sulla Corporate Governance di Iren", così come previste dagli articoli 123-bis e 123-ter del Decreto legislativo 24 febbraio 1998 n. 58 e successive modificazioni ed integrazioni.



INFORMAZIONI SULLA CORPORATE GOVERNANCE DI IREN

Premessa

Iren S.p.A. rappresenta il risultato della fusione per incorporazione di Enia S.p.A. in IRIDE S.p.A. che ha avuto efficacia il 1° luglio 2010.

La fusione fra IRIDE ed Enia è stata promossa dai Soci di controllo delle medesime - rispettivamente FSU S.r.l. (controllata pariteticamente dai Comuni di Torino e di Genova) ed i Comuni di Reggio Emilia, Parma e Piacenza - con l'obiettivo di dare vita ad una nuova entità in grado di sviluppare sinergie industriali e di rappresentare un polo per ulteriori aggregazioni sul mercato nazionale.

Gli azionisti pubblici di Iren hanno sottoscritto tre Patti Parasociali:

- **Patto FSU – Soci pubblici ex Enia S.p.A.:**
tale patto è riconducibile ad un sindacato di blocco e di voto avente la finalità di garantire lo sviluppo di Iren, delle sue partecipate e della sua attività nonché di assicurare unità e stabilità di indirizzo alla stessa;
- **Sub Patto Soci pubblici ex Enia:**
tale patto intende, tra l'altro, assicurare un'unità di comportamento e una disciplina delle decisioni che dovranno essere assunte dai pattisti nell'ambito di quanto previsto dal Patto parasociale. Inoltre prevede ulteriori impegni ai fini di garantire lo sviluppo di Iren, delle sue partecipate e della sua attività nonché assicurare alla medesima unità e stabilità di indirizzo;
- **Sub Patto Reggiano:**
tale patto intende assicurare un'unità di comportamento e prevedere una disciplina delle decisioni che dovranno essere assunte dai pattisti nonché ulteriori impegni ai fini di garantire lo sviluppo di Iren, delle sue partecipate e della sua attività e assicurare alla medesima unità e stabilità di indirizzo.

In data 23 maggio 2013 i Soci Pubblici hanno sottoscritto tre atti integrativi e modificativi (Addendum) al Patto FSU – Soci pubblici ex Enia, al Sub Patto Soci pubblici ex Enia ed al Sub Patto Reggiano, volti ad aggiornare la *governance* della Società, mantenendone inalterati gli originari assetti ed equilibri esistenti tra le parti dei predetti Patti.

I suddetti Patti, divenuti efficaci in data 1° luglio 2010, si sono rinnovati tacitamente sino al 1° luglio 2015 ("la Data di Scadenza") e, quindi, sino al 1° luglio 2017 (la "Seconda Data di Scadenza"), fatta eccezione per alcuni Soci pubblici ex Enia (Comune di Parma, Parma Infrastrutture S.p.A., STT Holding S.p.A., Consorzio Ambientale, Pedemontano e Comune di Castellarano) che, entro la data del 30 giugno 2014 (quale obbligo di preavviso di almeno 12 mesi rispetto alla Data di Scadenza), hanno esercitato diritto di recesso sia dal Patto FSU – Soci pubblici ex Enia S.p.A., sia dal Sub Patto Soci pubblici ex Enia, con efficacia dal 1° luglio 2015 e, complessivamente, per n. 80.632.291 azioni.

Ulteriori rinnovi dei suddetti Patti come modificati dovranno essere concordati per iscritto tra i soci paciscenti.

Iren S.p.A. si configura come una *holding* industriale operante nei settori di attività già propri delle Società fuse mediante un Gruppo articolato su Società di Primo Livello specializzate nella gestione delle singole linee di *business*, che operano direttamente, ed attraverso società dalle stesse partecipate, nei settori di specifica competenza.

Tale assetto è volto a valorizzare la complementarità dei due Gruppi di origine ed a rafforzarne sia il radicamento territoriale, sia l'integrazione delle diverse filiere di business.

Più nello specifico, in attuazione del Piano Industriale Pluriennale di Gruppo 2015 – 2020 (approvato dal Consiglio di Amministrazione della Società nel corso della seduta del 16 giugno 2015), nel corso della seduta 28 luglio 2015, il Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. ha approvato il Piano di riorganizzazione delle società controllate di Gruppo (c.d. "Progetto 100%") - suddiviso in due fasi, con efficacia rispettivamente al 1° ottobre 2015 ed al 1° gennaio 2016, che ha determinato la riduzione del numero delle società, attraverso l'integrazione e l'accorpamento delle attività aventi caratteristiche operative omogenee e l'ottimizzazione della struttura in quattro *Business Unit* (*Business Unit* Energia, *Business Unit* Reti, *Business Unit* Mercato e *Business Unit* Ambiente), coincidenti con quattro Società di Primo Livello (*sub holding* della Capogruppo) operanti nei rispettivi settori di mercato.

La riorganizzazione è stata finalizzata, infatti, non solo ad una semplificazione quantitativa del numero di società, ma anche e soprattutto a meglio accorpate, all'interno di ciascuna delle individuate *Business Unit*, attività ed *asset* caratteristici di ciascuna linea di *business*.

La società adotta un sistema di governo societario di tipo tradizionale, conforme ai principi contenuti nel Codice di Autodisciplina delle società quotate emanato da Borsa Italiana.

A seguito delle modifiche statutarie approvate dall'assemblea degli Azionisti del 19 giugno 2013, con la soppressione del Comitato Esecutivo, i soci hanno inteso investire il Consiglio di Amministrazione dei più ampi poteri per l'amministrazione ordinaria e straordinaria della società, attribuendogli in particolare la facoltà di compiere tutti gli atti che ritenga opportuni per l'attuazione e il raggiungimento dell'oggetto sociale, anche organizzando la Società ed il Gruppo per aree di business, siano esse strutturate in società o divisioni operative, esclusi soltanto gli atti che la legge e lo statuto stesso riservano all'assemblea.

In base allo statuto, il Consiglio di Amministrazione delega proprie competenze ad uno o più dei suoi componenti e può inoltre attribuire al Presidente, al Vice Presidente e all'Amministratore Delegato deleghe, purché non confliggenti le une con le altre.

Il Consiglio di Amministrazione di Iren, nella riunione del 27 giugno 2013 ha: (i) preso atto della nomina assembleare del Presidente del Consiglio di Amministrazione, Francesco Profumo, (ii) provveduto alla nomina del Vice Presidente, Andrea Viero e dell'Amministratore Delegato, Nicola De Sanctis e (iii) conferito proprie attribuzioni al Presidente, al Vice Presidente, all'Amministratore Delegato in conformità allo statuto.

Al Presidente, Francesco Profumo, sono stati attribuiti poteri, deleghe e responsabilità in materia di: rapporti istituzionali, relazioni esterne, comunicazione e immagine, rapporti con Regioni ed Enti locali, rapporti con i Regolatori, operazioni di acquisizione e fusione (*merger & acquisition*).

Al Vice Presidente, Andrea Viero, sono stati attribuiti poteri, deleghe e responsabilità in materia di: affari societari, *corporate compliance*, comitati, *risk management*, *internal audit*, *corporate social responsibility*. Nel corso della seduta del 22 dicembre 2014, a seguito del graduale disimpegno e della rinuncia del dott. Viero ad alcune delle funzioni e deleghe attribuitegli, il Consiglio di Amministrazione aveva provveduto a conferirne alcune, in via transitoria, al Presidente, stabilendo, tra l'altro, che le funzioni "*Corporate Compliance*" e "*Internal Auditing*" riportassero al medesimo. Nel corso della seduta del 4 giugno 2015, in sede di nomina del nuovo Vice Presidente di Iren S.p.A. (prof. Ettore Rocchi), il Consiglio di Amministrazione ha deliberato il ripristino del sistema delle deleghe e dei poteri originariamente conferiti al Presidente ed al Vice Presidente.

All'Amministratore Delegato, Nicola De Sanctis (in carica fino al 30 novembre 2014), sono stati attribuiti poteri, deleghe e responsabilità in materia di: pianificazione strategica, amministrazione e finanza, controllo di gestione, personale e organizzazione, servizi di gruppo (*shared services*), *information and communication technology*, acquisti, appalti e logistica, gestione partecipate, legale, *investor relations* e comunicazione finanziaria, progetti speciali, nonché ampie deleghe e poteri di rappresentanza.

A seguito della risoluzione consensuale dei rapporti della Società con l'ing. Nicola De Sanctis comportante, tra l'altro, la rinuncia ex art. 2385 cod. civ. alle cariche di Amministratore Delegato e di Consigliere di Iren a decorrere dal 30 novembre 2014, il Consiglio di Amministrazione di Iren, nel corso della seduta del 1° dicembre 2014, ha proceduto alla sostituzione del dimissionario, cooptando ex art. 2386 cod. civ. il dott. Massimiliano Bianco quale nuovo Consigliere della Società e conferendo contestualmente al medesimo le deleghe gestionali precedentemente attribuite all'ing. De Sanctis, nominando così il dott. Bianco quale Amministratore Delegato della Società.

Successivamente, l'Assemblea degli azionisti tenutasi in data 28 aprile 2015 ha confermato il dott. Vito Massimiliano Bianco alla carica di Consigliere sino alla scadenza dell'attuale organo amministrativo (e, più precisamente, sino all'approvazione del bilancio della Società al 31 dicembre 2015), mentre il Consiglio di Amministrazione della Società, nel corso della seduta del 28 aprile 2015, lo ha confermato alla carica di Amministratore Delegato della Società previo conferimento dei relativi poteri.

Nel corso della seduta del 22 dicembre 2014, il Consiglio di Amministrazione di Iren ha preso atto della volontà manifestata dal Vice Presidente dott. Andrea Viero di procedere nel percorso, già maturato nei mesi precedenti, mirato ad un suo progressivo disimpegno dai ruoli ricoperti all'interno del Gruppo Iren.

In particolare, per garantire un'adeguata transizione sulle attività sin qui seguite, il dott. Viero ha dichiarato di mantenere le cariche di Consigliere e Vice Presidente di Iren fino al 30 aprile 2015, accogliendo la richiesta avanzata in questo senso dai principali azionisti pubblici e dallo stesso organo amministrativo.

Nel corso della seduta del 4 giugno 2015, il Consiglio di Amministrazione della Società ha nominato il prof. avv. Ettore Rocchi alla carica di Vice Presidente dal Consiglio di Amministrazione, carica ricoperta sino al 30 aprile 2015 dal dott. Andrea Viero (dimissionario da tale data), previo conferimento dei relativi poteri.

Inoltre, in ossequio alle previsioni del Codice di Autodisciplina, il Consiglio di Amministrazione ha nominato:

- il Comitato per la remunerazione al quale, nel corso della seduta del 28 ottobre 2014, ha altresì attribuito le funzioni in materia di nomine ex art. 5 del Codice di Autodisciplina di Borsa. In relazione a tale incremento di funzioni, detto Comitato è stato denominato "Comitato per la Remunerazione e le Nomine" (sin d'ora anche CRN);
- il Comitato Controllo e Rischi (in seguito anche CCR), nonché, in ossequio a quanto previsto dalla delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010 e successive modifiche ed integrazioni e dallo specifico Regolamento Interno;
- il Comitato di Amministratori Indipendenti per le Operazioni con Parti correlate, denominato "Comitato per le Operazioni con Parti Correlate" (in seguito anche COPC).

In merito all'Organo di Controllo (Collegio Sindacale) e alla revisione legale, lo Statuto della Società ne stabilisce la composizione e le modalità di nomina. Compiti e funzionamento sono disciplinati dalla vigente normativa.

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

L'Assemblea degli Azionisti in data 27 giugno 2013 ha nominato l'attuale Consiglio di Amministrazione, composto da tredici consiglieri, in carica per gli esercizi 2013/2014/2015 (sino all'approvazione del bilancio della Società al 31 dicembre 2015).

Di seguito si riporta la composizione dell'attuale Consiglio di Amministrazione:

Carica	Nome e Cognome	Luogo di nascita	Data di nascita
Presidente del Consiglio di Amministrazione	Francesco Profumo(*)	Savona	3 maggio 1953
Vice Presidente	Ettore Rocchi (**)	Reggio Emilia	20 novembre 1964
Amministratore Delegato e Direttore Centrale Operations e Strategia	Massimiliano Bianco (***)	Gioia del Colle (BA)	30 agosto 1971
Amministratore	Lorenzo Bagnacani(*)	Reggio Emilia	17 novembre 1970
Amministratore	Roberto Bazzano (*)	Cairo Montenotte (SV)	1 febbraio 1944
Amministratore	Moris Ferretti (****)	Reggio Emilia	28 maggio 1972
Amministratore	Franco Amato (*)	Siracusa	19 aprile 1962
Amministratore	Tommaso Dealessandri (*)	Cercenasco (TO)	18 settembre 1949
Amministratore	Alessandro Ghibellini (*)	Genova	15 ottobre 1947
Amministratore	Augusto Buscaglia (*****)	Torino	30 novembre 1948
Amministratore	Anna Ferrero (*)	Torino	10 agosto 1952
Amministratore	Fabiola Mascardi (*)	Genova	4 dicembre 1962
Amministratore	Barbara Zanardi (*)	Piacenza	3 marzo 1977

(*) Nominato per tre esercizi (2013/2014/2015) dall'Assemblea degli azionisti tenutasi il 27 giugno 2013, convocata per il rinnovo dell'organo amministrativo.

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

(***) Cooptato dal Consiglio di Amministrazione in data 1° dicembre 2014 in sostituzione del dimissionario Ing. Nicola De Sanctis e nella stessa seduta nominato Amministratore Delegato con conferimento dei relativi poteri. In data 3 dicembre 2014 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di procedere all'assunzione con contratto di lavoro dirigenziale a tempo determinato in qualità di Direttore Centrale Operations e Strategia del dott. Bianco a decorrere dal 1° gennaio 2015 e con scadenza al 31 dicembre 2019. Confermato alla carica di Consigliere sino alla scadenza dell'attuale organo amministrativo (e, più precisamente, sino all'approvazione del bilancio della Società al 31 dicembre 2015) dall'Assemblea degli azionisti tenutasi il 28 aprile 2015, nonché confermato alla carica di Amministratore Delegato della Società (con conferimento dei relativi poteri) dal Consiglio di Amministrazione della Società nel corso della seduta del 28 aprile 2015.

(****) Cooptato in Consiglio di Amministrazione nel corso della seduta del 4 giugno 2015 in sostituzione del dimissionario dott. Andrea Viero.

(*****) Nominato sino alla scadenza dell'attuale organo amministrativo (e, più precisamente, sino all'approvazione del bilancio della Società al 31 dicembre 2015) dall'Assemblea degli azionisti tenutasi il 18 giugno 2014 in sostituzione del sig. Roberto Walter Firpo, cooptato dal Consiglio di Amministrazione nel corso della seduta del 17 settembre 2013.

Ai sensi dell'articolo 25 dello Statuto, le deliberazioni del Consiglio di Amministrazione di Iren sono assunte con il voto favorevole della maggioranza assoluta degli Amministratori in carica.

Per le materie indicate all'articolo 25.5 dello statuto (le "Materie Rilevanti") le deliberazioni del Consiglio di Amministrazione di Iren sono assunte con il voto favorevole di almeno 10 consiglieri.

Gli articoli 18, 19 e 20 dello Statuto disciplinano la nomina, le modalità e i criteri di presentazione delle liste per l'elezione degli Amministratori, che avviene con il sistema del voto di lista.

Nel corso dell'esercizio 2015 il Consiglio di Amministrazione di Iren ha tenuto n. 19 riunioni.

Nel Consiglio di Amministrazione, formato da 13 amministratori, cinque di essi sono in possesso di requisiti di indipendenza sia ai sensi del Testo Unico della Finanza (TUF) sia ai sensi del Codice di Autodisciplina di Borsa Italiana (CAB) e del Codice di Autodisciplina adottato dalla Società in adeguamento al CAB.

Il Consiglio di Amministrazione valuta l'indipendenza dei propri componenti avendo riguardo, più alla sostanza che alla forma. L'indipendenza degli amministratori è valutata dal Consiglio di Amministrazione dopo la nomina e, successivamente, con cadenza annuale. L'esito delle valutazioni del Consiglio è comunicato al mercato.

In data 23 novembre 2015 si è tenuta la riunione annuale degli Amministratori Indipendenti, ai sensi dell'art. 3.7 del vigente Codice di Autodisciplina adottato dalla Società.

La Società ha istituito un sistema premiante di breve periodo (MBO) per l'Amministratore Delegato della Capogruppo e i Dirigenti con Responsabilità Strategiche del Gruppo: gli obiettivi vengono fissati rispettivamente dal C.d.A. e dall'Amministratore Delegato della Capogruppo – su proposta del Comitato per la Remunerazione e le Nomine della Società – su base annuale e, ove raggiunti, nella misura stabilita in esito ad istruttoria condotta dal Comitato, danno diritto al percepimento del relativo premio (previa delibera del Consiglio di Amministrazione, per quanto attiene alla figura dell'Amministratore Delegato).

Nel corso della seduta del 22 dicembre 2015, il Consiglio di Amministrazione della Società, sulla base dell'istruttoria condotta dal Comitato per la Remunerazione e le Nomine, ha approvato il Piano di Incentivazione di Lungo Termine Monetario 2015-2018 per l'Amministratore Delegato della Società, i Dirigenti con Responsabilità Strategiche del Gruppo e altre risorse (c.d. "Risorse Chiave") che possono contribuire in modo rilevante al raggiungimento degli obiettivi del Piano Industriale (approvato dal Consiglio di Amministrazione nel giugno 2015).

Per maggiori informazioni sulla politica di remunerazione, si rinvia alla Relazione sulla Remunerazione per l'esercizio 2015, messa a disposizione degli azionisti, nel rispetto dei termini previsti dalla vigente normativa, prima dell'Assemblea convocata per l'approvazione del Bilancio al 31 dicembre 2015.

Come previsto dal Codice Civile, gli amministratori che hanno un interesse in una particolare operazione lo comunicano preventivamente. In particolare, in data 13 marzo 2015 è stato approvato dal C.d.A. l'attuale testo del "Regolamento interno in materia di operazioni con parti correlate".

L'attuale testo del Codice di Autodisciplina, approvato dal C.d.A. di Iren S.p.A. in data 13 marzo 2015, prevede che il Consiglio di Amministrazione adotti misure e azioni affinché non si verifichino conflitti di interesse.

COMITATO PER LA REMUNERAZIONE E LE NOMINE

Il Consiglio di Amministrazione ha costituito al proprio interno un Comitato per la Remunerazione, composto da Amministratori non esecutivi, la maggioranza dei quali indipendenti, tra i quali viene scelto il Presidente.

Il Comitato ha le seguenti funzioni:

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

Al Comitato per la Remunerazione spetta altresì il compito di esaminare preliminarmente – rispetto alle decisioni di competenza del Consiglio di Amministrazione – la Relazione annuale sulla remunerazione ex art. 123-ter TUF, da mettere a disposizione del pubblico in vista dell'assemblea annuale di bilancio.

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

Il Comitato svolge altresì le funzioni di Comitato di amministratori indipendenti, limitatamente ai casi in cui la composizione del Comitato per la remunerazione permette di soddisfare i requisiti minimi di indipendenza e non correlazione dei suoi membri richiesti dal Regolamento Consob, nel caso di operazioni

aventi ad oggetto le remunerazioni degli Amministratori e dei Dirigenti con responsabilità strategiche della Società, ai sensi dell'art. 7.1 bis del vigente Regolamento Interno per le operazioni con parti correlate.

In data 28 ottobre 2014, su proposta degli Amministratori Indipendenti, il Consiglio di Amministrazione ha attribuito al Comitato per la Remunerazione le funzioni previste dal Codice di Autodisciplina per il Comitato per le Nomine. In relazione a detta integrazione di funzioni, il preesistente Comitato ha assunto la denominazione di "Comitato per la Remunerazione e le Nomine".

Il Comitato per la Remunerazione e le Nomine è stato così investito anche delle seguenti funzioni in materia di nomine:

- a) formulare pareri al Consiglio di Amministrazione in merito alla dimensione e alla composizione dello stesso ed esprimere raccomandazioni in merito alle figure professionali la cui presenza all'interno del Consiglio sia ritenuta opportuna, anche in esito all'attività di autovalutazione di cui alla successiva lett. e);
- b) esprimere raccomandazioni al Consiglio di Amministrazione in merito al numero massimo di incarichi di Amministratore o di sindaco in altre Società quotate in mercati regolamentati (anche esteri), in società finanziarie, bancarie, assicurative o di rilevanti dimensioni, compatibile con un efficace svolgimento dell'incarico di Amministratore di Iren, tenendo in considerazione la partecipazione dei Consiglieri ai Comitati costituiti all'interno del Consiglio, nonché in merito alle deroghe al divieto di concorrenza previsto dall'art. 2390 cod. civ.;
- c) proporre al Consiglio di Amministrazione candidati alla carica di Amministratore nei casi di cooptazione ex art. 2386, comma 1, cod. civ., ove occorra sostituire Amministratori indipendenti, assicurando il rispetto delle prescrizioni sul numero minimo di amministratori indipendenti e sulle quote riservate al genere meno rappresentato;
- d) effettuare l'istruttoria sulla predisposizione del piano per la successione degli Amministratori esecutivi, qualora il Consiglio di Amministrazione valuti di adottare tale piano;
- e) supportare il Consiglio di Amministrazione nell'attività di autovalutazione annuale del Consiglio e dei suoi Comitati ai sensi del Codice di autodisciplina, attività che potrà essere svolta anche con l'ausilio di un consulente esterno per gli aspetti metodologici.

Nella suddetta riunione, il Consiglio di Amministrazione ha altresì attribuito al Comitato per la remunerazione il compito di verificare, con il supporto delle strutture competenti, il rispetto delle Linee guida in materia di nomine nelle Società di Primo Livello e nelle società del Gruppo da queste controllate o comunque nelle quali Iren (direttamente o indirettamente) designa componenti degli organi sociali.

In data 27 giugno 2013, il Consiglio di Amministrazione di Iren ha nominato quali membri del Comitato per la Remunerazione i seguenti amministratori:

- Roberto Walter Firpo;
- Fabiola Mascardi;
- Ettore Rocchi

In data 13 luglio 2013 il Comitato ha nominato il suo Presidente nella persona di Roberto Walter Firpo. Il 22 luglio 2013, a seguito della rinuncia alla carica di Presidente da parte di quest'ultimo a causa del venir meno del requisito dell'indipendenza ai sensi del codice di Autodisciplina, il Comitato ha nominato il suo Presidente nella persona di Fabiola Mascardi.

A seguito della cessazione del sig. Firpo dalla carica di Consigliere di Iren e di componente del Comitato per la Remunerazione con efficacia dal 18 giugno 2014 e della conseguente nomina da parte dell'Assemblea (riunitasi in data 18 giugno 2014) del dott. Augusto Buscaglia alla carica di Consigliere di Iren, il Consiglio di Amministrazione, in data 4 luglio 2014, ha provveduto a nominare lo stesso dott. Buscaglia quale membro del Comitato per la Remunerazione e le Nomine, previa verifica della sussistenza dei requisiti di indipendenza ex artt. 147-ter e 148, comma 3, TUF in capo al medesimo.

In data 4 giugno 2015, in sostituzione del prof. avv. Ettore Rocchi, il Consiglio di Amministrazione ha provveduto a nominare il dott. Moris Ferretti quale membro del Comitato per la Remunerazione e le Nomine della Società, previa verifica della sussistenza dei requisiti di indipendenza ex artt. 147-ter e 148, comma 3 TUF ed ai sensi dell'art. 3 del vigente Codice di Autodisciplina della Società in capo al medesimo.

Nel corso dell'esercizio 2015 il Comitato per la Remunerazione e le Nomine, si è riunito 19 volte, elaborando proposte che sono riportate nei verbali delle riunioni del Comitato medesimo. Alle riunioni del Comitato può partecipare il Presidente del Collegio Sindacale o altro sindaco da lui designato; possono comunque partecipare anche gli altri sindaci. Per maggiori informazioni di dettaglio si rinvia alla Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari disponibile sul sito www.gruppoiren.it.

COMITATO CONTROLLO E RISCHI

In ossequio a quanto stabilito dal Codice di Autodisciplina delle società quotate, il Consiglio di Amministrazione ha costituito un Comitato Controllo e Rischi.

Il Comitato è composto da tre Amministratori non esecutivi, la maggioranza dei quali indipendenti, tra cui viene scelto il Presidente. Almeno un componente del comitato possiede un'adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria o di gestione dei rischi (ritenuta adeguata dal Consiglio di Amministrazione al momento della nomina).

Il Comitato Controllo e Rischi svolge i seguenti compiti:

- supporta, con un'adeguata attività istruttoria, le valutazioni e le decisioni del Consiglio relative al sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, nonché quelle relative all'approvazione delle relazioni finanziarie periodiche;
- valuta, unitamente al Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e sentiti il revisore legale e il collegio sindacale, il corretto utilizzo dei principi contabili e, nel caso di gruppi, la loro omogeneità ai fini della redazione del Bilancio consolidato;
- esprime pareri su specifici aspetti inerenti le *Risk Policies*, l'identificazione dei principali rischi aziendali e il Piano di Audit, nonché in merito alle linee di indirizzo del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi;
- esamina le relazioni periodiche, aventi per oggetto la valutazione del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, e quelle di particolare rilevanza predisposte dalla funzione *Internal Audit*;
- monitora l'autonomia, l'adeguatezza, l'efficacia e l'efficienza della funzione di *Internal Audit*;
- può chiedere alla funzione di *Internal Audit* lo svolgimento di verifiche su specifiche aree operative, dandone contestuale comunicazione al Presidente del Collegio Sindacale;
- riferisce al Consiglio, almeno semestralmente, in occasione dell'approvazione della relazione finanziaria annuale e semestrale, sull'attività svolta nonché sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

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

Il Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. con delibera del 27 giugno 2013 ha nominato quali componenti del Comitato per il controllo interno i seguenti tre amministratori:

- Franco Amato;
- Alessandro Ghibellini;
- Barbara Zanardi.

In data 22 luglio 2013 il Comitato ha nominato il suo Presidente nella persona di Franco Amato.

Nel corso dell'esercizio 2015 il Comitato Controllo e Rischi di Iren ha tenuto 9 riunioni.

Per maggiori informazioni di dettaglio si rinvia alla Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari disponibile sul sito www.gruppoiren.it.

COMITATO PER LE OPERAZIONI CON PARTI CORRELATE

In data 3 dicembre 2013, il Consiglio di Amministrazione, a seguito dell'approvazione del nuovo Regolamento interno sulle operazioni con parti correlate ed in conformità al medesimo, ha costituito un apposito Comitato per le Operazioni con Parti Correlate (COPC).

Il Comitato è composto da tre Amministratori in possesso dei requisiti di indipendenza previsti dagli artt. 147-ter comma 4 e 148, comma 3 del TUF (D. Lgs. 58/98) e degli ulteriori requisiti previsti dall'art. 3 del vigente Codice di Autodisciplina adottato dalla Società. Al fine di garantire il doppio requisito dell'indipendenza e della non correlazione nella singola operazione da esaminare, è previsto che il COPC venga integrato con altri amministratori indipendenti e "non correlati nella singola operazione da esaminare" presenti nel Consiglio di Amministrazione della Società, attribuendo al Presidente del COPC il compito di individuare un sotto comitato (i c.d. Membri Designati) composto di tre amministratori indipendenti e non correlati in relazione alla singola operazione con parte correlata da esaminare.

Con riferimento alle operazioni di minor rilevanza, ai sensi del Regolamento, qualora non vi sia neppure un membro del COPC indipendente e non correlato e nel Consiglio di Amministrazione non vi siano altri amministratori dotati dei requisiti necessari ad integrare la composizione del COPC, il parere motivato non vincolante sarà fornito da un esperto indipendente nominato dal Presidente del Comitato, sentito il Presidente del Collegio Sindacale.

Con riferimento alle operazioni di maggior rilevanza, individuate come tali ai sensi del Regolamento, qualora non vi siano almeno tre amministratori indipendenti non correlati, il Presidente del Comitato provvederà a designare uno o, se possibile, due amministratori indipendenti e non correlati; qualora non vi siano amministratori indipendenti e non correlati, tali attività saranno svolte dal Collegio Sindacale o da un esperto indipendente nominato dal Presidente del Comitato sentito il Presidente del Collegio Sindacale.

Il COPC esprime il proprio parere in relazione all'effettuazione delle operazioni di minore e maggiore rilevanza con Parti Correlate e, in generale, svolge anche tutte le altre funzioni assegnate in materia di operazioni con Parti Correlate, ai sensi del Regolamento Consob in tema di operazioni con parti correlate.

In data 3 dicembre 2013, il Consiglio di Amministrazione di Iren ha nominato quali membri del Comitato Operazioni Parti Correlate i seguenti amministratori:

- Franco Amato;
- Fabiola Mascardi;
- Barbara Zanardi

In data 16 dicembre 2013 il Comitato ha nominato il suo Presidente nella persona di Barbara Zanardi. Nel corso dell'esercizio 2015 il COPC si è riunito 8 volte, elaborando pareri che sono riportati nei verbali delle riunioni del Comitato medesimo.

Per maggiori informazioni di dettaglio si rinvia alla Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari disponibile sul sito www.gruppoiren.it.



COMPOSIZIONE DEI COMITATI

Comitato per la Remunerazione e le Nomine Fabiola Mascardi (Presidente)	Comitato Controllo e Rischi Franco Amato (Presidente)	Comitato per le Operazioni con Parti Correlate Barbara Zanardi (Presidente)
Augusto Buscaglia (*)	Alessandro Ghibellini	Fabiola Mascardi
Moris Ferretti (**)	Barbara Zanardi	Franco Amato

- (*) E' stato nominato membro del Comitato per la Remunerazione e le nomine in data 4 luglio 2014, in sostituzione del sig. Firpo.
(**) E' stato nominato membro del Comitato per la Remunerazione e le Nomine in data 4 giugno 2015, in sostituzione del prof. Rocchi.

COLLEGIO SINDACALE

Il Collegio Sindacale si compone di tre sindaci effettivi e due sindaci supplenti che durano in carica per tre esercizi, con scadenza alla data dell'assemblea convocata per l'approvazione del bilancio relativo all'ultimo esercizio della loro carica e sono rieleggibili.

Con l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2014, si è concluso il mandato del Collegio Sindacale precedentemente in carica. L'Assemblea degli Azionisti in data 28 aprile 2015 ha provveduto pertanto a nominare i membri del nuovo organo di controllo, che rimarrà in carica per gli esercizi 2015/2016/2017 (sino all'approvazione del bilancio della Società afferente all'esercizio 2017).

Si riporta di seguito la composizione del Collegio Sindacale di Iren rimasto in carica sino alla data di approvazione del bilancio d'esercizio 2014 (28 aprile 2015):

Carica	Nome e Cognome	Luogo di nascita	Data di nascita
Presidente	Paolo Peveraro	Castel San Giovanni (PC)	5 luglio 1956
Sindaco Effettivo	Anna Maria Fellegara	Borgonovo Val Tidone (PC)	18 gennaio 1958
Sindaco Effettivo	Aldo Milanese	Mondovì (CN)	27 gennaio 1944
Sindaco Supplente	Alessandro Cotto	Asti	23 ottobre 1970
Sindaco Supplente	Emilio Gatto	Genova	1 ottobre 1969

Di seguito si riporta la composizione del Collegio Sindacale nominato dall'Assemblea dei soci il 28 aprile 2015 per la durata di 3 esercizi:

Carica	Nome e Cognome	Luogo di nascita	Data di nascita
Presidente	Michele Rutigliano	Milano	6 ottobre 1953
Sindaco Effettivo	Anna Maria Fellegara	Borgonovo Val Tidone (PC)	18 gennaio 1958
Sindaco Effettivo	Emilio Gatto	Genova	1 ottobre 1969
Sindaco Supplente	Giordano Mingori	Brescello (RE)	9 novembre 1947
Sindaco Supplente	Giorgio Mosci	Genova	17 maggio 1958

Gli artt. 27 e segg. dello Statuto, cui espressamente si rimanda, stabiliscono le modalità di nomina del Collegio Sindacale attraverso il voto di lista.

I membri del Collegio Sindacale assistono alle Assemblee ed alle riunioni del Consiglio di Amministrazione. La presenza di almeno un membro del Collegio Sindacale alle sedute del Consiglio di Amministrazione assicura l'informativa al Collegio Sindacale sull'attività svolta dalla società e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale effettuate dalla stessa e dalle sue controllate ed in particolare sulle operazioni nelle quali gli amministratori abbiano un interesse.

Il Collegio Sindacale ha vigilato sull'indipendenza della società di revisione e, nello svolgimento della propria attività si è coordinato con la funzione *Internal Audit* e con il Comitato Controllo e Rischi, partecipando alle relative riunioni.

Nel corso del 2015 si sono tenute 12 riunioni del Collegio Sindacale.

Per maggiori informazioni di dettaglio si rinvia alla Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari disponibile sul sito www.gruppoiren.it.

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili e societari

Dott. Massimo Levrino (Direttore Amministrazione, Finanza e Controllo)

Società di Revisione

Pricewaterhouse Coopers S.p.A. - Incarico conferito dall'assemblea degli Azionisti in data 14 maggio 2012 per il novennio 2012-2020.

Dichiarazione circa l'osservanza delle norme in materia di governo societario

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

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

- gli amministratori debbano essere in possesso dei requisiti previsti dalla legge e dalle norme regolamentari in materia (articolo 147-*quinquies* del Testo Unico);
- almeno due componenti del Consiglio di Amministrazione debbano possedere i requisiti di indipendenza stabiliti dalla normativa applicabile (articolo 147-*ter*, quarto comma del Testo Unico);
- la nomina dei componenti dell'intero Consiglio di Amministrazione avvenga sulla base di liste (articolo 147-*ter*, primo comma, del Testo Unico);
- agli azionisti di minoranza spetti la nomina di almeno due dei Consiglieri di Amministrazione (articolo 147-*ter*, terzo comma del Testo Unico);
- sia rispettato l'equilibrata rappresentanza tra i generi nella composizione degli organi sociali (legge 12 luglio 2011 n. 120 sulla parità di accesso agli organi di amministrazione e controllo delle società quotate);
- un componente effettivo e un componente supplente del Collegio Sindacale siano eletti dalla lista presentata dalla minoranza (articolo 148, secondo comma, del Testo Unico);
- il Presidente del Collegio Sindacale ed un sindaco supplente siano nominati sulla base della lista presentata dalla minoranza (articolo 148, comma 2-*bis* del Testo Unico);
- sia nominato un soggetto preposto alla redazione dei documenti contabili societari, fissandone i requisiti di professionalità ed i poteri e i compiti attribuiti allo stesso (articolo 154-*bis* del Testo Unico).

Cumulo massimo di incarichi ricoperti in altre società

Secondo il Codice di Autodisciplina di Iren, gli amministratori accettano la carica quando ritengono di poter dedicare allo svolgimento diligente dei loro compiti il tempo necessario, anche tenendo conto del numero di cariche di amministratore o sindaco da essi ricoperte in altre società quotate in mercati regolamentati (anche esteri), in società finanziarie, bancarie, assicurative o di rilevanti dimensioni.

Il Consiglio di Amministrazione, inoltre, sulla base dell'impegno richiesto agli amministratori per lo svolgimento dell'incarico in Iren, può esprimere il proprio orientamento in merito al numero massimo di incarichi di amministratore o sindaco nelle società di cui al comma precedente che possa essere considerato compatibile con l'assolvimento di tale impegno. A tal fine può proporre ai Soci l'introduzione nello statuto sociale di particolari disposizioni finalizzate a regolare coerentemente la nomina degli amministratori.

Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi

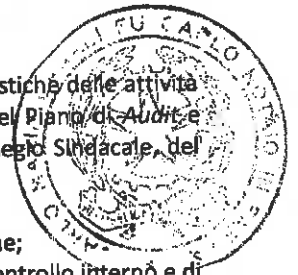
Ai sensi dell'art. 8.1 lett. (a) (i) del Codice di Autodisciplina della Società, il Consiglio di Amministrazione, con deliberazione del 17 settembre 2013, avuto riguardo alle deleghe conferite al Vice Presidente dott. Andrea Viero lo ha nominato Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

In data 22 dicembre 2014, a seguito della rinuncia da parte del medesimo a talune delle deleghe conferite dal Consiglio di Amministrazione in data 27 giugno 2013, tra cui quelle inerenti la funzione *Internal Audit*, il Consiglio di Amministrazione ha provveduto alla relativa attribuzione al Presidente del Consiglio di Amministrazione, incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno e di *internal audit*. In virtù di ciò, il Consiglio di Amministrazione tenutosi in data 27 gennaio 2015 ha nominato il Presidente del Consiglio di Amministrazione in qualità di Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

Nel corso della seduta del 4 giugno 2015, in sede di nomina del prof. Ettore Rocchi quale nuovo Vice Presidente di Iren S.p.A., il Consiglio di Amministrazione ha deliberato il ripristino del sistema delle deleghe e dei poteri originariamente conferiti al Presidente ed al Vice Presidente e ha conseguentemente nominato il prof. avv. Ettore Rocchi in qualità di Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi con le funzioni di cui all'art. 8.6 del Codice di Autodisciplina.

L'Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi:

- a) verifica l'identificazione dei principali rischi aziendali, tenendo conto delle caratteristiche delle attività svolte da Iren S.p.A. e dalle sue controllate, la definizione delle *Risk Policies* e del Piano di Audit e verifica affinché i medesimi vengano sottoposti periodicamente all'esame del Collegio Sindacale, del Comitato controllo e rischi e del Consiglio di Amministrazione;
- b) verifica affinché:
 - (i) sia data esecuzione alle linee di indirizzo definite dal Consiglio di Amministrazione;
 - (ii) si provveda alla progettazione, alla realizzazione e alla gestione del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, verificandone costantemente l'adeguatezza e l'efficacia;



- c) verifica affinché tale sistema venga adattato alla dinamica delle condizioni operative e del panorama legislativo e regolamentare;
- d) può chiedere alla funzione *Internal audit* lo svolgimento di verifiche su specifiche aree operative e sul rispetto delle regole e procedure interne nell'esecuzione di operazioni aziendali, dandone contestuale comunicazione al Presidente del Consiglio di Amministrazione, al Presidente del Comitato Controllo e Rischi e al Presidente del Collegio Sindacale;
- e) riferisce tempestivamente al Comitato Controllo e Rischi (o al Consiglio di Amministrazione) in merito a problematiche e criticità emerse nello svolgimento della propria attività o di cui abbia avuto comunque notizia, affinché il Comitato (o il Consiglio) possa prendere le opportune iniziative.

Requisiti degli amministratori

Tutti i membri del Consiglio di Amministrazione della Società sono muniti dei requisiti di onorabilità di cui all'articolo 147-*quinquies* del Testo Unico.

I Consiglieri di Amministrazione Franco Amato, Anna Ferrero, Fabiola Mascardi, Moris Ferretti e Barbara Zanardi sono inoltre muniti dei requisiti di indipendenza previsti dall'articolo 148, terzo comma, del Testo Unico e dall'articolo 3.3. del vigente Codice di Autodisciplina.

Modello organizzativo ai sensi del D. Lgs. 231/2001

IREN e le principali società del Gruppo hanno adottato modelli di organizzazione, gestione e controllo ai sensi del D. Lgs. n. 231/2001 con l'obiettivo di configurare un sistema strutturato ed organico di procedure e di attività di controllo volte a prevenire, per quanto possibile, condotte che possano integrare la commissione dei reati contemplati dal D. Lgs. 231/2001.

Accanto al Modello di Organizzazione Gestione e Controllo, l'Emittente ha adottato, con delibera del Consiglio di Amministrazione del 10 dicembre 2010, anche il Codice Etico. Tale documento è stato aggiornato ed approvato con delibera del Consiglio di Amministrazione in data 17 settembre 2013.

Nel corso dell'anno 2015 la Società ha proceduto ad effettuare una nuova mappatura dei rischi 231 e ha conseguentemente aggiornato il proprio Modello di organizzazione, gestione e controllo per garantirne la costante coerenza con le variazioni organizzative intervenute e con l'introduzione da parte del legislatore di nuove fattispecie penali in modo che mantenga nel tempo l'effettiva capacità di prevenire la commissione dei reati 231.

La Società ha optato per una composizione collegiale del proprio Organismo di Vigilanza con l'obiettivo di soddisfare i requisiti di autonomia, indipendenza, professionalità e continuità d'azione sopra richiamati.

Il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di nominare tre componenti dell'Organismo di Vigilanza nelle persone del prof. Adalberto Alberici (presidente), prof. Marco Elefanti (subentrato in data 28 agosto 2014 al dott. Alberto Valotti dimessosi dall'incarico in data 16 luglio 2014), componenti esterni, e dott. Maurilio Battioni, Responsabile della Funzione *Internal Audit*.

L'Organismo di Vigilanza di IREN svolge, avvalendosi delle competenti funzioni aziendali, verifiche sugli ambiti di attività risultati a rischio ai sensi del D. Lgs. 231/2001 e riferisce semestralmente al Consiglio di Amministrazione circa le attività svolte e le risultanze emerse. Ove ritenuto necessario, l'Organismo di Vigilanza esprime suggerimenti volti a migliorare il sistema di controllo delle attività e ne monitora l'attuazione.

Sia la parte generale del Modello sia il Codice Etico sono disponibili sul sito internet della Società www.gruppoiren.it nella sezione *investor relations/corporate governance*/altri documenti societari.

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, gestione svolta direttamente da IREN S.p.A..

In tale prospettiva, i finanziamenti a medio/lungo termine 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 dalle medesime Società, sulla base di contratti di finanziamento *intercompany*.

E' stata approvata la nuova 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.

Per il 2015, 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 perimetro di consolidamento fiscale, oltre alla consolidante Iren S.p.A., include 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 (dal 1° ottobre 2015 incorporata in Iren Energia), EniTel, Tecnoborgo, Iren Ambiente, Iren Emilia, Genova Reti Gas, Iren Ambiente Holding, Iren Rinnovabili, Green Source, Eni Solaris, Varsi Fotovoltaico, Millenaria Fotovoltaico, Agriren, TLR V e AMIAT S.p.A..

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 dello stesso, è stato redatto salvaguardando i principi sopra enunciati.

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

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.

Opzione per l'IVA di Gruppo

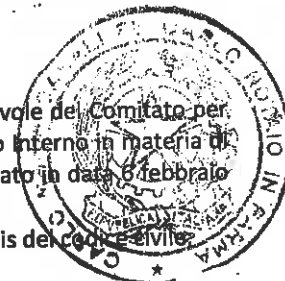
Da un punto di vista procedurale, per l'esercizio 2015, la liquidazione dell'IVA di Gruppo ha comportato il trasferimento in capo alla controllante Iren S.p.A. di tutti gli obblighi relativi alle liquidazioni ed ai versamenti periodici IVA.

Le società che hanno partecipato 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., Genova Reti Gas S.r.l., Iren Ambiente S.p.A., Iren Emilia S.p.A., Iren Rinnovabili S.p.A., Eni Solaris S.p.A., Idrotigullio, TLR V S.p.A., Mediterranea delle Acque S.p.A., Nichelino Energia srl (incorporata in Iren Energia con efficacia 1° ottobre 2015), GreenSource, Millenaria Fotovoltaico, Varsi Fotovoltaico, OC. Clim, Iren Ambiente Holding S.p.A., Tecnoborgo ed Agriren.

Operazioni 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").

Il "Regolamento interno in materia di operazioni con parti correlate" (di seguito anche "Regolamento OPC") è pubblicato sul sito IREN (www.gruppoiren.it) e, in sintesi, prevede:

- a) l'individuazione delle parti correlate;
- b) cosa si intende per operazione con parte correlata;
- c) operazioni di importo esiguo;
- d) operazioni di minore rilevanza e relativa procedura;
- e) operazioni di maggiore rilevanza e relativa procedura;
- f) casi di esclusione;
- g) costituzione del Comitato per le operazioni con parti correlate;
- h) operazioni di competenza assembleare;
- i) modifiche allo statuto da sottoporre all'assemblea straordinaria dei soci di Iren;
- j) forme di pubblicità.

Il Regolamento è stato definito in coordinamento con quanto previsto dalle procedure amministrative e contabili di cui all'art. 154-*bis* del D. Lgs. n. 58/1998 (Testo Unico della Finanza).

Il Regolamento è stato emanato in applicazione della normativa vigente in materia di operazioni con parti correlate ed ha per scopo, in particolare,

- (i) disciplinare l'effettuazione delle operazioni con parti correlate da parte di Iren, direttamente o per il tramite di società controllate, individuando procedure e regole interne idonee ad assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale di tali operazioni, nonché
- (ii) stabilire le modalità di adempimento dei relativi obblighi informativi, ivi compresi quelli previsti dalle disposizioni di legge e regolamentari vigenti e applicabili.

Il Consiglio di Amministrazione – nella seduta del 3 dicembre 2013 – ha individuato tre amministratori – tutti in possesso dei requisiti di indipendenza previsti dagli artt. 147-*ter*, comma 4, e 148, comma 3, TUF e degli ulteriori requisiti previsti dal vigente Codice di Autodisciplina adottato dalla Società – che costituiscono il Comitato per le operazioni con parti correlate:

- Franco Amato
- Fabiola Mascardi
- Barbara Zanardi

La Società e le Società dalla stessa controllate informano i rapporti con parti correlate a principi di trasparenza e correttezza, resi noti nella Relazione sulla Gestione (a norma dell'art. 2391-*bis* del Codice Civile). Buona parte di tali rapporti attengono a prestazioni fornite alla generalità della clientela (fornitura di gas, acqua, energia elettrica, calore ecc.) e sono regolati dai contratti normalmente applicati in tali situazioni.

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

Nel corso delle riunioni tenutesi nel corso del 2015, il Comitato per le Operazioni con Parti Correlate è stato investito dell'esame di operazioni intercorse tra Società del Gruppo e soggetti qualificati come parti correlate. In particolare:

- nel corso della seduta del 30 marzo 2015, è stato esaminato l'Accordo funzionale a definire modalità e tempistiche di pagamento del credito maturato al 31 dicembre 2014 dalla controllata IREN Servizi e Innovazione S.p.A. nei confronti della Fondazione Torino Musei, concludendo per la non necessità di un preventivo esame e parere da parte del COPC in proposito, stante la non riconducibilità della Fondazione Torino Musei entro il novero delle "parti correlate" del Gruppo IREN;
- nel periodo marzo/aprile 2015, è stato esaminato il progetto di *partnership* tra Unique Lights s.r.l. e IREN Mercato S.p.A. (IME) per l'acquisto agevolato in *leasing* di lampade ad efficienza energetica; a seguito di attenta valutazione, sulla base dei dati forniti dall'AD di IME per il tramite delle competenti strutture, è stato rilevato che la conclusione dell'operazione, stante l'esiguità del controvalore della medesima, non necessitava di preventivo esame e parere da parte del COPC;
- nel periodo marzo/aprile 2015, a seguito di analisi, è stato espresso parere favorevole in merito all'operazione di minor rilevanza avente ad oggetto l'acquisizione da parte di IREN Acqua Gas S.p.A.

del "Ramo Ligure" e della partecipazione in Acquedotto di Savona S.p.A., di cui al progetto di riorganizzazione del servizio idrico integrato di Acque Potabili S.p.A.;

- nel periodo luglio/agosto 2015, a seguito di analisi, è stato emesso parere favorevole sull'operazione di minor rilevanza con la parte correlata Comune di Torino mirata a perfezionare l'Addendum 2015 all'Accordo sottoscritto a fine 2012 tra la Città di Torino e il Gruppo IREN (in specie IREN Servizi e Innovazione) avente ad oggetto la revisione dei contratti/convenzioni in essere, come modificato a seguito dei rilievi avanzati nel corso della discussione; con riferimento alla predetta operazione, nel mese di dicembre 2015, preso preliminarmente atto del mancato avveramento di alcune delle condizioni di cui all'Addendum, il COPC è stato informato del fatto che IREN Servizi e Innovazione darà corso alle azioni in capo alla medesima (previste nel citato Addendum) allorché sarà riscontrato il verificarsi dei presupposti ivi previsti e rappresentati da specifici comportamenti del Comune di Torino, e ha invitato il management delle società coinvolte ad aggiornare tempestivamente il COPC, anche in esito ai contatti con la controparte Comune di Torino, al fine di consentire l'adozione – in occasione di una prossima riunione – degli eventuali provvedimenti di competenza ai sensi dell'art. 8 Regolamento interno O.P.C.;
- in data 2 dicembre 2015, è stata avviata l'istruttoria di competenza – ai sensi della normativa in materia di operazioni con parti correlate – in merito alle proposte transattive relative a crediti in essere fra Società del Gruppo IREN (IREN Mercato S.p.A. e IREN Gestioni Energetiche S.p.A.) con Stadio di Albaro S.p.A. (in liquidazione); a seguito di attenta valutazione, il COPC ha rilevato che la controparte delle operazioni di cui all'oggetto non è riconducibile nel novero delle "parti correlate" del Gruppo IREN secondo il tenore dell'art. 3.1 del vigente Regolamento interno O.P.C. e che, pertanto, entrambe le operazioni risultano fuori dal campo di applicazione delle procedure previste dal citato Regolamento, non sussistendo pertanto i presupposti per l'espressione di un parere da parte del COPC;
- in data 21 dicembre 2015, a seguito di analisi, è stato espresso parere favorevole in merito all'operazione di minor rilevanza avente ad oggetto la stipula, fra IREN Mercato S.p.A. e GTT S.p.A. (società interamente partecipata dal Comune di Torino), di un piano di rientro del debito da quest'ultima società maturato nei confronti del Gruppo IREN.

In ottemperanza a quanto previsto dal testo del vigente Regolamento OPC, nel corso del 2015 al COPC è stato fornito un aggiornamento, da parte del *management* delle società di volta in volta coinvolte, in merito all'esecuzione di alcune fra le operazioni esaminate nel corso del precedente esercizio (trattasi, in specie, dell'operazione di acquisizione, da parte di AMIAT V. S.p.A., di un'ulteriore quota pari al 31% del capitale sociale di AMIAT S.p.A. e dell'Accordo tra la controllata IREN Servizi e Innovazione S.p.A. e la Città di Torino avente ad oggetto il "Progetto Torino LED – Efficienza energetica per l'illuminazione pubblica"), ricevendo copia della documentazione rilevante.

Nel corso dell'esercizio 2015, il Comitato per la Remunerazione e le Nomine di IREN S.p.A. è stato investito dell'esame di operazioni aventi ad oggetto le remunerazioni degli Amministratori e dei Dirigenti con responsabilità strategiche del Gruppo ai sensi dell'art. 7.1-bis del vigente Regolamento OPC. In specie:

- nel mese di marzo 2015, il CRN ha preso in esame le proposte retributive per alcuni Dirigenti con responsabilità strategiche del Gruppo; a seguito di valutazione, considerato l'ammontare dei singoli incrementi retributivi, il CRN ha concluso che le singole operazioni fossero di entità tale da essere qualificate come di "valore esiguo" ex art. 5, comma 1, lett. c) del Regolamento OPC e, pertanto, fuori dal campo di applicazione delle procedure previste dal citato Regolamento;
- nei mesi di giugno-luglio 2015, il CRN ha avviato l'istruttoria, preliminare all'adozione dei provvedimenti di competenza da parte del Consiglio di Amministrazione della Società – anche ai sensi dell'art. 21 del vigente Statuto sociale – con riferimento alla remunerazione per lo specifico incarico da corrispondere al prof. Rocchi in relazione alla sua nomina in qualità di Vicepresidente di IREN S.p.A. a far data dal 4 giugno 2015; detta operazione è stata annoverata fra i casi di esclusione dall'applicazione del Regolamento OPC ai sensi dell'art. 5.1 lett. a) del medesimo Regolamento;
- sempre nel mese di luglio 2015, il CRN è stato investito dell'esame del trattamento economico spettante al nuovo Direttore della *Business Unit* Mercato/Amministratore Delegato di IREN Mercato S.p.A. – in qualità di Dirigente con responsabilità strategiche di IREN S.p.A.; dopo attenta analisi, in relazione alla sussistenza – nel contesto concreto – delle condizioni di cui all'art. 13, comma 3, lett. b) Regolamento Consob, il CRN ha concluso che l'operazione rientrasse fra i casi di esclusione dall'applicazione delle procedure di cui al Regolamento OPC, non necessitando di alcun parere ai sensi della normativa Consob in tema di operazioni con parti correlate;

- nei mesi di novembre-dicembre 2015, in esito all'istruttoria svolta in merito ai contenuti del Piano di Incentivazione di Lungo Termine Monetario 2015-2018 per l'Amministratore Delegato della Società, i Dirigenti con Responsabilità Strategiche del Gruppo e altre risorse (c.d. "Risorse Chiave") che possono contribuire in modo rilevante al raggiungimento degli obiettivi del Piano Industriale, il CRN ha altresì espresso parere favorevole ai sensi della normativa in materia di operazioni con parti correlate, per la parte rilevante ai sensi della predetta normativa.

Rapporti con i Comuni soci-parti correlate

I rapporti intrattenuti da parte di IREN S.p.A., direttamente oppure tramite proprie società controllate, con i Comuni soci identificati come parti correlate (i Comuni di Reggio Emilia, di Parma e di Piacenza ed i Comuni di Torino e Genova – anche per il tramite del veicolo societario Finanziaria Sviluppo Utilities S.r.l.), sono prevalentemente rapporti a carattere commerciale definiti sulla base di Convenzioni oppure di singoli rapporti contrattuali che regolano le condizioni per lo svolgimento dei diversi servizi da parte dell'azienda.

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

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

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 una adeguata remunerazione delle prestazioni.

Le informazioni relative ai rapporti patrimoniali, economici e finanziari con le parti correlate sono riportate nelle Note esplicative del bilancio semestrale e di quello annuale.

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.

La Società ha rapporti di natura finanziaria con il Gruppo Intesa San Paolo, che riguardano principalmente diverse forme di finanziamento quali mutui, linee di credito e conti correnti.

Rapporti con altre parti correlate

In base al "Regolamento Interno in materia di operazioni con parti correlate", sono state qualificate come parti correlate le società controllate, direttamente o indirettamente, dai Comuni soci capoluogo di provincia, sottoscrittori dei vigenti patti parasociali e non recedenti dai medesimi.

I rapporti con tali parti sono prevalentemente di natura commerciale ed attinenti a servizi forniti alla generalità della clientela.

In particolare si segnala che al fine di 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.

Rapporti con società controllate

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.

Rapporti con Amministratori

Per le informazioni concernenti i compensi dei *key managers* si rimanda all'apposita Relazione sulla remunerazione pubblicata ai sensi dell'art. 123 – *ter* del TUF.

PROPOSTE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE ALL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI

PROPOSTE RELATIVE AL PUNTO ALL'ORDINE DEL GIORNO "Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2015 e Relazione sulla gestione: deliberazioni inerenti e conseguenti."

Signori Azionisti,

in relazione a quanto precedentemente esposto, Vi proponiamo:

- di approvare il bilancio dell'esercizio al 31 dicembre 2015 che chiude con un utile di Euro 124.500.783,32.
- di approvare la seguente proposta di distribuzione dell'utile:

Utile dell'esercizio di Iren S.p.A. Euro 124.500.783,32

Alla riserva legale il 5% dell'utile d'esercizio Euro 6.225.039,17

Agli Azionisti un dividendo unitario pari a Euro 0,055 da assegnare alle 1.181.725.677 azioni ordinarie e alle 94.500.000 azioni di risparmio del valore nominale di 1 euro, in pagamento a partire dal giorno 22 giugno 2016, contro stacco cedola il 20 giugno 2016 e record date il 21 giugno 2016, per un totale di Euro 70.192.412,24.

Alla Riserva straordinaria Euro 48.083.331,91

Reggio Emilia, lì 15 marzo 2016

Per il Consiglio di Amministrazione
Il Presidente
Francesco Profumo





Bilancio Consolidato e Note Illustrative

al 31 dicembre 2015



PROSPETTO DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE - FINANZIARIA

		migliaia di euro			
	Note	31.12.2015	di cui parti correlate	31.12.2014	di cui parti correlate
ATTIVITA'					
Attività materiali	(1)	2.907.076		2.992.246	
Investimenti immobiliari	(2)	14.148		14.427	
Attività immateriali a vita definita	(3)	1.363.451		1.234.670	
Avviamento	(4)	126.723		124.407	
Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto	(5)	219.246		235.102	
Altre partecipazioni	(6)	17.821		17.817	
Crediti commerciali non correnti	(7)	73.788		51.232	
Attività finanziarie non correnti	(8)	53.012	51.377	66.439	65.143
Altre attività non correnti	(9)	43.298	9.217	47.006	11.926
Attività per imposte anticipate	(10)	252.812		277.678	
Totale attività non correnti		5.071.375	60.594	5.061.024	77.069
Rimanenze	(11)	96.337		81.659	
Crediti commerciali	(12)	841.022	154.045	977.964	237.159
Crediti per imposte correnti	(13)	19.991		19.334	
Crediti vari e altre attività correnti	(14)	163.366	4.285	233.434	84
Attività finanziarie correnti	(15)	551.302	549.104	471.301	462.364
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(16)	139.576	3.487	51.601	2.830
Totale attività correnti		1.811.594	710.921	1.835.293	702.437
Attività destinate ad essere cedute	(17)	5.420		10.762	
TOTALE ATTIVITA'		6.888.389	771.515	6.907.079	779.506

	Note	31.12.2015	di cui parti correlate	31.12.2014	migliaia di euro 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		429.444		401.198	
Risultato netto del periodo		118.193		85.795	
Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo		1.823.863		1.763.219	
Patrimonio netto di pertinenza dei Terzi		237.803		230.330	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(18)	2.061.666		1.993.549	
PASSIVITA'					
Passività finanziarie non correnti	(19)	2.698.648	78.152	2.210.821	94.661
Benefici ai dipendenti	(20)	135.092		148.971	
Fondi per rischi ed oneri	(21)	292.302		319.661	
Passività per imposte differite	(22)	141.840		162.343	
Debiti vari e altre passività non correnti	(23)	205.209		200.625	
Totale passività non correnti		3.473.091	78.152	3.042.421	94.661
Passività finanziarie correnti	(24)	214.611	40.416	664.204	67.314
Debiti commerciali	(25)	798.696	63.137	874.723	44.232
Debiti vari e altre passività correnti	(26)	220.233	315	248.583	4.762
Debiti per imposte correnti	(27)	21.687		1.869	
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(28)	98.405		81.730	
Totale passività correnti		1.353.632	103.868	1.871.109	116.308
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	(29)				
TOTALE PASSIVITA'		4.826.723	182.020	4.913.530	210.969
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		6.888.389	182.020	6.907.079	210.969



PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO

		migliaia di euro			
	Note	Esercizio 2015	di cui parti correlate	Esercizio 2014	di cui parti correlate
Ricavi					
Ricavi per beni e servizi	(30)	2.849.677	363.109	2.641.714	181.398
Variazione dei lavori in corso	(31)	8.576	8.648	(212)	216
Altri proventi	(32)	235.859	16.164	259.815	4.294
- di cui non ricorrenti				20.944	
Totale ricavi		3.094.112	387.921	2.901.317	185.908
Costi operativi					
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(33)	(1.023.964)	(103.138)	(1.045.439)	(92.806)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(34)	(946.466)	(62.640)	(896.895)	(30.235)
Oneri diversi di gestione	(35)	(111.067)	(6.060)	(102.181)	(7.956)
Costi per lavori interni capitalizzati	(36)	22.870		23.169	
Costo del personale	(37)	(357.722)		(306.763)	
- di cui non ricorrenti				(36.159)	
Totale costi operativi		(2.416.349)	(171.838)	(2.328.109)	(130.997)
MARGINE OPERATIVO LORDO		677.763	216.083	573.208	54.911
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni					
Ammortamenti	(38)	(267.609)		(238.313)	
Accantonamenti e svalutazioni	(39)	(63.334)		(49.428)	
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni		(330.943)		(287.741)	
RISULTATO OPERATIVO		346.820	216.083	285.467	54.911
Gestione finanziaria	(40)				
Proventi finanziari		31.977	20.831	27.409	19.777
Oneri finanziari		(126.808)	(4.230)	(129.895)	(7.104)
Totale gestione finanziaria		(94.831)	16.601	(102.486)	12.673
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	(41)	(6.254)		8.984	
Rettifica di valore di partecipazioni	(42)	-		26.493	
Risultato prima delle imposte		245.735	232.684	218.458	67.584
Imposte sul reddito	(43)	(105.662)		(116.069)	
Risultato netto delle attività in continuità		140.073		102.389	
Risultato netto da attività operative cessate	(44)	-		-	
Risultato netto del periodo		140.073		102.389	
attribuibile a:					
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo		118.193		85.795	
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	(45)	21.880		16.594	
Utile per azione ordinarie e di risparmio	(46)				
- base (euro)		0,09		0,07	
- diluito (euro)		0,09		0,07	

PROSPETTO DELLE ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

	migliaia di euro	
	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Utile/(perdita) del periodo - Gruppo e Terzi (A)	140.073	102.389
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	(1.298)	(5.208)
- 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	3.471	(11.905)
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo	868	1.508
Totale altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B1)	3.041	(15.605)
Altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico		
- utili (perdite) attuariali piani per dipendenti a benefici definiti (IAS19)	9.017	(12.850)
- quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto relativi ai piani per dipendenti a benefici definiti (IAS 19)	(37)	(293)
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo	(2.292)	3.210
Totale altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B2)	6.688	(9.933)
Totale Utile/(perdita) complessiva (A)+(B1)+(B2)	149.802	76.851
attribuibile a:		
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	127.686	60.480
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	22.116	16.371



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			
Variazione area di consolidamento			
Cambio interessenze			
Altri movimenti			
Utile complessivo rilevato nel periodo			
di cui:			
- Utile netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
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			
31/12/2015	1.276.226	105.102	39.360

migliaia di euro

Riserva copertura flussi finanziari	Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	Totale riserve e Utile (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)	-	-	-
	257	257		257	16.439	16.696
	(154)	(154)		(154)	(12.219)	(12.373)
	(3.118)	(3.118)		(3.118)	107	(3.011)
(15.667)	(9.648)	(25.315)	85.795	60.480	16.371	76.851
			85.795	85.795	16.594	102.389
(15.667)	(9.648)	(25.315)		(25.315)	(223)	(25.538)
(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
	(806)	(806)		(806)	27	(779)
3.041	6.452	9.493	118.193	127.686	22.116	149.802
			118.193	118.193	21.880	140.073
3.041	6.452	9.493		9.493	236	9.729
(36.654)	321.636	429.444	118.193	1.823.863	237.803	2.061.666



RENDICONTO FINANZIARIO

	migliaia di euro	
	Esercizio 2015	Esercizio 2014
A. Disponibilità liquide iniziali	51.601	50.222
Flusso finanziario generato dall'attività operativa		
Risultato del periodo	140.073	102.389
Rettifiche per:		
Ammortamenti attività materiali e immateriali	267.609	238.313
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	1.693	(21.416)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	(6.263)	(2.729)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	(23.957)	13.077
Variazione imposte anticipate e differite	2.772	14.413
Variazione altre attività/passività non correnti	4.827	15.453
Dividendi contabilizzati al netto delle elisioni	(1.304)	(1.066)
Quota del risultato di collegate e joint ventures	6.254	(8.984)
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività	5.088	(26.426)
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	396.792	323.024
Variazione rimanenze	(14.357)	26.716
Variazione crediti commerciali	139.433	130.222
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	70.086	(36.054)
Variazione debiti commerciali	(89.061)	(118.131)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	(15.394)	4.456
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	90.707	7.209
D. Cash flow operativo (B+C)	487.499	330.233
Flusso finanziario da (per) attività di investimento		
Investimenti in attività materiali e immateriali	(267.562)	(256.919)
Investimenti in attività finanziarie	(7.650)	(87.457)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	4.777	25.764
Variazione area di consolidamento	(25.469)	(254.446)
Dividendi incassati	7.435	43.373
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(288.469)	(529.685)
F. Free cash flow (D+E)	199.030	(199.452)
Flusso finanziario da attività di finanziamento		
Erogazione di dividendi	(81.417)	(73.641)
Nuovi finanziamenti a lungo termine	800.000	761.248
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(354.379)	(847.741)
Variazione debiti finanziari	(408.685)	400.874
Variazione crediti finanziari	(66.574)	(39.909)
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	(111.055)	200.831
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	87.975	1.379
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	139.576	51.601

NOTE ILLUSTRATIVE

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 ENIA.

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 XI, Informativa per settori di attività, sono presentate le informazioni richieste dall'IFRS 8.

Il Gruppo è strutturato secondo un modello che prevede una holding industriale, con sede legale a Reggio Emilia, e cinque società responsabili delle singole linee di business operanti nelle principali sedi operative a Genova, Parma, Piacenza, Reggio Emilia e Torino.

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

Il bilancio consolidato della società, per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 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 CONSOLIDATO

Il Bilancio consolidato al 31 dicembre 2015 del Gruppo Iren è stato redatto nel rispetto dei Principi Contabili Internazionali (IFRS) emessi dall'International Accounting Standards Board e omologati dall'Unione Europea, nonché dei provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. n. 38/2005. Per IFRS si intendono anche tutti i principi contabili internazionali rivisti (IAS/IFRS), tutte le interpretazioni dell'International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC), precedentemente denominato Standing Interpretations Committee (SIC).

Nella predisposizione del presente bilancio consolidato, sono stati applicati gli stessi principi contabili adottati nella redazione del Bilancio dell'esercizio precedente, fatte salve alcune modifiche agli IFRS, riportate nel paragrafo "Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni applicati dal 1° gennaio 2015", che peraltro non hanno comportato impatti significativi sul bilancio del Gruppo Iren.

Si specifica che per la situazione patrimoniale-finanziaria la classificazione delle attività e passività è effettuata secondo il criterio "corrente/non corrente", con specifica separazione delle attività e passività cessate o destinate ad essere cedute. Le attività correnti, che includono disponibilità liquide e mezzi equivalenti, sono quelle destinate a essere realizzate, cedute o consumate nel normale ciclo operativo del Gruppo o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo del Gruppo o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio.

Il Conto Economico è classificato in base alla natura dei costi. In aggiunta al Risultato Operativo, il prospetto di Conto Economico evidenzia il Margine Operativo Lordo ottenuto sottraendo al totale ricavi il totale dei costi operativi.

Il rendiconto finanziario è presentato utilizzando il metodo indiretto. La configurazione di liquidità analizzata nel rendiconto finanziario include le disponibilità di cassa e di conto corrente bancario.

Il bilancio è redatto sulla base del principio del costo storico, fatta eccezione per alcuni strumenti finanziari valutati *al fair value*.

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. Le stime sono state utilizzate per valutare le attività materiali e immateriali sottoposte ad *impairment*, oltre che per rilevare 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.

II. PRINCIPI DI CONSOLIDAMENTO

Nell'area di consolidamento rientrano le società controllate, le partecipazioni in joint venture e le società collegate.

Società controllate

Sono considerate controllate le imprese in cui il Gruppo esercita il controllo, così come definito dall' IFRS

10- Bilancio consolidato

Il controllo esiste quando la Capogruppo ha contemporaneamente:

- il potere decisionale sulla partecipata, ossia la capacità di dirigere le attività rilevanti della partecipata, cioè quelle attività che hanno un'influenza significativa sui risultati della partecipata stessa;
- il diritto a risultati (positivi o negativi) variabili rivenienti dalla sua partecipazione nell'entità;
- la capacità di utilizzare il proprio potere decisionale per determinare l'ammontare dei risultati rivenienti dalla sua partecipazione nell'entità.

I bilanci delle imprese controllate sono inclusi nel bilancio consolidato a partire dalla data in cui si assume il controllo fino al momento in cui tale controllo cessa di esistere.

Le quote di patrimonio netto e del risultato attribuibili ai soci di minoranza sono indicate separatamente rispettivamente nello stato patrimoniale e nel conto economico consolidati.

Le società controllate sono consolidate con il metodo integrale, che prevede l'eliminazione delle operazioni infragruppo e di eventuali utili e perdite non realizzati. Si evidenzia inoltre che: a) tutte le modifiche nella quota di interessenza che non costituiscono una perdita di controllo sono trattate come *equity transactions* e quindi hanno contropartita a patrimonio netto; b) quando una società controllante cede il controllo in una propria partecipata, ma continua comunque a detenere un'interessenza nella società, valuta la partecipazione mantenuta in bilancio al *fair value* ed imputa eventuali utili o perdite derivanti dalla perdita del controllo a conto economico.

Società a controllo congiunto

Sono società sulla cui attività il Gruppo ha un controllo congiunto, in virtù di accordi contrattuali. Il controllo congiunto, così come definito dall'IFRS 11 – *Accordi a controllo congiunto*, è la "condivisione su base contrattuale, del controllo di un accordo che esiste unicamente quando per le decisioni riguardanti le attività rilevanti è richiesto il consenso unanime di tutte le parti".

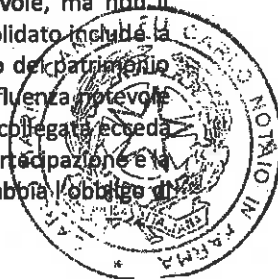
In presenza di società miste pubblico-privato, data l'oggettiva possibilità da parte del socio pubblico di esercitare la propria influenza sulla società, oltre che attraverso gli accordi di *governance*, anche in virtù della propria natura di ente pubblico, la sussistenza del controllo congiunto viene valutata, oltre che con riferimento alla lettera degli accordi contrattuali, valutando l'effettiva possibilità da parte del socio privato di controllare congiuntamente le decisioni strategiche relative alla società partecipata.

Gli accordi a controllo congiunto si distinguono in 2 tipologie:

- una Joint venture (JV) è un accordo nel quale le parti vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Le joint ventures sono valutate con il metodo del patrimonio netto;
- una Joint Operation (JO) è un accordo in base al quale i soci non si limitano esclusivamente a partecipare al risultato netto della società, ma esercitano diritti sulle sue attività e hanno obbligazioni per le sue passività. In questo caso si procede al consolidamento integrale delle attività/ricavi su cui il socio esercita tali diritti e delle passività/costi di cui il socio si assume gli obblighi.

Società collegate (contabilizzate con il metodo del patrimonio netto)

Sono considerate collegate le società nelle quali il Gruppo esercita un'influenza notevole, ma non il controllo o il controllo congiunto, sulle politiche finanziarie ed operative. Il bilancio consolidato include la quota di pertinenza del Gruppo dei risultati delle collegate, contabilizzate con il metodo del patrimonio netto, a partire dalla data in cui inizia l'influenza notevole fino al momento in cui tale influenza notevole cessa di esistere. Qualora l'eventuale quota di pertinenza del Gruppo delle perdite della collegata ecceda il valore contabile della partecipazione in bilancio, si procede ad azzerare il valore della partecipazione e la quota delle ulteriori perdite non è rilevata, ad eccezione e nella misura in cui il Gruppo abbia l'obbligo di risponderne.



Transazioni eliminate nel processo di consolidamento

Nella predisposizione del bilancio consolidato sono eliminati tutti i saldi e le operazioni significative tra le società del Gruppo, così come gli utili e le perdite non realizzate su operazioni infragruppo. Gli utili e le perdite non realizzati generati su operazioni con imprese a controllo congiunto sono eliminati in funzione del valore della quota di partecipazione del Gruppo in tali imprese. Su tutte le rettifiche di consolidamento è valutato il relativo effetto fiscale.

III. AREA DI CONSOLIDAMENTO

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

Società Capogruppo:

Iren S.p.A.

Società consolidate con il metodo integrale

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

1) Iren Acqua Gas e le Società da questa controllate:

- Genova Reti Gas
- Laboratori Iren Acqua Gas
- Mediterranea delle Acque e le controllate:
 - Idrotigullio
 - Immobiliare delle Fabbriche
- Acquedotto di Savona

2) Iren Ambiente e le Società da questa controllate:

- AMIAT V e la controllata:
 - AMIAT
- Montequerce
- Tecnoborgo

3) Iren Ambiente Holding e la Società da questa controllata:

- Bonifica Autocisterne

4) Iren Emilia e le Società da questa controllate:

- AGA
- Consorzio GPO
- Eniatel

5) Iren Energia e le Società da questa controllate:

- AEM Torino Distribuzione
- Iren Servizi e Innovazione
- TLR V

6) Iren Mercato e le Società da questa controllate:

- Iren Gestioni Energetiche, e la controllata:
 - O.C. CLIM
- GEA Commerciale

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

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

VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO

Al 31 dicembre 2015 le variazioni dell'area di consolidamento derivano dall'acquisizione con efficacia 1° luglio 2015 da Acque Potabili S.p.A. della partecipata al 100% Acquedotto di Savona S.p.A. unitamente al 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). Per maggiori dettagli si rimanda a quanto riportato nel paragrafo "Fatti di rilievo del periodo" della Relazione sulla gestione.

Occorre inoltre ricordare 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 erano già 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 dell'esercizio 2015 sono quindi influenzati, a differenza del periodo comparativo, dell'inclusione di tale entità nel perimetro di consolidamento.

Si segnala infine la fusione per incorporazione della società interamente controllata Nichelino Energia nella controllante Iren Energia S.p.A. che non ha comportato una variazione dell'area di consolidamento, ma che ha comunque avuto effetti sulla struttura del Gruppo.

IV. PRINCIPI CONTABILI E CRITERI DI VALUTAZIONE

Di seguito sono indicati i criteri adottati nella redazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2015 del Gruppo Iren; i principi contabili descritti di seguito sono stati applicati coerentemente da tutte le entità del Gruppo e non sono cambiati rispetto a quelli adottati al 31 dicembre 2014, tenuto conto di quanto già evidenziato nel paragrafo "Contenuto e forma del bilancio consolidato".

Attività materiali

- Immobili, impianti e macchinari di proprietà

Gli immobili, impianti e macchinari di proprietà sono iscritti al costo di conferimento o di acquisto o di costruzione interna. Nel costo sono compresi tutti i costi direttamente imputabili necessari a rendere l'attività disponibile per l'uso (comprensivo, quando rilevante ed in presenza di obbligazioni attuali, del valore attuale dei costi stimati per lo smantellamento, per la rimozione dell'attività e per la bonifica del luogo), al netto di sconti commerciali e abbuoni.

Gli oneri finanziari relativi all'acquisto di un'immobilizzazione vengono capitalizzati per la quota imputabile ai beni fino al momento della loro entrata in esercizio.

Qualora parti significative di tali attività materiali abbiano differenti vite utili, tali componenti sono contabilizzate separatamente.

In particolare, secondo tale principio, il valore del terreno e quello dei fabbricati che insistono su di esso vengono separati e solo il fabbricato viene assoggettato ad ammortamento, mentre i valori riferiti ai terreni sono sottoposti ad impairment, come descritto nel successivo paragrafo "Perdita di valore di attività".

I costi di manutenzione aventi natura ordinaria sono addebitati integralmente a conto economico. Gli altri costi aventi natura incrementativa sono attribuiti alle immobilizzazioni cui si riferiscono, secondo quanto previsto dallo IAS 16, ed ammortizzati in relazione alle residue possibilità di utilizzo dei beni a cui si riferiscono. Hanno natura incrementativa le spese che comportino ragionevolmente un aumento dei benefici economici futuri, quali l'aumento della vita utile, l'incremento della capacità produttiva, il miglioramento delle qualità del prodotto, l'adozione di processi di produzione che comportino una sostanziale riduzione dei costi di produzione.

Le immobilizzazioni materiali in corso di costruzione comprendono i costi relativi alla costruzione di impianti sostenuti fino alla data di riferimento. Tali investimenti sono ammortizzati a partire dalla data di entrata in funzione nel ciclo di produzione.

Le immobilizzazioni sono sistematicamente ammortizzate in ogni esercizio a quote costanti sulla base di aliquote economico-tecniche determinate in relazione alle residue possibilità di utilizzo dei beni. Le discariche sono ammortizzate sulla base della percentuale di riempimento.

I beni devolvibili sono ammortizzati in base alla scadenza dei rispettivi decreti di concessione. In continuità con quanto fatto nel 2014, anche nel 2015 sono stati sospesi gli ammortamenti delle opere devolvibili degli impianti idroelettrici della Valle Orco (ad esclusione di San Lorenzo) e di San Mauro in virtù

dell'entrata in vigore della Legge 7 agosto 2012, n. 134, e del relativo Decreto attuativo del 28 marzo 2013. Queste ultime modificano le normative vigenti in merito alle concessioni di grandi derivazioni d'acqua per uso idroelettrico ("concessioni idroelettriche"). Le nuove normative stabiliscono che al concessionario uscente spetta un corrispettivo 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"), calcolato sulla base del costo storico rivalutato, 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. In seguito a tali disposizioni, 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.

Le aliquote applicate sono riportate nella tabella seguente:

	Aliquota Minima	Aliquota Massima
Fabbricati	1,3%	10,6%
Costruzioni leggere	2,0%	10,0%
Automezzi	10,0%	25,0%
Attrezzature varie	5,0%	100,0%
Mobili e macchine ufficio	6,0%	100,0%
Hardware	10,0%	100,0%
Impianti	0,8%	23,5%

Le variazioni trascurabili di aliquote rispetto all'esercizio 2014, sono dovute all'aggiornamento delle vite utili economico-tecniche dei singoli beni, all'esito delle verifiche effettuate sugli stessi dai tecnici responsabili degli impianti e in seguito ai programmi di rinnovo in corso di effettuazione.

I contributi pubblici in conto capitale che si riferiscono ad immobilizzazioni materiali sono registrati come ricavi differiti e accreditati al conto economico lungo il periodo di ammortamento dei relativi beni.

- Beni in locazione finanziaria

I beni detenuti per effetto di contratti di leasing finanziario sono inclusi tra le attività materiali contrapponendo nel passivo un debito di pari importo, secondo la metodologia finanziaria, prevista dallo IAS 17 che, riflettendo la sostanza economica delle operazioni, assimila le stesse a contratti di acquisto e di finanziamento. Secondo tale metodologia le immobilizzazioni materiali vengono iscritte in bilancio per il valore capitale al momento della sottoscrizione del contratto di leasing finanziario, rilevando contestualmente il debito verso il locatore, che è rappresentato in bilancio tra i debiti finanziari. Il debito viene progressivamente ridotto sulla base del piano di rimborso delle quote capitale. Nel conto economico vengono rilevati gli interessi sul debito sulla base del piano di ammortamento oltre agli ammortamenti del bene sulla base della prevista vita utile.

Per contro secondo la metodologia finanziaria i beni ceduti in leasing finanziario sono esclusi dalle immobilizzazioni materiali. Nell'attivo della situazione patrimoniale-finanziaria è iscritto il relativo credito finanziario il cui valore si riduce periodicamente al momento dell'incasso delle rispettive quote capitale. Nel conto economico vengono rilevati gli interessi attivi sul credito sulla base del piano di ammortamento.

Investimenti immobiliari

Gli investimenti immobiliari sono valutati inizialmente al costo d'acquisto o di costruzione. Il costo comprende il prezzo di acquisto e tutte le spese direttamente attribuibili. I costi accessori all'operazione sono contabilizzati tra i costi dell'immobile quando ne viene contabilizzato l'acquisto. Nella valutazione successiva gli investimenti immobiliari sono valutati al costo.

Le spese sostenute successivamente all'acquisto o all'ultimazione di un immobile destinato ad investimento immobiliare sono imputate al costo iniziale del bene se è probabile che, grazie a tali spese, l'impresa otterrà futuri benefici economici superiori a quelli stimati in precedenza. In caso contrario questi costi sono imputati a conto economico.

Gli investimenti immobiliari sono sistematicamente ammortizzati in ogni esercizio a quote costanti sulla base di aliquote ritenute rappresentative della residua possibilità di utilizzazione dell'immobilizzazione stessa.

Attività Immateriali

Le attività immateriali sono iscritte nell'attivo della situazione patrimoniale-finanziaria quando è probabile che l'uso dell'attività genererà benefici economici futuri e quando il costo dell'attività può essere determinato in modo attendibile. Esse sono iscritte al valore di conferimento, al costo di acquisizione o di produzione inclusivo degli eventuali oneri accessori.

Le attività immateriali a durata definita sono ammortizzate sistematicamente in funzione della loro prevista utilità futura, in modo che il valore netto alla chiusura del periodo corrisponda alla loro residua utilità o all'importo recuperabile secondo i piani aziendali di svolgimento dell'attività produttiva. L'ammortamento inizia quando l'attività è disponibile per l'uso.

I costi di sviluppo sono oggetto di capitalizzazione solo se sia dimostrabile:

- la possibilità tecnica di completare l'attività immateriale in modo da essere disponibile per l'uso o per la vendita;
- l'intenzione di completare l'attività immateriale per usarla o venderla;
- la capacità ad usare o vendere l'attività immateriale;
- la capacità di valutare attendibilmente il costo attribuibile all'attività immateriale durante il suo sviluppo;
- la disponibilità di risorse tecniche, finanziarie e di altro tipo adeguate per completare lo sviluppo e per l'utilizzo o la vendita dell'attività immateriale;
- in quale modo l'attività immateriale genererà probabili benefici economici futuri.

In mancanza di uno soltanto dei requisiti indicati i costi in questione sono interamente imputati al periodo del loro sostenimento.

L'ammortamento delle attività immateriali è calcolato a quote costanti, sulla base delle seguenti vite utili:

	Anni	
	da	a
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione opere dell'ingegno	3	7
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	3	50
Software	2	7
Altre attività immateriali a vita utile definita	2	99

L'ammortamento inizia quando l'attività è disponibile all'utilizzo, ossia quando è nella posizione e nella condizione necessaria affinché sia in grado di operare nella maniera prevista dalla direzione aziendale. L'ammortamento cessa alla data più remota tra quella in cui l'attività è classificata come posseduta per la vendita (o inclusa in un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita), in conformità all'IFRS 5, e quella in cui l'attività viene eliminata contabilmente.

Le immobilizzazioni in corso ed acconti sono relative a costi, interni e esterni, connessi a immobilizzazioni immateriali per i quali non è stata ancora acquisita la titolarità del diritto e non risulta avviato il processo di utilizzazione economica. Tali investimenti vengono ammortizzati a partire dalla data di entrata in funzione nel ciclo di produzione.

Le immobilizzazioni in corso, in base allo IAS 36, ad ogni data di bilancio oppure ogniqualvolta vi siano indicazioni che l'attività immateriale ha subito una perdita di valore, vengono sottoposte ad impairment test al fine di verificare la corrispondenza tra valore contabile e valore recuperabile.

Avviamento

L'avviamento è inizialmente iscritto al costo e rappresenta l'eccedenza del costo d'acquisto e del valore delle eventuali quote di minoranza possedute rispetto al fair value netto riferito ai valori identificabili delle attività e delle passività attuali e potenziali afferenti al complesso acquisito. Se dopo tale

rideterminazione, i valori correnti delle attività e passività attuali e potenziali eccedono il costo dell'acquisizione, l'eccedenza viene iscritta immediatamente a conto economico.

L'eventuale avviamento derivante dall'acquisizione di una società collegata o joint venture è incluso nel valore contabile della partecipazione.

In sede di prima adozione degli IFRS, il Gruppo ha scelto di non applicare l'IFRS 3 – Aggregazioni di imprese in modo retroattivo alle acquisizioni di aziende avvenute antecedentemente il 1° gennaio 2004; di conseguenza, l'avviamento generato su acquisizioni antecedenti la data di transizione agli IFRS è stato mantenuto al precedente valore determinato secondo i principi contabili italiani, previa verifica e rilevazione di eventuali perdite di valore.

L'avviamento viene allocato ad una o più unità generatrici di flussi finanziari (cash generating unit) e non viene ammortizzato, ma annualmente, o più frequentemente se specifici eventi o modificate circostanze indicano la possibilità che abbia subito una perdita di valore, viene sottoposto a impairment test, come evidenziato nel paragrafo "Perdita di valore di attività".

Attività non correnti possedute per la vendita – Attività operative cessate

Un'attività non corrente (o un gruppo in dismissione composto da attività e passività) viene classificata come posseduta per la vendita se il suo valore contabile sarà recuperato principalmente con un'operazione di vendita anziché tramite il suo utilizzo continuato. Immediatamente prima della classificazione iniziale dell'attività (o gruppo in dismissione) come posseduta per la vendita, i valori contabili dell'attività sono valutati in conformità ai principi contabili del Gruppo. Successivamente, l'attività (o gruppo in dismissione) viene valutata al minore tra il suo valore contabile e il fair value al netto dei costi di vendita. La perdita di valore di un gruppo in dismissione viene allocata in primo luogo all'avviamento, quindi alle restanti attività e passività in misura proporzionale, ad eccezione di rimanenze, attività finanziarie, attività per imposte differite, benefici per dipendenti, investimenti immobiliari e attività biologiche, che continuano ad essere valutate in conformità ai principi contabili del Gruppo. Le perdite di valore per la classificazione iniziale di un'attività come posseduta per la vendita e le differenze di valutazione successive sono rilevate a conto economico. Le variazioni di valore positive sono rilevate solo fino a concorrenza di eventuali perdite di valore accumulate.

Le attività operative cessate (discontinued operations) rappresentano una parte del gruppo che è stata dismessa o classificata per la vendita, e:

- a. rappresenta un importante ramo di attività o area geografica di attività
- b. fa parte di un unico programma coordinato di dismissione di un importante ramo autonomo di attività o un'area geografica di attività; o
- c. è una controllata acquisita esclusivamente in funzione di una rivendita.

Se si tratta di una singola attività non corrente (es. un immobile o una partecipazione in una società collegata), la rilevazione dell'utile o perdita derivante dalla cessione o dalla valutazione segue la natura dell'attività stessa.

Se si tratta di un'attività operativa cessata ed è significativa nella voce "Risultato netto da attività operative cessate" viene esposto un unico importo rappresentato dal totale:

- i) degli utili o delle perdite dell'attività operativa cessata al netto degli effetti fiscali; e
- ii) dalla plusvalenza o minusvalenza, al netto degli effetti fiscali, rilevata a seguito della valutazione al fair value al netto dei costi di vendita o dell'avvenuta dismissione dell'attività.

Il conto economico del periodo comparativo è rideterminato in modo da garantire un confronto omogeneo.

Se l'attività non è significativa, ricavi e costi dell'attività operativa cessata rimangono imputati riga per riga alle relative voci di conto economico, mentre il Risultato da attività discontinue accoglierà la sola plusvalenza o minusvalenza di cui al precedente punto ii).

Accordi per servizi in concessione

A decorrere dal 1° gennaio 2010 il Gruppo IREN applica l'IFRIC 12, omologato dall'Unione Europea il 25 marzo 2009. L'interpretazione definisce i criteri di rilevazione e valutazione da adottare per gli accordi tra settore pubblico e privato relativi allo sviluppo, finanziamento, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione. In particolare nei casi in cui il soggetto concedente controlli l'infrastruttura, regolando e controllando le caratteristiche dei servizi forniti, i prezzi applicabili e mantenendo un interesse residuo sull'attività, il concessionario rileva o il diritto all'utilizzo della stessa infrastruttura o

un'attività finanziaria o entrambi, in funzione delle caratteristiche degli accordi. Pertanto i concessionari che rientrano nelle fattispecie sopra descritte, non possono rilevare i beni patrimoniali dedicati all'erogazione del servizio quale immobilizzazione materiale nell'attivo dello stato patrimoniale, a prescindere dal riconoscimento del titolo di proprietà a favore degli stessi concessionari nei contratti di concessione.

In particolare il concessionario rileva un'attività finanziaria nella misura in cui ha un diritto contrattuale incondizionato a ricevere disponibilità liquide o un'altra attività finanziaria dal, o su istruzioni del, concedente per i servizi di costruzione. All'attività finanziaria rilevata sono applicate le disposizioni dello IAS 32, dello IAS 39 e dell'IFRS 7.

Il concessionario rileva un'attività immateriale nella misura in cui ottiene il diritto (licenza) di far pagare gli utenti del servizio pubblico. Il diritto di far pagare gli utenti del servizio pubblico non è un diritto incondizionato a ricevere disponibilità liquide in quanto gli importi dipendono dalla misura in cui il pubblico utilizza il servizio. All'attività immateriale rilevata sono applicate le disposizioni dello IAS 38.

Se il concessionario è pagato per i servizi di costruzione in parte con un'attività finanziaria e in parte con un'attività immateriale, contabilizza separatamente ciascuna componente del corrispettivo del concessionario. Il corrispettivo ricevuto o da ricevere per entrambe le componenti viene rilevato inizialmente al fair value (valore equo) del corrispettivo ricevuto o da ricevere ed esposto nell'apposito conto di ricavo.

Con riferimento ai contributi ottenuti sulle immobilizzazioni rientranti nell'applicazione dell'IFRIC 12 si evidenzia che gli stessi sono classificati nelle Altre passività, con la distinzione tra la quota corrente e non corrente, mentre il relativo rilascio confluisce tra gli Altri ricavi.

Perdita di valore di attività

Gli IAS/IFRS richiedono di valutare l'esistenza di perdite di valore delle attività in presenza di indicatori specifici che facciano ritenere che tale problematica possa sussistere. Viene effettuata una verifica di perdita di valore (impairment test), che consiste nella stima del valore recuperabile dell'attività e nel confronto con il relativo valore netto contabile.

Il valore recuperabile è definito come il maggiore tra il prezzo netto di vendita (qualora esista un mercato attivo) e il valore d'uso del bene. Quest'ultimo è definito sulla base dell'attualizzazione dei flussi di cassa attesi dall'utilizzo del bene o da un'aggregazione di beni (le cosiddette Cash Generating Unit), al lordo delle imposte, applicando un tasso di sconto, ante imposte, che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività. Se il valore recuperabile è inferiore al valore contabile viene iscritta una perdita di valore. Se in esercizi successivi la perdita viene meno o si riduce, il valore contabile dell'attività o dell'unità generatrice di flussi finanziari è incrementato sino alla stima del nuovo valore recuperabile. Quest'ultimo non può eccedere il valore che sarebbe stato determinato se non fosse stata rilevata in precedenza alcuna perdita per riduzione di valore. Il ripristino di una perdita di valore è iscritto immediatamente a conto economico.

Il valore d'uso è definito generalmente mediante attualizzazione dei flussi di cassa attesi dall'utilizzo del bene o di Cash Generating Units nonché dal valore che ci si attende dalla sua dismissione al termine della sua vita utile.

Le Cash Generating Unit sono state individuate coerentemente alla struttura organizzativa e di business del Gruppo, come attività che generano flussi di cassa in entrata indipendenti derivanti dall'utilizzo continuativo delle stesse.

Per attività non soggette ad ammortamento (avviamento, altre attività immateriali a vita utile indefinita) e per le immobilizzazioni immateriali non ancora disponibili per l'utilizzo, l'impairment test è effettuato con frequenza annuale indipendentemente dalla presenza di specifici indicatori.

Strumenti finanziari

Tutti gli strumenti finanziari, inclusi i derivati, vengono rilevati nella situazione patrimoniale finanziaria nel momento in cui l'impresa diviene parte del contratto e di conseguenza assume un diritto a ricevere, o un'obbligazione a pagare.

Gli strumenti finanziari si suddividono nelle seguenti categorie:

- strumenti valutati a fair value con imputazione a conto economico (FVTPL). Si tratta di:
 - * attività/passività finanziarie possedute per la negoziazione, ossia acquisite o contratte sostanzialmente con lo scopo di essere vendute o riacquistate nel breve termine;



- derivati non designati come strumenti di copertura;
- strumenti finanziari che alla rilevazione iniziale l'impresa stessa ha designato come FVTPL.
- finanziamenti e crediti (L&R). Si tratta di attività/passività finanziarie (diverse dagli strumenti derivati) caratterizzate da pagamenti fissi o determinabili che non sono quotate in mercati attivi.
- investimenti posseduti sino a scadenza (HTM). Si tratta di attività/passività finanziarie diverse dai derivati, con pagamenti fissi o determinabili con scadenza fissa che un'impresa ha l'intenzione e la capacità di mantenere sino a scadenza (es. obbligazioni).
- attività finanziarie disponibili per la vendita (AFS). Si tratta di una categoria residuale, in quanto non rientrante nelle categorie precedentemente descritte (es. partecipazioni inferiori al 20% nelle quali il Gruppo non esercita un'influenza notevole).

- Partecipazioni valutate al Patrimonio Netto

Si tratta di partecipazioni in società collegate o joint venture, valutate con il metodo del patrimonio netto, vale a dire per un importo pari alla corrispondente frazione del patrimonio netto risultante dall'ultimo bilancio disponibile, rettificato per tenere conto delle differenze tra prezzo pagato e patrimonio alla data di acquisto e per eventuali operazioni infragruppo, se significative.

Le quote di risultato d'esercizio derivanti dall'applicazione del metodo del patrimonio netto sono iscritte in conto economico nella linea "Risultato di collegate e joint ventures contabilizzate con il metodo del patrimonio netto", mentre la quota delle altre componenti di conto economico complessivo è iscritta nel prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo.

L'eccedenza del costo di acquisto rispetto alla percentuale spettante al Gruppo del valore corrente delle attività, passività attuali e potenziali identificabili della società collegata o della joint venture alla data di acquisizione è riconosciuto come avviamento, incluso nel valore della partecipazione e assoggettato a impairment test con le stesse modalità descritte nel paragrafo precedente.

Il rischio derivante da eventuali perdite eccedenti il patrimonio netto è rilevato in apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere ad obbligazioni legali o implicite nei confronti dell'impresa partecipata o comunque a coprire le sue perdite.

- Altre partecipazioni

Le partecipazioni in altre imprese, classificate come disponibili per la vendita (AFS), sono valutate al fair value. Gli utili e le perdite derivanti dalle variazioni nel fair value sono imputati direttamente nelle altre componenti di conto economico complessivo fino al momento in cui esse sono cedute o abbiano subito una perdita di valore; in tal caso, la perdita complessiva viene stornata dalle altre componenti di conto economico complessivo e rilevata nel conto economico per un importo pari alla differenza tra il costo di acquisizione ed il fair value corrente. Quando il fair value non può essere attendibilmente determinato, le partecipazioni sono valutate al costo, rettificato per perdite durevoli di valore, il cui effetto è rilevato nel conto economico.

Il rischio derivante da eventuali perdite eccedenti il valore di carico della partecipazione è rilevato in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite nei confronti dell'impresa partecipata o comunque a coprire le sue perdite.

- Attività finanziarie detenute per la negoziazione

Le attività finanziarie detenute per la negoziazione, quando sono rilevate contabilmente per la prima volta, sono valutate al costo di acquisto, in pratica al fair value del corrispettivo dato in cambio: i costi della transazione, in quanto costi accessori, sono inclusi nel costo di acquisto.

Dopo la rilevazione iniziale, sono valutate al fair value, senza deduzione di eventuali costi di transazione che potranno verificarsi al momento della vendita o dell'eliminazione. Le variazioni di fair value sono iscritte direttamente a conto economico.

Se il fair value non può essere determinato in modo attendibile tali attività sono valutate al costo.

- Attività finanziarie disponibili per la vendita

Le attività finanziarie disponibili per la vendita, quando sono rilevate contabilmente per la prima volta, sono valutate al fair value del corrispettivo pagato (costo di acquisto comprensivo dei costi accessori).

Dopo la rilevazione iniziale, sono valutate al fair value, senza deduzione di eventuali costi di transazione che potranno verificarsi al momento della vendita o dell'eliminazione. Le variazioni di fair value sono iscritte nelle altre componenti di conto economico complessivo e vengono riversate a conto economico solo quando queste attività disponibili per la vendita sono eliminate dal bilancio o abbiano subito una perdita durevole di valore.

Se il fair value degli investimenti in strumenti rappresentativi di capitale non può essere determinato in modo attendibile tali attività sono valutate al costo.

- Strumenti finanziari di copertura

Il Gruppo detiene strumenti di copertura adottati in ottica non speculativa esclusivamente con lo scopo di coprire la propria esposizione ai rischi tasso, cambio e commodity.

Coerentemente con quanto stabilito dallo IAS 39, gli strumenti finanziari di copertura sono contabilizzati secondo le modalità stabilite per l'hedge accounting se vengono soddisfatte tutte le seguenti condizioni:

- all'inizio della copertura, o alla cosiddetta "first time adoption" per gli strumenti in essere al 1° gennaio 2005, vi è una documentazione formale della relazione di copertura e degli obiettivi aziendali di gestione del rischio e della strategia per effettuare la copertura;
- si suppone che la copertura sia altamente efficace nell'ottenere la compensazione dei cambiamenti nel fair value (fair value hedge) o nei flussi finanziari (cash flow hedge) attribuibili al rischio coperto;
- per le coperture di flussi finanziari, un'operazione prevista, che è oggetto di copertura, deve essere altamente probabile e deve presentare un'esposizione alle variazioni di flussi finanziari che potrebbe infine incidere sul risultato economico dell'esercizio;
- l'efficacia della copertura può essere attendibilmente valutata, ossia il fair value o i flussi finanziari dell'elemento coperto ed il fair value dello strumento di copertura possono essere attendibilmente valutati;
- la copertura è stata valutata sulla base di un criterio ricorrente ed è considerata altamente efficace per tutta la vita del derivato.

Gli strumenti finanziari di copertura vengono iscritti al fair value, determinato coerentemente con quanto previsto dall'IFRS 13. Il fair value viene determinato con modelli di valutazione adeguati per ciascuna tipologia di strumento finanziario utilizzando, ove disponibili, le curve forward di mercato sia regolamentato, sia non regolamentato (intrinsic value); per le opzioni il fair value è integrato dalla componente time value, che è funzione della vita residua dell'opzione e della volatilità del sottostante.

Tenuto conto di quanto precisato nell'IFRS 7, esteso dal nuovo IFRS 13, in merito alla c.d. gerarchia del fair value, si evidenzia che per ogni categoria di strumento finanziario contabilizzato al fair value viene indicata la gerarchia di determinazione del fair value suddivisa tra:

- 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).

Gli strumenti finanziari di copertura, ad ogni chiusura di bilancio, vengono sottoposti al test di efficacia al fine di verificare se la copertura abbia o meno i requisiti per essere qualificata come copertura efficace ed essere contabilizzata secondo i principi dell'hedge accounting.

Se i requisiti previsti per l'applicazione dell'hedge accounting sono soddisfatti è:

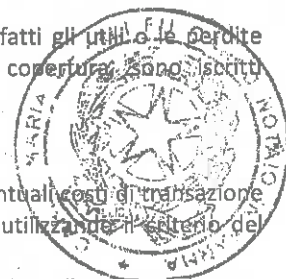
- si è in presenza di copertura di flussi finanziari (cash flow hedge), le variazioni del fair value dello strumento di copertura sono inserite nelle altre componenti di conto economico complessivo per la quota efficace della copertura (intrinsic value) e sono rilevate a conto economico per la parte time value e per l'eventuale quota inefficace (overhedging);
- si è in presenza di copertura di fair value (fair value hedge), le variazioni del fair value, sia dello strumento di copertura sia dello strumento coperto, sono rilevate a conto economico.

Se i requisiti previsti per l'applicazione dell'hedge accounting non sono soddisfatti gli utili o le perdite derivanti dalla valutazione al fair value del solo strumento finanziario di copertura sono iscritti interamente a conto economico.

- Altre attività e passività finanziarie

Finanziamenti e crediti sono iscritti inizialmente al fair value rettificato degli eventuali costi di transazione direttamente attribuibili, mentre le valutazioni successive vengono effettuate utilizzando il valore del costo ammortizzato.

I titoli detenuti per essere mantenuti sino alla scadenza sono iscritti in sede di prima rilevazione al costo, incrementato dei costi di transazione sostenuti per l'acquisizione dell'attività finanziaria. Successivamente



alla prima rilevazione sono valutati al costo ammortizzato con il metodo dell'interesse effettivo al netto delle perdite di valore.

Ad ogni chiusura di bilancio, oppure allorquando sono evidenziati indicatori di impairment, tutte le attività finanziarie, ad eccezione di quelle FVTPL, sono sottoposte ad impairment test per determinare se vi siano oggettive evidenze (quali violazione degli accordi contrattuali, probabilità di fallimento del debitore, difficoltà finanziarie del debitore,...) che possono far ritenere non interamente recuperabile il valore dell'attività.

- Crediti e Debiti commerciali

I crediti e i debiti commerciali, la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali, non sono attualizzati, poiché la componente temporale ha scarsa rilevanza nella loro valorizzazione, e sono iscritti al fair value (identificato dal loro valore nominale). Dopo la valutazione iniziale sono iscritti al costo ammortizzato. I crediti commerciali sono al netto del fondo svalutazione crediti che riflette la stima delle perdite su crediti.

- Disponibilità liquide

Le disponibilità liquide sono costituite dai valori in cassa, dai depositi a vista e da investimenti finanziari a breve termine (scadenza a tre mesi o meno dalla data di acquisto) e ad alta liquidità che sono prontamente convertibili in valori di cassa noti e che sono soggetti ad un rischio irrilevante di variazione del loro valore.

I depositi e i mezzi equivalenti, dopo la valutazione iniziale al costo inclusi gli oneri accessori, sono valutati al fair value.

Il denaro e i valori bollati in cassa sono valutati al valore nominale.

Rimanenze

Le giacenze di magazzino, composte prevalentemente da materiali e apparecchi di scorta per la manutenzione e la costruzione di impianti, materie prime, quali l'olio combustibile e il gasolio, e gas in relazione all'attività di trading sono valutati al minore tra il costo (costituito dal costo d'acquisto, dai costi di trasformazione e gli altri costi sostenuti per portare le rimanenze nel luogo e nelle condizioni attuali) e il presunto valore netto di realizzo o di sostituzione.

Il costo delle rimanenze viene determinato adottando il criterio del costo medio ponderato.

Se il costo delle rimanenze non può essere recuperato poiché esse sono danneggiate, sono diventate in tutto o in parte obsolete o i loro prezzi di vendita sono diminuiti, sono svalutate fino al valore netto di realizzo. Se le circostanze che avevano precedentemente causato una svalutazione non sussistono più l'ammontare della svalutazione viene stornato.

Le rimanenze di lavori in corso su ordinazione sono valutati in base alla percentuale di completamento, al netto degli acconti fatturati ai clienti. Le commesse per le quali è prevista una perdita a finire a livello di costi diretti sono oggetto di una svalutazione specifica che viene imputata a conto economico nel periodo in cui essa è divenuta nota.

Patrimonio netto

Il capitale sociale, inclusivo delle diverse categorie di azioni, viene esposto al suo valore nominale ridotto dei crediti verso soci per decimi da versare.

Il costo di acquisto delle azioni proprie viene portato a riduzione del patrimonio netto.

I costi direttamente attribuibili ad operazioni sul capitale della capogruppo, per nuove sottoscrizioni, sono contabilizzati a riduzione del patrimonio netto.

I dividendi sono iscritti tra le passività al momento in cui vengono approvati dall'assemblea degli azionisti.

Benefici ai dipendenti

In data 6 giugno 2012 è stata omologata la modifica del principio contabile internazionale IAS 19 "Benefici ai dipendenti". Tale modifica è applicabile a partire dal 1° gennaio 2013, tuttavia ne è consentita l'applicazione su base volontaria per le relazioni finanziarie annuali al 31 dicembre 2012. A decorrere dal 1° gennaio 2012 è stata applicata, in via anticipata, la modifica al principio contabile internazionale IAS 19

"Benefici a dipendenti" omologato in data 6 giugno 2012. Le modifiche prese in considerazione nell'emendamento in oggetto possono classificarsi in tre grandi categorie: rilevazione ed esposizione in bilancio, informazioni integrative (disclosures) ed ulteriori modifiche.

La prima categoria di modifiche interessa i piani a benefici definiti. In particolare viene abbandonato il metodo del corridoio nella rilevazione degli utili e delle perdite attuariali (già non applicato presso il Gruppo IREN) e viene introdotto l'obbligo di rilevare le componenti connesse alle "rivalutazioni" (ad es. gli utili e le perdite attuariali) immediatamente nel Prospetto delle altre componenti di Conto Economico complessivo.

Per quanto riguarda la presentazione in bilancio, le variazioni della passività relativa all'obbligazione che sorge in relazione a un piano a benefici definiti sono disaggregate in tre componenti:

- 1) operativa (service cost), costi del personale;
- 2) finanziaria (finance cost), interessi attivi/passivi netti;
- 3) valutativa (remeasurement cost), utili/perdite attuariali.

In merito all'informativa integrativa, viene proposta l'informativa relativa alle caratteristiche dei piani e dei relativi importi iscritti in bilancio, al rischio derivante dai piani e comprendente una analisi di sensitività delle fluttuazioni nel rischio demografico.

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di programmi che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in programmi "a contributi definiti" e programmi "a benefici definiti".

Nei programmi a "contributi definiti" l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero ad un patrimonio o ad un'entità giuridicamente distinta (cd. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti. Per il Gruppo rientrano in questa categoria il Trattamento di Fine Rapporto maturato a partire dal 1° gennaio 2007 che viene versato al fondo INPS e la parte versata alla previdenza integrativa.

La passività relativa ai programmi a "benefici definiti", al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali. Per il Gruppo rientrano in questa categoria il Trattamento di fine rapporto maturato fino al 31 dicembre 2006 (o alla data di scelta da parte del dipendente nel caso di destinazione a fondi complementari), le agevolazioni tariffarie fornite al personale dipendente ed ex-dipendente, le mensilità aggiuntive (art. 47 CCNL) il premio fedeltà erogato al personale dipendente ed i contributi erogati al fondo Premungas.

Per ciascun dipendente viene calcolato il valore attuale della passività con il metodo di proiezione unitaria del credito. L'ammontare della passività viene calcolato stimando l'ammontare da pagare al momento della risoluzione del rapporto di lavoro, prendendo in considerazione ipotesi economiche, finanziarie e demografiche; tale valore viene imputato pro-rata temporis sulla base del periodo di lavoro già maturato.

Per il trattamento di fine rapporto maturato al 31 dicembre 2006 (o alla data di scelta da parte del dipendente nel caso di destinazione a fondi complementari), non viene invece applicato il pro-rata temporis, poiché alla data del bilancio i benefici possono essere considerati maturati interamente.

Le variabili demografiche, economiche e finanziarie assunte sono annualmente validate da un attuario indipendente.

Gli utili e le perdite derivanti dall'effettuazione del calcolo attuariale per quanto concerne i benefici successivi al rapporto di lavoro sono immediatamente rilevati nel Conto economico complessivo, cioè nell'other comprehensive income, con l'eccezione del premio fedeltà per cui sono rilevati interamente al Conto economico.

Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri sono accantonati per coprire passività di ammontare o scadenza incerti che devono essere rilevati in bilancio quando ricorrono le seguenti contestuali condizioni:

- l'impresa ha un'obbligazione attuale (legale o implicita), ossia in corso alla data di riferimento del bilancio, quale risultato di un evento passato;
- è probabile che per adempiere all'obbligazione si renderà necessario un impiego di risorse economiche;



- può essere effettuata una stima attendibile dell'importo necessario all'adempimento dell'obbligazione.

I rischi per i quali il manifestarsi di una passività è soltanto potenziale sono indicati nelle note al bilancio senza procedere allo stanziamento di un fondo.

In caso di eventi solamente remoti e cioè di eventi che hanno scarsissime possibilità di verificarsi non viene contabilizzato alcun fondo, né vengono fornite informazioni aggiuntive od integrative.

Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa pagherebbe per estinguere l'obbligazione, ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell'esercizio. Se l'effetto di attualizzazione del valore del denaro è significativo, gli accantonamenti sono determinati attualizzando i flussi finanziari futuri attesi ad un tasso di sconto ante imposte che riflette la valutazione corrente del mercato del costo del denaro in relazione al tempo.

Quando viene effettuata l'attualizzazione, l'incremento dell'accantonamento dovuto al trascorrere del tempo è rilevato come onere finanziario.

I fondi post mortem sono attualizzati sulla base della curva dei tassi governativi alla data di bilancio. Si attualizzano, anno per anno, i flussi di cassa indicati nella perizia redatta da un esperto indipendente.

Il fondo ripristino opere devolvibili è istituito allo scopo di non far gravare esclusivamente sugli esercizi in cui sono sostenuti i costi per manutenzioni, rinnovi e simili di natura non incrementativa, ma di distribuirli sui vari esercizi di utilizzo di tali beni.

Ricavi

I ricavi sono valutati al fair value del corrispettivo ricevuto o spettante, tenendo conto di eventuali sconti commerciali e riduzioni legate alla quantità.

I ricavi dalla vendita di beni sono rilevati quando:

- l'impresa ha trasferito all'acquirente i rischi significativi e i benefici connessi alla proprietà del bene;
- l'impresa perde i diritti di proprietà nonché l'effettivo controllo sulla merce venduta da parte del venditore;
- il valore dei ricavi può essere determinato in modo attendibile;
- è probabile che l'impresa venditrice potrà fruire dei benefici economici derivanti dall'operazione;
- il valore dei costi connessi all'operazione può essere determinato in modo attendibile.

Quando sussiste un'incertezza sulla possibilità di incassare i crediti derivanti da un ricavo già contabilizzato, il valore non recuperabile viene rilevato come costo anziché come rettifica del ricavo già imputato.

I ricavi dalla prestazione di servizi sono rilevati quando:

- l'ammontare dei ricavi può essere determinato in modo attendibile;
- è probabile che l'impresa venditrice potrà fruire dei benefici economici derivanti dall'operazione;
- lo stadio di completamento dell'operazione alla data di chiusura del bilancio d'esercizio può essere determinato attendibilmente;
- il valore dei costi connessi all'operazione può essere determinato in modo attendibile.

Contributi conto impianti e contributi in conto esercizio

I contributi in conto impianti, vengono iscritti, quando gli stessi divengono esigibili, come ricavo differito e imputato come provento al conto economico sistematicamente durante la vita utile del bene a cui si riferiscono. Il ricavo differito relativo ai contributi stessi trova riscontro nello Stato Patrimoniale tra le altre passività, con opportuna separazione tra la parte corrente e quella non corrente.

I contributi in conto esercizio sono imputati a conto economico nel momento in cui sono soddisfatte le condizioni di iscrizione, ovvero quando si ha la certezza del riconoscimento degli stessi in contropartita dei costi a fronte dei quali i contributi sono erogati.

Altri proventi

Gli altri proventi includono tutte le fattispecie di ricavi non inclusi nelle tipologie precedenti e non aventi natura finanziaria e sono rilevati secondo le modalità sopra indicate per i ricavi delle vendite di beni e prestazione di servizi.

Costi per l'acquisizione di beni e servizi

I costi sono valutati al fair value dell'ammontare pagato o da pagare. I costi per l'acquisizione di beni e servizi sono iscritti quando il loro ammontare può essere determinato in maniera attendibile. I costi per acquisto di beni sono riconosciuti al momento della consegna, che in base ai contratti in essere identifica il momento del passaggio dei rischi e benefici connessi. I costi per servizi sono iscritti per competenza in base al momento di ricevimento degli stessi.

Proventi ed oneri finanziari

I proventi che derivano dall'utilizzo, da parte di terzi, di beni dell'impresa che generano interessi, e dividendi sono rilevati quando:

- è probabile che l'impresa venditrice potrà fruire dei benefici economici derivanti dall'operazione;
- l'ammontare dei ricavi può essere determinato in modo attendibile.

I proventi devono essere rilevati applicando i seguenti criteri:

- gli interessi devono essere rilevati con un criterio temporale che consideri il rendimento effettivo del bene;
- i ricavi per dividendi da partecipazioni sono contabilizzati nel momento in cui sorge il diritto all'incasso, che normalmente corrisponde alla delibera assembleare di distribuzione dei dividendi.

Quando sussiste un'incertezza sulla possibilità di incassare i crediti derivanti da un ricavo già contabilizzato, il valore non recuperabile deve essere rilevato come costo anziché come rettifica del ricavo già imputato.

Gli oneri finanziari sono rilevati come costo nell'esercizio nel quale essi sono sostenuti; quelli che sono direttamente imputabili all'acquisizione, costruzione, produzione di un impianto sono capitalizzati dal momento che:

- è probabile che comporteranno dei benefici economici futuri per l'impresa
- sono attendibilmente determinati.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito includono tutte le imposte calcolate sul reddito imponibile del Gruppo.

Le imposte correnti e differite vengono rilevate come proventi o come oneri e sono incluse nell'utile o nella perdita dell'esercizio, a meno che le imposte derivino da un'operazione o un fatto rilevato, nello stesso esercizio o in un altro, direttamente nel patrimonio netto.

Le imposte correnti del periodo sono determinate sulla base di una realistica previsione dell'onere d'imposta di pertinenza del periodo determinato in applicazione della vigente normativa fiscale o sostanzialmente approvata. Le imposte differite sono calcolate in base alle differenze temporanee che emergono tra la base imponibile di una attività o passività e il valore contabile nel bilancio consolidato.

Un'attività per imposte anticipate viene contabilizzata quando il suo recupero è probabile.

Le imposte differite sono state calcolate considerando l'aliquota fiscale prevista per l'esercizio in cui le differenze si riverseranno.

Il Gruppo ha esercitato l'opzione, ai sensi dell'art. 118 del nuovo Tuir, per il Consolidato fiscale di Gruppo che comporta il trasferimento da parte delle società consolidate delle proprie posizioni debitorie/creditorie IRES verso la Consolidante IREN S.p.A.. Quest'ultima determina l'IRES su una base imponibile corrispondente alla somma algebrica degli imponibili positivi e negativi delle singole società che partecipano al consolidato.

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



Criteri di conversione delle poste in valuta estera

La valuta funzionale e di presentazione adottata dal Gruppo è l'Euro. In presenza di transazioni in valuta estera, le stesse sono inizialmente rilevate al tasso di cambio in essere alla data dell'operazione. Le attività e le passività in valuta, ad eccezione delle immobilizzazioni, sono iscritte al cambio di riferimento alla data di chiusura del periodo e i relativi utili e perdite su cambi sono imputati a conto economico. L'eventuale utile netto che dovesse emergere viene accantonato in un'apposita riserva non distribuibile fino alla data di realizzo.

Emissions Trading Scheme

L'Emissions Trading Scheme è entrato in vigore nell'Unione Europea dal 1° gennaio 2005 e fa parte dei cosiddetti 'meccanismi flessibili' ammessi dal Protocollo di Kyoto per il raggiungimento degli obiettivi di emissione dei gas ad effetto serra. Per l'Italia l'obiettivo consisteva nella riduzione delle emissioni di CO2 entro il 2012 del 6,5% rispetto al livello del 1990.

Con il decreto D. Lgs. 13 marzo 2013, n. 30, è stata recepita nell'ordinamento nazionale la direttiva 2009/29/CE che ha introdotto nuove regole per lo scambio di quote di emissione di gas serra, nonché nuove attività soggette all'applicazione della normativa nel periodo 2013-2020.

Il Gruppo partecipa attivamente al sistema di scambi di permessi di emissione finalizzato alla riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra contribuendo al raggiungimento degli obiettivi fissati per il Gruppo dal piano di riduzione nazionale.

Le quote di emissione, siano esse acquisite o ricevute a titolo gratuito, sono contabilizzate come immobilizzazioni immateriali. Le quote sono valutate inizialmente al fair value, rappresentato dal valore di mercato al momento dell'assegnazione o dall'effettivo prezzo d'acquisto. I due importi peraltro risultano sostanzialmente omogenei. Le quote di emissione non vengono ammortizzate, ma eventualmente svalutate attraverso il processo di impairment se il loro fair value dovesse scendere al di sotto di quello di iscrizione. Per le emissioni effettuate nel periodo (valorizzate al fair value) viene effettuato un accantonamento a fondo rischi, il quale sarà utilizzato, al momento dell'annullamento dei diritti. Al momento della vendita dei diritti di emissione viene registrato l'incasso con riduzione dei diritti di emissione e l'eventuale plus/minusvalenza.

Le quote di emissione detenute con finalità di trading che alla fine dell'esercizio risultano invendute sono iscritte nello stato patrimoniale tra le Rimanenze di prodotti finiti e merci. Tali quote saranno valorizzate al minore tra costo e valore di mercato.

Titoli energetici

In stretta relazione con le attività svolte, al Gruppo sono stati assegnati alcuni titoli energetici strettamente connessi all'effettuazione di specifiche attività volte al risparmio energetico. In particolare al Gruppo sono stati assegnati:

- dal Gestore della rete elettrica nazionale (GRTN), titoli commerciabili che attestano la produzione, su base annua, di energia elettrica da fonti rinnovabili (cosiddetti "certificati verdi"). Il Gruppo risulta titolare di tali certificati a seguito della produzione di energia elettrica tramite impianti idroelettrici, l'impianto di termovalorizzazione di Tecnoborgo e di Iren Ambiente (PAI), impianti di biogas e per effetto dell'utilizzo di impianti di cogenerazione associati al teleriscaldamento;
- dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas (AEEG), titoli commerciabili (TEE) che attestano l'effettuazione di interventi di risparmio energetico (cosiddetti "certificati bianchi").

Contabilmente tali titoli energetici sono trattati nel seguente modo:

- i certificati verdi derivanti dalla produzione annua di energia da fonti rinnovabili, sono rilevati in accordo al principio della competenza economica;
- per quanto riguarda i certificati bianchi, il trattamento contabile si differenzia leggermente a seconda che la società sia tenuta o meno all'obbligo di restituzione dei TEE. I soggetti tenuti all'obbligo di restituzione dei TEE rilevano il contributo relativo all'obbligo dell'anno ed il costo dei TEE acquistati per soddisfare tale obbligo. Se i titoli acquistati eccedono l'obbligo, il costo dei titoli acquistati in eccesso viene riscontato; se al contrario i titoli acquistati risultano insufficienti a soddisfare l'obbligo, il soggetto stanza il costo dei titoli ancora da acquistare per soddisfare l'obbligo dell'anno. I soggetti che non sono tenuti all'obbligo di restituzione dei TEE rilevano invece ricavi e costi dei titoli ceduti e sospendono tra le rimanenze gli eventuali titoli invenduti, valorizzati al costo medio ponderato.

Utile per azione

- Utile base per azione

L'impresa calcola l'utile base per azione sulla base dell'utile o della perdita attribuibile agli azionisti possessori di azioni ordinarie della capogruppo. L'utile base per azione è calcolato dividendo l'utile o la perdita d'esercizio attribuibile agli azionisti possessori di azioni ordinarie per la media ponderata delle azioni ordinarie in circolazione nell'esercizio.

- Utile diluito per azione

L'impresa calcola l'utile diluito per azione sulla base dell'utile o della perdita attribuibile agli azionisti possessori di azioni della capogruppo.

Ai fini del calcolo dell'utile diluito per azione, il numero delle azioni ordinarie è la media ponderata delle azioni ordinarie più la media ponderata delle azioni ordinarie che potrebbero essere emesse al momento della conversione in azioni di tutte le potenziali azioni ordinarie con effetti di diluizione. Tale conversione deve avvenire all'inizio dell'esercizio oppure alla data di emissione delle potenziali azioni ordinarie.

PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI APPLICATI DAL 1° GENNAIO 2015

A partire dal 1° gennaio 2015 risulta applicabile obbligatoriamente il seguente principio emanato dallo IASB e recepito dall'Unione Europea:

- **Ifric 21 – Tributi (Regolamento 634/2014).** Interpretazione emessa dall'Ifrs IC il 20 maggio 2013 ed applicabile retroattivamente a partire dagli esercizi che iniziano il 17 giugno 2014 o successivamente. L'interpretazione è stata emanata per identificare la modalità di contabilizzazione dei levies (i.e. tributi), vale a dire pagamenti ad un ente governativo per i quali l'entità non riceve specifici beni o servizi. Il documento identifica diverse tipologie di tributi chiarendo quale evento fa sorgere l'obbligazione che determina a sua volta, ai sensi dello IAS 37, la contabilizzazione di una passività.

In data 12 dicembre 2013 l'International Accounting Standards Board (IASB) ha pubblicato il documento "Miglioramenti agli International Financial Reporting Standard (2011-2013 Cycle)", successivamente adottato dall'Unione Europea con il Regolamento 1361/2014. Tali miglioramenti, applicabili dagli esercizi che hanno inizio dal 1° luglio 2014 o data successiva, comprendono modifiche ai seguenti principi contabili internazionali esistenti:

- **Improvement IFRS 1 – Prima adozione degli IFRS:** Significato di IFRS in vigore. La modifica chiarisce che in sede di prima adozione degli IFRS, in alternativa all'applicazione di un principio in vigore alla data di transizione, si può optare per l'applicazione anticipata di un nuovo principio destinato a sostituire il principio in vigore.
- **Improvement IFRS 3 – Aggregazioni aziendali:** Ambito di applicazione per le joint venture. Il miglioramento chiarisce l'esclusione dall'ambito di applicazione dell'IFRS 3 di tutte le tipologie di joint arrangement.
- **Improvement IFRS 13 – Valutazione al fair value:** Eccezione nella valutazione del fair value di un gruppo di attività e passività (par. 52). La modifica chiarisce che la possibilità di valutare al fair value un gruppo di attività e passività si riferisce anche a contratti nell'ambito di applicazione dello IAS 39 (o dell'IFRS 9), ma che non soddisfano la definizione di attività e passività finanziarie fornita dallo IAS 32 (ad esempio come i contratti per l'acquisto e vendita di commodity che possono essere regolati in denaro per il loro valore netto).
- **Improvement IAS 40 – Investimenti immobiliari (Interrelazione tra IFRS 3 e IAS 40).** Viene chiarito che, per determinare se l'acquisto di una proprietà immobiliare rientri nell'ambito di applicazione dell'IFRS 3, occorre far riferimento alle disposizioni dell'IFRS 3, mentre per determinare se l'acquisto rientri nell'ambito dello IAS 40 occorre far riferimento alle specifiche indicazioni di tale principio.

In data 12 dicembre 2013 l'International Accounting Standards Board (IASB) ha pubblicato il documento "Miglioramenti agli International Financial Reporting Standard (2010-2012 Cycle)", successivamente adottato dall'Unione Europea con il Regolamento 28/2015. Tali miglioramenti, applicabili dagli esercizi che hanno inizio dal 1° luglio 2014 o data successiva, comprendono modifiche ai seguenti principi contabili internazionali esistenti:

- **Improvement IFRS 2 – Pagamenti basati su azioni:** Definizione di *vesting condition*. Vengono modificate le definizioni di *vesting condition* e di *market condition* ed introdotte le nuove definizioni di *performance condition* e *service condition*.

- Improvement Ifrs 3 – Aggregazioni aziendali: Contabilizzazione dei corrispettivi potenziali. Viene chiarito che un corrispettivo potenziale (c.d. contingent consideration) in sede di business combination classificato come un'attività o una passività deve essere valutato al fair value a ogni data di chiusura dell'esercizio, indipendentemente dal fatto che sia uno strumento finanziario disciplinato dall'Ifs 9 o dallo las 39 oppure un'attività o passività non-finanziaria.
- Improvement Ifrs 8 – Segmenti operativi: Aggregazione di segmenti operativi. Le modifiche richiedono che venga fornita informativa circa le valutazioni effettuate dal management nel processo di aggregazione dei segmenti operativi.
- Improvement Ifrs 8 – Segmenti operativi: Riconciliazione del totale attività dei segmenti operativi e totale attività dell'entità. La modifica richiede che la riconciliazione in oggetto deve essere obbligatoriamente fornita solo nel caso in cui il totale delle attività dei segmenti operativi venga regolarmente fornito al management.
- Improvement Ifrs 13 – Valutazione al fair value: Crediti e Debiti commerciali a breve termine. Il miglioramento chiarisce che l'introduzione dell'Ifs 13 non modifica la possibilità di contabilizzare i crediti e debiti commerciali a breve senza procedere all'attualizzazione, qualora tali effetti non siano significativi.
- Improvement las 16 – Immobili, impianti e macchinari e Improvement las 38 – Attività immateriali: Modello della rideterminazione del valore. Le modifiche eliminano alcune incoerenze nella rilevazione dei fondi ammortamento quando un'attività materiale o intangibile è oggetto di rivalutazione. In particolare viene chiarito che il valore contabile lordo deve essere adeguato coerentemente alla rivalutazione del valore netto dell'attività e che il fondo ammortamento risulti pari alla differenza tra il valore lordo ed il valore netto sottratte le perdite di valore rilevate in precedenza.
- Improvement las 24 – Parti correlate: Dirigenti con responsabilità strategiche. Vengono chiarite alcune disposizioni nell'identificazione delle parti correlate e all'informativa da fornire con riferimento ai dirigenti strategici.

Non si sono rilevati effetti significativi sul bilancio del Gruppo a seguito dell'applicazione delle modifiche introdotte.

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

A partire dal 1° gennaio 2016 risulteranno applicabili obbligatoriamente i seguenti principi contabili e modifiche di principi contabili, avendo anch'essi già concluso il processo di endorsement comunitario:

- Modifiche allo las 19 – Benefici a dipendenti: Piani a benefici definiti contributi dei dipendenti (Regolamento 29/2015). Documento emesso dallo lasb in data 21 novembre 2013, applicabile a partire dagli esercizi che iniziano il 1° luglio 2014. L'obiettivo delle modifiche è quello di semplificare la contabilizzazione dei contributi che sono indipendenti dal numero di anni di servizio dei dipendenti, quali ad esempio i contributi dei dipendenti che vengono calcolati in base a una percentuale fissa dello stipendio.
- Modifiche all'Ifs 11 – Accordi congiunti: acquisto di una joint operation (Regolamento 2173/2015). Modifiche emesse dallo lasb in data 6 maggio 2014 e applicabili a partire dagli esercizi che iniziano il 1° gennaio 2016, con applicazione anticipata consentita. Il documento stabilisce che i principi contenuti nell'Ifs 3 – Aggregazioni aziendali relativi alla rilevazione degli effetti di una business combination debbano essere applicati per rilevare l'acquisizione di una joint operation la cui attività è rappresentata da un business.
- Modifiche a las 16 e las 38 – Chiarimenti sui metodi accettabili di svalutazione e ammortamento (Regolamento 2231/2015). Modifiche emesse dallo lasb in data 12 maggio 2014 e applicabili a partire dagli esercizi che iniziano il 1° gennaio 2016. Il documento precisa 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.
- Modifiche allo las 27 – Bilancio separato (Regolamento 2441/2015). Documento emesso dallo lasb in data 12 agosto 2014. Le modifiche, applicabili a partire dagli esercizi che iniziano il 1° gennaio 2016, consentono di utilizzare il metodo del patrimonio netto per la contabilizzazione delle partecipazioni in controllate, collegate e joint venture nel bilancio separato. L'obiettivo è quello di ridurre la

complessità di gestione ed i relativi costi per le società che operano in ordinamenti giuridici dove i principi IFRS sono applicabili anche ai bilanci separati.

In data 25 settembre 2014 l'International Accounting Standards Board (IASB) ha pubblicato il documento "Miglioramenti agli International Financial Reporting Standard (2012-2014 Cycle)", successivamente adottato dall'Unione Europea con il Regolamento 2343/2015. Tali miglioramenti, applicabili dagli esercizi che hanno inizio dal 1° gennaio 2016 o data successiva, comprendono modifiche ai seguenti principi contabili internazionali esistenti:

- **Improvement IFRS 5** – Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate: variazioni dei programmi di dismissione. La modifica stabilisce delle linee guida da seguire nel caso in cui un'entità riclassifichi un *asset* (o un gruppo in dismissione) dalla categoria *held for sale* alla categoria *held for distribution* (o viceversa), o quando vengano meno i requisiti di classificazione di un'attività come *held for distribution*.
- **Improvement IFRS 7** – Strumenti finanziari: Informazioni integrative. Il documento disciplina l'introduzione di ulteriori linee guida per chiarire se un c.d. *servicing contract* costituisce un coinvolgimento residuo in un'attività trasferita ai fini dell'informativa richiesta. Inoltre, relativamente alla compensazione tra attività e passività finanziarie, il documento chiarisce che l'informativa non è esplicitamente richiesta per tutti i bilanci intermedi. Tuttavia, tale informativa potrebbe essere necessaria per rispettare i requisiti previsti dallo IAS 34, nel caso si tratti di un'informazione significativa.
- **Improvement IAS 19** – Benefici per i dipendenti: problematiche relative al tasso di sconto. Il documento introduce delle modifiche allo IAS 19 al fine di chiarire che gli *high quality corporate bonds* utilizzati per determinare il tasso di sconto dei benefici successivi dovrebbero essere emessi nella stessa valuta utilizzata per il pagamento dei benefici. Le modifiche precisano che l'ampiezza del mercato dei *high quality corporate bonds* da considerare sia quella a livello di valuta.
- **Improvement IAS 34** – Bilanci intermedi: collocazione delle informazioni integrative. Il documento introduce delle modifiche al fine di chiarire i requisiti nel caso in cui l'informativa richiesta è presentata nel report infrannuale, ma al di fuori delle sezioni del bilancio. La modifica precisa che tale informativa venga inclusa attraverso dei riferimenti incrociati tra i due documenti, purché entrambi siano disponibili ai lettori del bilancio nella stessa modalità e con gli stessi tempi.

Modifiche allo IAS 1 – Presentazione del bilancio (Regolamento 2406/2015). Documento emesso dallo IASB in data 18 dicembre 2014. Le modifiche, applicabili a partire dagli esercizi che iniziano il 1° gennaio 2016, hanno l'obiettivo di rendere più chiara ed intelligibile la redazione del bilancio. Le modifiche introdotte riguardano:

- **materialità e aggregazione** - viene chiarito che non devono essere oscurate informazioni mediante l'aggregazione o la disaggregazione e che il concetto di materialità si applica agli schemi di bilancio, alle note illustrative e agli specifici requisiti di informativa previsti dai singoli IFRS. Viene chiarito che l'informativa richiesta specificatamente dagli IFRS è da fornire solo se l'informazione è materiale;
- **prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria e prospetto di conto economico complessivo** - si chiarisce che l'elenco di voci specificate dallo IAS 1 per tali prospetti può essere disaggregato e aggregato a seconda dei casi. Vengono inoltre fornite linee guida sull'uso di subtotali all'interno dei prospetti;
- **presentazione delle altre componenti del conto economico complessivo (OCI: Other Comprehensive Income)** - viene chiarito che la quota di OCI di società collegate e joint venture consolidate con il metodo del patrimonio netto deve essere presentata in aggregato in una singola voce, distinguendo in base al fatto che si tratti di componenti suscettibili di future riclassifiche a conto economico o meno;
- **note illustrative** - si chiarisce che le entità godono di flessibilità nel definire la struttura delle note illustrative e vengono fornite linee guida su come impostare un ordine sistematico delle note stesse.

Il Gruppo sta attualmente valutando i potenziali effetti sul bilancio derivanti dall'adozione di tali principi o modifiche ai principi esistenti.



PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI NON ANCORA OMOLOGATI DALL'UNIONE EUROPEA

Sono in corso di recepimento da parte dei competenti organi dell'Unione Europea i seguenti principi, aggiornamenti ed emendamenti dei principi IFRS (già approvati dallo IASB), nonché le seguenti interpretazioni (già approvate dall'IFRS IC):

IFRS 9 – Strumenti finanziari. • 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'IFRS 9 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 deve rilevare le perdite attese sulle proprie attività finanziarie, dove per "perdita" si intende il valore attuale di tutti i futuri mancati incassi, e fornire 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..

IFRS 15 – Ricavi da contratti con clienti. Principio pubblicato dallo IASB in data 28 maggio 2014 che sostituisce lo IAS 18 – Ricavi, lo IAS 11 – Lavori su ordinazione, le interpretazioni SIC 31, IFRIC 13 e IFRIC 15. Il nuovo standard si applica a tutti i contratti con clienti, eccezion fatta per i contratti che rientrano nell'ambito di applicazione dello IAS 17 – Leasing, per i contratti assicurativi e per gli strumenti finanziari. 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 sarà applicabile a decorrere dal 1° gennaio 2018.

Modifiche a IFRS 10, IFRS 11 e IAS 28 – Entità d'investimento: applicazione della deroga al consolidamento. Il documento, pubblicato dallo IASB in data 18 dicembre 2014, introduce le seguenti modifiche:

- l'esenzione dalla redazione del bilancio consolidato per una sub-holding è concessa anche a una holding che è una controllata di una *investment entity*;
- la richiesta, per una *investment entity*, di consolidare una controllata che fornisce servizi collegati alle sue attività di investimento si applica solo per le controllate che non siano anche esse stesse delle *investment entities*;
- nell'applicare il metodo del patrimonio netto a una collegata o joint venture che è una *investment entity*, è possibile mantenere le valutazioni a fair value che la collegata o la joint venture hanno utilizzato, in relazione alle proprie controllate;

- una *investment entity* che valuta tutte le proprie controllate al fair value deve fornire l'informativa richiesta dall'Ifrs 12.

Ifrs 16 – Leases. Principio pubblicato dallo IASB in data 13 gennaio 2016, destinato a sostituire il principio IAS 17 "Leasing", nonché le interpretazioni IFRIC 4 "Determinare se un accordo contiene un leasing", SIC 15 "Leasing operativo - Incentivi" e SIC 27 "La valutazione della sostanza delle operazioni nella forma legale del leasing". Il nuovo principio fornisce una nuova definizione di lease e introduce un criterio basato sul controllo (*right of use*) di un bene per distinguere i contratti di leasing dai contratti per servizi, individuando quali discriminanti: l'identificazione del bene, il diritto di sostituzione dello stesso, il diritto ad ottenere sostanzialmente tutti i benefici economici rivenienti dall'uso del bene e il diritto di dirigere l'uso del bene sottostante il contratto. La sua applicazione è prevista a partire dal 1° gennaio 2019. È consentita un'applicazione anticipata per le entità che applicheranno l'Ifrs 15. Nei prossimi mesi verranno avviate analisi dettagliate al fine di valutare gli effetti che deriveranno per il Gruppo dall'introduzione dell'Ifrs 16.

Modifiche allo IAS 12 – Iscrizione attività fiscali differite per perdite non realizzate. Documento emesso dallo IASB in data 19 gennaio 2016. Le modifiche, applicabili a partire dagli esercizi che iniziano il 1° gennaio 2017, chiariscono come contabilizzare un'attività fiscale differita relative a una passività finanziaria valutata al fair value. L'applicazione anticipata è consentita.

Modifiche allo IAS 7 – Informativa. Documento emesso dallo IASB in data 29 gennaio 2016. Le modifiche, applicabili a partire dagli esercizi che iniziano il 1° gennaio 2017, richiedono alle entità di fornire informazioni sulle variazioni delle proprie passività finanziarie, al fine di consentire agli utilizzatori di meglio valutare le ragioni sottostanti le variazioni dell'indebitamento dell'entità.

Relativamente ai nuovi principi applicabili a partire dall'esercizio 2016 o successivi sono in corso le valutazioni per la loro corretta applicazione e le analisi sugli impatti presumibili sui prossimi bilanci.



V. 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 e controllo dei rischi derivanti da strumenti finanziari (rischio di liquidità, rischio di cambio, rischio tassi di interesse, rischio di credito) e del rischio prezzo *commodity*, legato alla volatilità dei prezzi delle *commodity* energetiche.

1. RISCHI FINANZIARI

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

a) Rischio di liquidità

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

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

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

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

Viene costantemente monitorata la situazione finanziaria attuale, prospettica e la disponibilità di adeguati affidamenti bancari e non si evidenziano criticità per la copertura degli impegni finanziari di breve termine. Al 31 dicembre 2015 gli affidamenti bancari a breve termine utilizzati dalla Capogruppo sono pari a 72 mila euro.

La tabella sottostante fornisce l'indicazione dei flussi di cassa nominali previsti per l'estinzione delle Passività finanziarie:

	migliaia di euro				
	Valore contabile	Flussi finanziari contrattuali	entro i 12 mesi	1-5 anni	Oltre 5 anni
Debiti per mutui e bond (*)	2.816.468	(3.278.386)	(228.044)	(1.562.564)	(1.487.778)
Coperture rischio tasso	32.369	(32.369)	(10.694)	(21.799)	124

(*) Il valore contabile include i mutui quota a lungo e quota a breve

I flussi finanziari previsti per l'estinzione delle altre passività finanziarie, diverse da quelle verso finanziatori, non si discostano significativamente dal valore contabile riportato in bilancio.

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 2015 al Gruppo Iren sono stati erogati nuovi finanziamenti a medio-lungo termine per complessivi 800 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 31.12.2015 il debito residuo per mutui risulta contrattualizzato per il 69% a tasso fisso e per il 31% 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. Alla data del 31 dicembre 2015 tutti i contratti stipulati soddisfano il requisito di limitare l'esposizione al rischio di oscillazione del tasso di interesse e, salvo per alcune posizioni con impatti non significativi, soddisfano altresì i requisiti formali per l'applicazione dell'*hedge accounting*.

I contratti di copertura stipulati, congiuntamente con i finanziamenti a tasso fisso, permettono di coprire dal rischio di crescita dei tassi di interesse circa l'83% dell'indebitamento finanziario lordo, in linea con l'obiettivo del gruppo IREN di mantenere un equilibrato rapporto tra posizioni a tasso variabile e posizioni a tasso fisso o comunque protette da significativi rialzi del tasso di interesse.

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

Relativamente agli oneri finanziari tale analisi è stata effettuata, sulla base di presupposti di ragionevolezza, secondo le seguenti modalità:

- una variazione teorica in aumento ed in diminuzione di 100 *basis points* dei tassi di interesse euribor rilevati nel corso dell'esercizio è stata applicata all'indebitamento finanziario netto;
- in caso sia esistente una relazione di copertura lo shock sui tassi è stato applicato congiuntamente alla posizione debitoria ed al relativo strumento derivato di copertura con un effetto netto a conto economico sostanzialmente contenuto;
- la variazione dei tassi è stata altresì applicata alla quota di interessi passivi che sono stati capitalizzati nell'esercizio;

Con riferimento ai contratti derivati di copertura esistenti alla data di chiusura dell'esercizio è stata applicata una traslazione teorica in aumento ed in diminuzione di 100 *basis points* delle curve *forward* dei tassi di interesse impiegate per la determinazione dei fair value dei contratti stessi.



Nella seguente tabella sono riportati i risultati dell'analisi di sensitività anzi illustrata svolta con riferimento alla data del 31 dicembre 2015.

	migliaia di euro	
	aumento di 100 bps	diminuzione di 100 bps
Incremento (diminuzione) degli oneri finanziari netti	5 496	(5.407)
Incremento (diminuzione) degli oneri da fair value contratti derivati	2 331	(2.605)
Incremento (diminuzione) della riserva copertura flussi finanziari	14 466	(15.373)

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 consegue in particolare alla 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 adeguata, 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 le azioni di mitigazione, inoltre è stato attivato un progetto, a guida del Credit Manager, finalizzato ad implementare specifici programmi di recupero ed a rivedere i processi di controllo e monitoraggio del credito scaduto.

Su base trimestrale, la Direzione Risk Management si occupa di raccogliere, integrare e valutare 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. È stato sviluppato inoltre un dettagliato reporting ad hoc sui crediti relativi a servizi cessati e alle massime esposizioni in termini di credito scaduto.

In relazione alla concentrazione del credito si segnalano i rapporti tra le controllate Iren Servizi e Innovazione e AMIAT ed il Comune di Torino. Per maggiori dettagli si rimanda in particolare alla nota di commento 8 Attività finanziarie non correnti del bilancio consolidato.

3. RISCHIO ENERGETICO

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

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

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

Nel mese 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. Nel mese di settembre 2015 è poi stata stipulata un'ulteriore operazione della stessa natura a copertura dell'ultimo trimestre dell'anno per complessivi 686 GWh.

A copertura del portafoglio energetico del 2016, nei mesi da settembre a dicembre 2015 sono state stipulate operazioni di derivato su commodity (*Commodity swap* su indici TTF, PSV e Pfor) per un nozionale complessivo di 5,1 TWh.

Il Fair Value dei contratti in essere al 31 dicembre 2015 è complessivamente negativo e pari a 13.004 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 31 dicembre 2015 non sono peraltro presenti contratti finanziari che originano da tale attività e classificati nell'apposito Portafoglio di Trading.

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 dell'esercizio.

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

	31.12.2015		31.12.2014	
	Valore contabile	Fair Value	Valore contabile	Fair Value
Attività per contratti derivati di copertura				
Obbligazioni esigibili oltre 12 mesi (*)	(1.186.552)	(1.299.492)	(815.095)	(903.692)
Mutui quota non corrente	(1.477.052)	(1.592.369)	(1.352.935)	(1.407.958)
Mutui quota corrente	(152.865)	(191.569)	(212.244)	(251.513)
Passività per contratti derivati di copertura	(32.369)	(32.369)	(39.884)	(39.884)
Totale	(2.848.838)	(3.115.799)	(2.420.158)	(2.603.047)

(*) Il fair value del Put Bond al 31.12.2015 è pari a 189.926 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).

	migliaia di euro			
31.12.2015	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		(45.372)		(45.372)
Totale complessivo	388	(45.372)		(44.984)

	migliaia di euro			
31.12.2014	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.

GESTIONE DEL CAPITALE

Le politiche di gestione del capitale del Consiglio di Amministrazione prevedono il mantenimento di un livello elevato di capitale proprio al fine di mantenere un rapporto di fiducia con gli investitori, i creditori ed il mercato, consentendo altresì lo sviluppo futuro dell'attività.

Il Consiglio di Amministrazione monitora il rendimento del capitale ed il livello di dividendi da distribuire ai detentori di azioni ordinarie e ha l'obiettivo di mantenere un equilibrio tra l'ottenimento di maggiori rendimenti tramite il ricorso ad indebitamento e i vantaggi e la sicurezza offerti da una solida situazione patrimoniale.



VI. INFORMATIVA SUI 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").

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

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

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.

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.

Per il 2015, 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 perimetro di consolidamento fiscale, oltre alla consolidante Iren S.p.A., include 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 (dal 1° ottobre 2015 incorporata in Iren Energia), Eniatiel, Tecnoborgo, Iren Ambiente, Iren Emilia, Genova Reti Gas, Iren Ambiente Holding, 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 dello stesso, è stato redatto salvaguardando i principi sopra enunciati.

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

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.

Opzione per l'IVA di Gruppo - Da un punto di vista procedurale, per l'esercizio 2015, la liquidazione dell'IVA di Gruppo ha comportato 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 hanno partecipato 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., Genova Reti Gas S.r.l., Iren Ambiente S.p.A., Iren Emilia S.p.A., Iren Rinnovabili S.p.A., Enia Solaris S.p.A., Idrotigullio S.p.A., TLR V S.p.A., Mediterranea delle Acque S.p.A., Nichelino Energia S.r.l. (incorporata in Iren Energia con efficacia 1° ottobre 2015), Greensource, Millenaria Fotovoltaico, Varsi Fotovoltaico, OC. Clim, Iren Ambiente Holding S.p.A., Tecnoborgo ed Agiren.

Altre operazioni significative con società collegate

Nel corso 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.

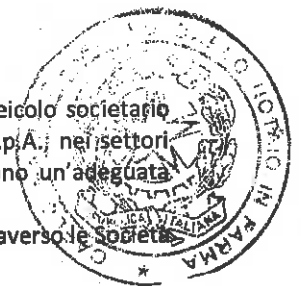
A seguito dell'avvio del termovalorizzatore di TRM S.p.A., avvenuto nel corso del 2013, sono stati attivati i seguenti contratti con la società collegata:

- "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 *Addenda* sottoscritti nel 2013, nel 2014 e nel 2015, tutti 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.

Il Gruppo Iren, attraverso 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.

Mediterranea delle Acque S.p.A. (controllata da Iren Acqua Gas), 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.

Il Gruppo, per tramite di 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, con decorrenza dal 1° gennaio 2015, è stato stipulato un contratto di conto corrente tra la Città di Torino e AMIAT S.p.A. per la gestione dei crediti scaduti relativi alle attività di cui sopra.

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. La Società ha rapporti di natura finanziaria con il Gruppo Intesa San Paolo, che riguardano principalmente diverse forme di finanziamento quali mutui, linee di credito e conti correnti.

Rapporti con altre parti correlate

In base al "Regolamento Interno in materia di operazioni con parti correlate", sono state qualificate come parti correlate le società controllate, direttamente o indirettamente, dai Comuni soci capoluogo di provincia, sottoscrittori dei vigenti patti parasociali e non recedenti dai medesimi.

I rapporti con tali parti sono prevalentemente di natura commerciale ed attinenti a servizi forniti alla generalità della clientela.

In particolare si segnala che al fine di 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 soci e società correlate sono riportate nelle Note esplicative del bilancio consolidato nel paragrafo "X. Allegati al bilancio 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 risultano rapporti, oltre alle cariche ricoperte nelle società del Gruppo.



VII. ALTRE INFORMAZIONI

COMUNICAZIONE CONSOB N. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Eventi e operazioni significative non ricorrenti

Nel corso dell'esercizio 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 dell'esercizio 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 e alla salvaguardia del patrimonio aziendale o alla tutela degli azionisti di minoranza.

Pubblicazione del Bilancio

Il Bilancio è stato autorizzato alla pubblicazione dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. nella riunione del 15 marzo 2016. Il Consiglio di Amministrazione ha autorizzato il Presidente e l'Amministrazione Delegata ad apportare al bilancio quelle modifiche che risultassero necessarie od opportune per il perfezionamento della forma nel periodo di tempo intercorrente fino alla data di approvazione da parte dell'Assemblea degli Azionisti.

L'assemblea degli azionisti che sarà convocata per l'approvazione del bilancio separato della Capogruppo ha la facoltà di richiedere modifiche al suddetto bilancio consolidato.

VIII. 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 31/12/2015	F.do amm.to al 31/12/2015	Valore netto al 31/12/2015	Costo al 31/12/2014	F.do amm.to al 31/12/2014	Valore netto al 31/12/2014
Terreni	93.731	(1.551)	92.180	93.846	(1.551)	92.295
Fabbricati	424.815	(134.197)	290.618	421.074	(120.597)	300.477
Impianti e macchinari	4.203.496	(1.777.653)	2.425.843	4.143.399	(1.635.059)	2.508.340
Attrezzature ind.li e comm.li	103.566	(77.738)	25.828	103.212	(75.809)	27.403
Altri beni	159.709	(127.685)	32.024	193.451	(163.838)	29.613
Attività materiali in corso ed acconti	40.583		40.583	34.118		34.118
Totale	5.025.900	(2.118.824)	2.907.076	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	Variazione area di consolidamento	Riclassifiche	Svalutazione del periodo	Saldo finale
Terreni	93.846	63	(194)	10	6		93.731
Fabbricati	421.074	4.587	(1.621)	3.344	442	(3.011)	424.815
Impianti e macchinari	4.143.399	62.286	(18.833)	4	16.919	(279)	4.203.496
Attrezzature industriali e commerciali	103.212	4.646	(5.158)	736	130		103.566
Altri beni	193.451	14.843	(49.734)	920	231	(2)	159.709
Attività materiali in corso ed acconti	34.118	27.146	(2.953)		(17.728)		40.583
Totale	4.989.100	113.571	(78.493)	5.014	-	(3.292)	5.025.900



La movimentazione del fondo ammortamento delle attività materiali è esposta nella tabella seguente:

	Saldo iniziale	Ammortamento del periodo	Decrementi	Variazione area di consolidamento	Saldo finale
	migliaia di euro				
F.do amm.to terreni	(1.551)			-	(1.551)
F.do amm.to fabbricati	(120.597)	(14.781)	1.584	(403)	(134.197)
F.do amm.to impianti e macchinari	(1.635.059)	(157.770)	17.796	(2.620)	(1.777.653)
F.do amm.to attrezza. ind.li e comm.li	(75.809)	(6.956)	2.698	2.329	(77.738)
F.do amm.to altri beni	(163.838)	(9.214)	46.178	(811)	(127.685)
Totale	(1.996.854)	(188.721)	68.256	(1.505)	(2.118.824)

La colonna variazione area di consolidamento si riferisce ai saldi acquisti in data 1° luglio 2015 relativi alla società Acquedotto Savona e al cd "Ramo Ligure".

Terreni e fabbricati

Tale voce include principalmente i fabbricati industriali connessi agli impianti del gruppo e i connessi 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 62.286 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 18.562 migliaia di euro;
- posa di contatori elettronici per clienti finali biorari e nuovi allacci alla rete di distribuzione di energia elettrica per 19.094 migliaia di euro;
- investimenti sulle centrali di cogenerazione e idroelettriche per 7.808 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 dell'esercizio 2015, pari a complessivi 188.721 migliaia di euro sono stati calcolati sulla base delle aliquote indicate nel bilancio annuale 2015 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 31/12/2015	F.do amm.to al 31/12/2015	Valore netto al 31/12/2015	Costo al 31/12/2014	F.do amm.to al 31/12/2014	Valore netto al 31/12/2014
Terreni	2.568		2.568	2.861		2.861
Fabbricati	13.955	(2.375)	11.580	12.618	(1.052)	11.566
Totale	16.523	(2.375)	14.148	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 31/12/2015	F.do amm.to al 31/12/2015	Valore netto al 31/12/2015	Costo al 31/12/2014	F.do amm.to al 31/12/2014	Valore netto al 31/12/2014
Costi di sviluppo	751	(745)	6	526	(526)	-
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	35.052	(10.486)	24.566	146.287	(121.492)	24.795
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.821.712	(681.900)	1.139.812	1.645.862	(577.448)	1.068.414
Altre immobilizzazioni immateriali	101.162	(48.413)	52.749	67.350	(37.912)	29.438
Immobilizzazioni in corso e acconti	146.318	-	146.318	112.023	-	112.023
Totale	2.104.995	(741.544)	1.363.451	1.972.048	(737.378)	1.234.670

La movimentazione del costo storico delle attività immateriali è esposta nella tabella seguente:

	migliaia di euro						
	Saldo iniziale	Incrementi	Decrementi	Variazione area di consolidamento	Riclassifiche	Svalutazione del periodo	Saldo finale
Costi di sviluppo	526	414	(163)	-	625	(651)	751
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	146.287	5.163	(117.239)	466	375	-	35.052
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.645.862	60.431	(882)	81.870	35.567	(1.136)	1.821.712
Altre immobilizzazioni immateriali	67.350	44.428	(10.667)	51	-	-	101.162
Immobilizzazioni in corso e acconti	112.023	67.675	-	3.195	(36.567)	(8)	146.318
Totale	1.972.048	178.111	(128.951)	85.582	-	(1.795)	2.104.995

La movimentazione del fondo ammortamento delle attività immateriali è esposta nella tabella seguente:

	migliaia di euro					
	Saldo iniziale	Ammortamento del periodo	Decrementi	Variazione area di consolidamento	Riclassifiche	Saldo finale
F.amm.to costi di sviluppo	(526)	(166)	163	-	(216)	(745)
F.amm.to dir. brevetto ind.le e utilizzo opere dell'ingegno	(121.492)	(9.576)	121.097	(432)	(83)	(10.486)
F.amm.to concessioni, licenze, marchi e diritti simili	(577.448)	(59.659)	31	(46.627)	1.803	(681.900)
F.amm.to altre immobilizzazioni immateriali	(37.912)	(9.138)	141	-	(1.504)	(48.413)
Totale	(737.378)	(78.539)	121.432	(47.059)	-	(741.544)

La colonna variazione area di consolidamento si riferisce ai saldi acquisti in data 1° luglio 2015 relativi alla società Acquedotto Savona e al cd "Ramo Ligure".

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;

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 126.723 migliaia di euro (124.407 migliaia di euro 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 Eni 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).

La variazione rispetto al 31 dicembre 2014 di 2.316 migliaia di euro si riferisce all'acquisizione del c.d. "Ramo Ligure" da parte di Iren Acqua Gas e della sua controllata Acquedotto di Savona S.p.A., acquisiti da Acque Potabili S.p.A..

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.

La struttura del test di impairment del Gruppo Iren risulta organizzata su 2 livelli:

- Per Unità generatrici di cassa, corrispondenti ai settori di attività rappresentati nella premessa delle presenti note, sulla base dell'ipotesi di Piano industriale prospettico del Gruppo. Tale metodologia consente la verifica più efficace degli avviamenti e dei piani di investimento futuri e fornisce un'analisi omogenea alle informazioni comunicate al mercato. In particolare le Unità generatrici di cassa sono rappresentate da Infrastrutture energetiche, Generazione, Mercato, Servizio Idrico Integrato, Ambiente.
- Per Società di Primo Livello (Iren Acqua Gas, Iren Ambiente, Iren Ambiente Holding, Iren Emilia, Iren Energia e Iren Mercato) al verificarsi di impairment trigger specifici con particolare riferimento ai tangible asset ed alla recuperabilità del valore delle proprie partecipazioni.

La procedura dell'impairment test al 31 dicembre 2015 è stata posta in essere in continuità metodologica con quella adottata al 31 dicembre 2014.

Nell'ambito delle valutazioni effettuate si evidenzia che l'importo recuperabile è stato determinato quantificando il valore d'uso o basandosi sul fair value al netto dei costi di vendita. Per la valutazione del valore in uso, al fine di ottenere la miglior stima effettuabile, sono stati utilizzati i flussi di cassa operativi pre-tax, che derivano dalle proiezioni economiche e finanziarie più recenti, con un orizzonte esplicito di piano di 5 anni ed il terminal value pre-tax calcolato con la metodologia della rendita perpetua, se applicabile, seguendo una logica industriale di continuità su tutti i business. Si evidenzia che gli investimenti contenuti nei flussi economici di piano includono investimenti di mantenimento degli



impianti e delle infrastrutture, coerenti con l'ipotesi di continuità operativa. Come metodo di controllo si è utilizzata la media tra rendita perpetua e capitale investito netto. Tale assunto si fonda sul ragionevole presupposto che, in caso di uscita dal business, il valore di riscatto sia almeno pari al valore del capitale investito netto.

Il tasso di attualizzazione, definito dal costo medio ponderato pre tax del capitale (WACC), è calcolato in via specifica per ogni SBU e risulta compreso nel range tra 5,50% e 8,90% a seconda della specifica linea di business.

In linea generale ed in ottica prudenziale, è stato utilizzato un tasso di crescita "g" per il calcolo del terminal value pari a zero a valori reali. Nel caso di piani utilizzati stand alone a valori nominali è stato utilizzato un tasso di crescita g pari all'inflazione programmata (1,5%).

L'impairment test effettuato al 31 dicembre 2015 sulle Unità generatrici di cassa, corrispondenti ai settori di attività rappresentati nella premessa delle presenti note, non ha evidenziato perdite di valore.

L'impairment di secondo livello effettuato dalle singole SPL non ha evidenziato necessità decrementi di valore di Società Collegate, joint Venture ed Altre società partecipate.

Si segnala che per tutte le Unità generatrici di cassa il valore recuperabile è superiore rispetto al valore contabile. Tale differenza risulta particolarmente sensibile alla variazione del costo medio ponderato pre tax del capitale (WACC) ed alla definizione del Terminal Value. La definizione delle due variabili indicate segue un approccio prudenziale sia nelle logiche di costruzione che nel valore assoluto. Sono stati effettuati gli opportuni stress test sulla sensitività del valore recuperabile al peggioramento delle due variabili evidenziate senza l'emersione di problematiche significative.

Alla luce dell'attuale situazione di volatilità dei mercati e di incertezza sulle prospettive economiche future, la società ritiene opportuno evidenziare che i business regolati sono soggetti ad una specifica normativa di settore che ne disciplina le marginalità; pertanto tali business hanno una marginalità stabile e prevedibile anche in periodi di turbolenza dei mercati.

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 31 dicembre 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	Rivalutazioni- svalutazioni per equity	Distribuzione dividendi	Altri movimenti	migliaia di euro 31/12/2015
Acque Potabili (già Sviluppo Idrico)	12.008	-	662	(19.408)	27.722	20.984
Iren Rinnovabili	16.561	-	(176)	-	(38)	16.347
OLT Offshore LNG	29.622	4.082	(14.931)	-	-	18.773
Società Acque Potabili	27.337	385	-	-	(27.722)	-
TOTALE	85.528	4.467	(14.445)	(19.408)	(38)	56.104

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.

Gli incrementi si riferiscono sostanzialmente alla classificazione del credito di Iren Mercato verso ASA riferibile alla partecipazione di quest'ultima in OLT Offshore LNG per 4,1 milioni di euro.

Le "Rivalutazioni-svalutazioni per equity" si riferiscono sostanzialmente all'adeguamento del valore di iscrizione della partecipazione in OLT Offshore LNG al pro-quota del suo patrimonio netto.

Partecipazioni in società collegate

	31/12/2014	Incrementi- Decrementi	Rivalutazioni- svalutazioni per equity	Distribuzione dividendi	Valutazioni con effetto diretto a PN	Altri movimenti	migliaia di euro 31/12/2015
A2A Alfa	463	-	(18)	-	-	-	445
Acos	8.095	-	535	(109)	(6)	7	8.522
Acos Energia	885	-	284	-	-	-	1.169
Acquaenna	-	-	-	-	-	-	-
Aguas de San Pedro	6.320	-	-	(60)	-	-	6.260
Alga	285	-	(70)	-	-	-	215
Amat	3.071	-	28	-	-	-	3.099
Amter	658	-	(16)	-	-	-	642
Asa	24.090	-	4.999	-	625	13	29.727
Astea	20.576	-	617	(199)	(30)	(139)	20.825
Asti Energia Calore	-	10	(10)	-	-	-	-
Atena	6.494	-	807	(683)	(102)	(19)	6.497
Domus Acqua	72	-	40	-	-	-	112
Ecoprogetto Tortona	-	2.200	-	-	-	-	2.200
Fingas	5.314	-	494	-	-	-	5.808
Gica	-	-	-	-	-	-	-
Global Service	6	-	-	-	-	-	6
Il tempio	152	-	26	(70)	-	-	108
Iniziative Ambientali	496	-	(8)	-	-	-	488
Mestni Plinovodi	4.859	-	-	-	-	-	4.859
Mondo Acqua	142	-	426	-	-	-	568
Nord Ovest Servizi	3.405	970	-	-	-	-	4.375
Rio Riazzone	222	-	2	-	-	-	224
Salerno Energia Vendite	1.939	-	804	(489)	-	-	2.254
Sea Power & Fuel	3	(3)	-	-	-	-	-
Sinergie Italiane	-	-	-	-	-	-	-
Sosel	777	-	194	(22)	-	-	949
Tirana Acque	-	-	-	-	-	-	-
TRM V	60.752	-	(991)	-	2.972	511	63.244
Valle Dora Energia	498	-	48	-	-	-	546
TOTALE	149.574	3.177	8.191	(1.632)	3.459	373	163.142

Le valutazioni con effetto diretto a patrimonio netto, positive per 3.461 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.

Relativamente alla partecipazione in Sinergie Italiane, il cui valore contabile è nullo, si segnala il fondo rischi per 10.000 migliaia di euro dovuto al rischio di copertura di perdite della partecipata.



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 31 dicembre 2015 è riportato in allegato.

Le variazioni intervenute nell'esercizio sono presentate nella tabella esposta nel seguito:

	migliaia di euro		
	31/12/2014	Incrementi	31/12/2015
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	2.294	-	2.294
Consorzio Italiano Compostatori	3	-	3
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
Italeko AD.	11	-	11
RE Innovazione	8	4	12
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	4	17.821

NOTA 7_CREDITI COMMERCIALI NON CORRENTI

La voce ammonta a 73.788 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 53.012 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	
	31/12/2015	31/12/2014
Crediti finanziari non correnti vs joint venture	30.236	30.839
Crediti finanziari non correnti vs Collegate	1.043	1.194
Crediti finanziari non correnti vs soci parti correlate	20.098	32.141
Crediti finanziari non correnti vs altri	1.599	2.225
Totale	52.976	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 (4.258 migliaia di euro), Millenaria (1.612 migliaia di euro) e Varsi (1.366 migliaia di euro).

I crediti finanziari verso collegate si riferiscono a crediti verso le società Acquaenna, Aiga e Asti Energia Calore i cui singoli importi non sono significativi.

I crediti verso soci parti correlate riguardano crediti verso il Comune di Torino per 19.614 migliaia di euro e crediti verso il Comune di Genova per 484 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 179.256 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	
	31/12/2015	31/12/2014
Crediti commerciali per servizi per fatture emesse	50.595	135.186
Crediti commerciali per servizi per fatture da emettere	5.918	8.095
Crediti commerciali per forniture di energia elettrica e altro	8.256	14.755
Fondo svalutazione crediti	(7.770)	(5.388)
Totale crediti commerciali	56.999	152.648
Crediti finanziari in conto corrente quota non corrente	19.614	31.644
Totale crediti finanziari non correnti	19.614	31.644
Crediti finanziari in conto corrente quota corrente	99.899	16.100
Crediti finanziari per interessi	2.744	3.208
Totale crediti finanziari correnti	102.643	19.308
Totale	179.256	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 (77.430 migliaia di euro al 31 dicembre 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 prudenziale 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 102,6 milioni di euro.

L'esposizione complessiva del Gruppo Iren nei confronti del Comune di Torino è diminuita rispetto al 31 dicembre 2014 di 24.344 migliaia di euro.

NOTA 9 _ALTRE ATTIVITA' NON CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2015	31/12/2014
Depositi cauzionali	11.291	13.136
Crediti di natura tributaria oltre 12 mesi	17.722	14.067
Altre attività non correnti	3.281	4.051
Ratei e risconti attivi non correnti	11.004	15.752
Totale	43.298	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 252.812 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.

La riduzione rispetto al 31 dicembre 2014 è dovuta soprattutto al ricalcolo delle imposte anticipate nette a seguito della riduzione dell'aliquota IRES dal 27,5% al 24% a partire dal 2017 (Legge di Stabilità del 2016).

Per ulteriori informazioni si rimanda alla nota del conto economico "Imposte sul reddito", nota 43 e al prospetto riportato in allegato.

ATTIVITÀ CORRENTI

NOTA 11_RIMANENZE

Le rimanenze, valorizzate al 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	
	31/12/2015	31/12/2014
Materie prime	128.440	120.013
Fondo svalutazione magazzino	(41.731)	(39.680)
Valore netto	86.709	80.333
Lavori in corso su ordinazione	9.628	1.326
Totale	96.337	81.659

L'aumento delle materie prime di periodo consegue essenzialmente all'incremento degli stoccaggi gas. L'incremento dei lavori in corso su ordinazione è principalmente dovuto all'avanzamento del progetto IP Torino Led.

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 31 dicembre 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	
	31/12/2015	31/12/2014
Crediti verso clienti	840.544	878.030
Fondo svalutazione crediti	(153.566)	(142.578)
Crediti verso clienti netti	686.978	735.452
Crediti commerciali verso joint ventures	7.469	17.676
Crediti commerciali verso collegate	23.857	27.370
Crediti commerciali verso altre Imprese del gruppo	31.118	19.578
Crediti commerciali verso soci parti correlate	102.899	186.804
Fondo svalutazione crediti verso soci parti correlate	(11.299)	(8.916)
Totale	841.022	977.964

La riduzione dei crediti consegue essenzialmente al decremento dei crediti commerciali vs soci parti correlate per 83.915 migliaia, principalmente per le ragioni esposte alla nota 8 e alla riduzione dei crediti netti verso clienti.

Si segnala che al 31 dicembre 2015 sono state effettuate operazioni di factoring con *derecognition* del credito per complessive 61.746 migliaia di euro.



I crediti commerciali, al lordo del fondo svalutazione crediti, sono dettagliati per scadenza come segue:

	migliaia di euro	
	31/12/2015	31/12/2014
Non scaduti	585.063	582.857
Scaduti da 0 a 3 mesi	115.029	158.753
Scaduti da 3 a 12 mesi	80.460	144.633
Scaduti oltre 12 mesi	225.335	243.215
Totale	1.005.887	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 153.566 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. 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 maggiori dettagli si rimanda alla tabella dei rapporti con parti correlate riportata in allegato.

Crediti verso altre imprese del gruppo

Riguardano crediti verso le imprese controllate dagli enti territoriali proprietari (Comuni di Genova, Parma, Piacenza, Reggio Emilia e Torino) 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 11.299 migliaia di euro (8.916 migliaia di euro 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	Accantonamenti del periodo	Utilizzi	Rilascio	Riclassifiche	Variazione area di consolidamento	31/12/2015
Fondo svalutazione crediti	142.578	49.204	(41.195)	(2.240)	2.415	2.804	153.566
Fondo svalutazione crediti vs soci parti correlate	8.916	435	-	-	1.948	-	11.299
Totale	151.494	49.639	(41.195)	(2.240)	4.363	2.804	164.865

Il fondo è stato utilizzato per fare fronte a perdite su crediti. L'accantonamento dell'esercizio tiene conto, oltre alle consuete e approfondite analisi, dell'attuale congiuntura economica.

NOTA 13_CREDITI PER IMPOSTE CORRENTI

Ammontano a 19.991 migliaia di euro (19.334 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e comprendono i crediti verso l'erario per IRES e IRAP.

NOTA 14_CREDITI VARI E ALTRE ATTIVITA' CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2015	31/12/2014
Crediti per imposta governativa erariale/UTIF	1.700	65.388
Credito verso Erario per IVA	13.859	4.027
Altri crediti di natura tributaria	5.609	3.956
Crediti tributari entro 12 mesi	21.168	73.371
Crediti verso CCSE	72.780	56.540
Crediti per certificati verdi	20.387	43.939
Crediti per anticipi a fornitori	9.564	4.285
Altre attività correnti	18.211	32.464
Altre attività correnti	120.942	137.228
Ratei e risconti	21.256	22.835
Totale	163.366	233.434

Si segnala che al 31 dicembre 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 45.915 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.

In relazione ai crediti verso la Cassa Conguaglio Settore Elettrico (CCSE) si segnala che una quota degli importi esposti potrebbe non essere esigibile entro i 12 mesi successivi.

NOTA 15_ATTIVITA' FINANZIARIE CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2015	31/12/2014
Crediti finanziari verso joint venture	444.202	437.762
Crediti finanziari verso collegate	386	4.423
Crediti finanziari verso Comuni soci parti correlate	102.643	19.308
Crediti finanziari verso altri	4.071	9.808
Totale	551.302	471.301

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.



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 2.384 migliaia di euro (2.418 migliaia al 31 dicembre 2014) e i crediti verso il Gruppo Iren Rinnovabili per 2.818 (2.344 al 31 dicembre 2014).

Crediti finanziari verso collegate

La voce 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. Al 31 dicembre 2014 erano presenti crediti verso la società collegata ASA 4.082 migliaia di euro.

Crediti finanziari verso soci parti correlate

Riguardano crediti sui quali maturano interessi a favore del Gruppo e ammontano a 102.643 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" (19.614 migliaia di euro).

Crediti finanziari verso altri

Comprendono crediti per dividendi da incassare di società collegate, ratei e risconti attivi aventi natura finanziaria, crediti finanziari diversi e titoli di stato classificati come disponibili per la vendita. 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	
	31/12/2015	31/12/2014
Depositi bancari e postali	137.948	50.387
Denaro e valori in cassa	1.628	1.207
Altre disponibilità liquide	7	7
Totale	139.576	51.601

Le altre disponibilità liquide equivalenti rappresentano impieghi finanziari a breve termine e ad alta liquidità che sono 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 5.420 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.

Per 158 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2014) si riferiscono alla società collegata Piana Ambiente.

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 842 migliaia di euro riferiti alle partecipazioni in VEA Energia Ambiente e Valfontanabuona Sport che sono state cedute nel corso dell'esercizio 2015.



PASSIVO

NOTA 18_PATRIMONIO NETTO

Il patrimonio netto risulta essere così composto:

	migliaia di euro	
	31/12/2015	31/12/2014
Capitale sociale	1.276.226	1.276.226
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo	429.444	401.198
Risultato netto del periodo	118.193	85.795
Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo	1.823.863	1.763.219
Capitale e riserve di pertinenza di Terzi	215.923	213.736
Utile (perdita) di pertinenza di Terzi	21.880	16.594
Totale patrimonio netto consolidato	2.061.666	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

Il dettaglio della voce è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2015	31/12/2014
Riserva sovrapprezzo azioni	105.102	105.102
Riserva legale	39.360	36.855
Riserva copertura flussi finanziari	(36.665)	(39.695)
Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	321.647	298.936
Totale riserve	429.444	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 Enla 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 dell'esercizio 2015 si sono incrementate principalmente per gli utili portati a nuovo dell'esercizio 2014, per la quota efficace delle variazioni di *fair value* degli strumenti derivati di copertura e per gli utili attuariali relativi ai benefici ai dipendenti. 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 2.698.648 migliaia di euro (2.210.821 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e sono composte da:

Obbligazioni

Ammontano a 1.186.551 migliaia di euro (815.095 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e sono posizioni relative alla Capogruppo per:

- 155.311 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 terza asta è stata completata a settembre 2015, con la definizione del *credit spread* per il periodo settembre 2015 - settembre 2017. L'importo si riferisce al valore a costo ammortizzato, in ossequio ai principi IAS;
- 1.031.240 migliaia di euro (658.474 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) riferiti ad emissioni di Private Placement e Public Bond. Private Placement: a) Notes scadenza 2020, cedola 4,37%, importo di emissione 260 milioni, attualmente in circolazione per 200,5 milioni a seguito di riacquisti (*tender offer*) eseguiti a dicembre; b) Notes scadenza 2019, cedola 3%, importo di emissione 100 milioni, attualmente in circolazione per 90,1 milioni a seguito di *tender offer* come sopra. Public Bond: a) Notes scadenza 2021, cedola 3%, importo di emissione 300 milioni, attualmente in circolazione per 250,019 milioni a seguito di riacquisti come sopra; b) Notes scadenza 2022, cedola 2,75%, importo 500 milioni, emissione inaugurale a novembre 2015, a fronte di un programma EMTN per complessivi 1 miliardo di euro. I prestiti obbligazionari sono stati sottoscritti da investitori istituzionali italiani ed esteri e sono quotati alla Borsa Irlandese; ai Public Bond è attribuito rating Fitch. 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 1.477.052 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:

	a tasso fisso	a tasso variabile	TOTALE
tasso min/max	2,79% - 5,50%	0,05% - 2,76%	
periodo di scadenza	2017-2027	2017-2030	
2017	109.869	48.568	
2018	62.129	292.127	
2019	58.845	298.427	
2020	61.085	62.067	
successivi	368.771	115.164	
Totale debiti 31/12/2015	660.699	816.353	1.477.052
Totale debiti 31/12/2014	749.077	603.858	1.352.935

migliaia di euro



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:

	31/12/2014					migliaia di euro
	Totale debiti	Incrementi	Variazione area consolidamento	Riduzioni	Rettifica costo ammortizzato	31/12/2015 Totale debiti
- a tasso fisso	749.077	0	0	(88.556)	178	660.699
- a tasso variabile	603.858	300.000	0	(87.063)	(442)	816.353
TOTALE	1.352.935	300.000	0	(175.619)	(264)	1.477.052

Il totale dei debiti a medio lungo termine al 31 dicembre 2015 risulta in aumento rispetto al 31 dicembre 2014, per effetto delle seguenti variazioni:

- incrementi per complessivi 300 milioni di euro, a fronte di erogazione alla Capogruppo di nuovi finanziamenti: Unicredit 50 mil. e Cassa Depositi e Prestiti 100 mil. erogati a gennaio, Banca Intesa 50 mil. e Mediobanca 50 mil. erogati a luglio, BEI 50 mil. prima erogazione a dicembre, a valere sul finanziamento di complessivi 150 mil. per il progetto servizi idrici Genova e Parma;
- riduzione per complessivi 175.619 migliaia di euro, sia a fronte del rimborso anticipato di finanziamenti (21 mil. a tasso variabile della Capogruppo verso BEI e 1,8 mil. di Nichelino Energia), sia 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 35.045 migliaia di euro (42.792 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e si riferiscono per 32.369 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 2.676 migliaia di euro (2.907 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) a debiti finanziari diversi.

NOTA 20_BENEFICI AI DIPENDENTI

Nel corso dell'esercizio 2015 hanno avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2014	148.971
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	918
Oneri finanziari	1.602
Erogazioni dell'esercizio	(13.336)
(Utili) Perdite attuariali	(9.163)
Variazione area di consolidamento	1.014
Altre variazioni	5.086
Valore al 31/12/2015	135.092

La voce variazione area di consolidamento si riferisce ai saldi acquisti in data 1° luglio 2015 relativi alla società Acquedotto Savona e al cd "Ramo Ligure".

Le passività per benefici a dipendenti sono costituite da:

Trattamento di fine rapporto (TFR)

Nel corso dell'esercizio 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	378
Oneri finanziari	1.108
Erogazioni dell'esercizio	(11.772)
(Utili) Perdite attuariali	(4.367)
Variazione area di consolidamento	1.014
Altre variazioni	27
Valore al 31/12/2015	96.546

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	61
Oneri finanziari	32
Erogazioni dell'esercizio	(96)
(Utili) Perdite attuariali	(180)
Riclassifiche	(1.325)
Altre variazioni	9
Valore al 31/12/2015	3.176

Premio fedeltà

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2014	2.201
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	161
Oneri finanziari	28
Erogazioni dell'esercizio	(419)
(Utili) Perdite attuariali	(151)
Riclassifiche	1.325
Altre variazioni	(13)
Valore al 31/12/2015	3.132



Agevolazioni tariffarie

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2014	31.058
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	318
Oneri finanziari	426
Erogazioni dell'esercizio	(974)
(Utili) Perdite attuariali	(4.444)
Altre variazioni	478
Valore al 31/12/2015	26.862

Fondo Premungas

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2014	879
Oneri finanziari	8
Erogazioni dell'esercizio	(75)
(Utili) Perdite attuariali	(21)
Altre variazioni	4.585
Valore al 31/12/2015	5.376

Ipotesi attuariali

La valutazione delle passività espone in precedenza è effettuata da attuari indipendenti.

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	0,91% - 2,03%
Tasso annuo di inflazione	1,50% - 2,00%
Tasso annuo di incremento del costo dell'energia elettrica	1,50% - 2,00%
Tasso annuo incremento TFR	2,63% - 3,00%

In ottemperanza a quanto previsto dallo IAS19 vengono fornite le seguenti informazioni aggiuntive:

- analisi di sensitività per ciascuna ipotesi attuariale rilevante alla fine dell'esercizio, mostrando gli effetti che ci sarebbero stati a seguito delle variazioni delle ipotesi attuariale ragionevolmente possibili a tale data, in termini assoluti;
- indicazione del contributo per l'esercizio successivo;
- indicazione della durata media finanziaria dell'obbligazione per i piani a benefici definiti.

Di seguito si riportano tali informazioni.

	Variazione passività al variare del tasso di attualizzazione		Service cost 2016	Duration del piano
	+0,25%	-0,25%		
TFR	(1.858)	2.284	246	9,8
Mensilità Aggiuntive	(86)	90	110	7,8
Premio fedeltà	-	-	130	6,9
Agevolazioni tariffarie	(798)	841	162	12,9
Premungas	(105)	109	-	7,5

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 attualizzazione	Variazione area di consolidamento	Saldo finale	Quota corrente
mlgliaia di euro							
Fondo ripristino beni di terzi	122.293	13.241	(1.916)	408	516	134.642	2.442
Fondi post mortem	27.621	5.259	(4.518)	3.343	-	31.705	3.008
Fondo smantellamento e bonifica area	25.060	1.228	(686)	2.071	-	27.673	2.625
Fondo CIG/CIGS	15.351	889	(4.642)	-	-	11.598	753
Fondo oneri esodo personale	36.095	5.982	(10.324)	187	-	31.940	13.404
Fondo rischi su partecipazioni	10.695	-	(44)	-	-	10.651	10.651
Altri fondi per rischi ed oneri	164.276	48.330	(71.066)	654	304	142.498	65.522
Totale	401.391	74.929	(93.196)	6.663	920	390.707	98.405

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 Enia) 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 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 31 dicembre 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 11.598 migliaia di euro.

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 stima della 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.

La colonna decrementi comprende 4.363 migliaia di euro riclassificati nel fondo svalutazione crediti.

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 141.840 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.

La riduzione rispetto al 31 dicembre 2014 è dovuta soprattutto al ricalcolo delle imposte differite a seguito della riduzione dell'aliquota IRES dal 27,5% al 24% a partire dal 2017 (Legge di Stabilità del 2016).

Per ulteriori informazioni si rimanda alla nota del conto economico "Imposte sul reddito", nota 43 e al prospetto riportato in allegato.

NOTA 23_DEBITI VARI E ALTRE PASSIVITA' NON CORRENTI

Sono composti come riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2015	31/12/2014
Debiti oltre 12 mesi	35.548	42.092
Risconti passivi per contributi c/impianto - non correnti	165.639	154.889
Ratel e risconti passivi non correnti	4.022	3.644
Totale	205.209	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	
	31/12/2015	31/12/2014
Debiti verso istituti di credito	171.216	605.122
Debiti finanziari verso joint venture	1.369	5.378
Debiti finanziari verso società collegate	107	87
Debiti finanziari verso soci parti correlate	-	446
Debiti finanziari verso altri	28.915	51.377
Passività per strumenti derivati correnti	13.004	1.794
Totale	214.611	664.204



Debiti finanziari verso istituti di credito

I debiti verso istituti di credito a breve termine sono così suddivisi:

	migliaia di euro	
	31/12/2015	31/12/2014
Mutui – quota a breve	152.865	212.244
Altri debiti verso banche a breve	6.329	381.128
Ratei e risconti passivi finanziari	12.022	11.750
Totale	171.216	605.122

La sensibile riduzione degli altri debiti verso banche rispetto all'esercizio precedente, si riferisce principalmente al minor utilizzo delle linee di denaro caldo a breve riconducibile all'emissione del prestito obbligazionario da 500 milioni di euro che ha riposizionato parte dei debiti a breve nei debiti a lungo termine.

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 31 dicembre 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 (27.716 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	
	31/12/2015	31/12/2014
Debiti verso fornitori	667.139	788.426
Debiti commerciali verso joint venture	217	3.043
Debiti commerciali verso collegate	36.368	21.528
Debiti commerciali verso soci parti correlate	18.362	18.717
Debiti commerciali verso imprese minori del gruppo	8.191	21.794
Acconti esigibili entro 12 mesi	45.979	6.486
Depositi cauzionali entro 12 mesi	21.048	13.328
Vincoli da rimborsare entro 12 mesi	1.392	1.401
Totale	798.696	874.723

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	
	31/12/2015	31/12/2014
Debito per IVA	8.384	30.013
Debiti per IRPEF	9.279	12.097
Altri debiti tributari	11.526	8.523
Debiti tributari entro 12 mesi	29.189	50.633
Debiti verso dipendenti	33.672	31.812
Debiti verso CCSE	58.132	52.072
Debiti verso istituti previdenziali entro 12 mesi	17.208	24.479
Altre passività correnti	69.281	73.308
Altri debiti entro 12 mesi	178.293	181.671
Ratel e Riscconti passivi	12.751	16.279
Totale	220.233	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 21.687 migliaia di euro (1.869 migliaia di euro al 31 dicembre 2014), è comprensiva di debiti IRES e IRAP ed è stata determinata sulla base della stima delle imposte dell'esercizio.

NOTA 28_FONDI PER RISCHI ED ONERI QUOTA CORRENTE

La voce ammonta a 98.405 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 44.697 migliaia di euro;
- fondo oneri relativi all'obbligo di restituzione delle quote di emissione per 20.825 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 13.404 migliaia di euro;
- fondo ripristino beni di terzi per 2.442 migliaia di euro;
- fondo smantellamento e bonifica aree e fondi post mortem per 5.633 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

Non sono presenti passività correlate ad attività destinate ad essere cedute al 31 dicembre 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	
	31/12/2015	31/12/2014
Attività finanziarie a medio e lungo termine	(53.012)	(66.439)
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	2.698.648	2.210.821
Indebitamento finanziario netto a medio e lungo termine	2.645.636	2.144.382
Attività finanziarie a breve termine	(690.878)	(522.902)
Indebitamento finanziario a breve termine	214.611	664.204
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(476.267)	141.302
Indebitamento finanziario netto	2.169.369	2.285.684

Dettaglio Posizione Finanziaria Netta verso parti correlate

Le attività finanziarie a lungo termine sono relative per 19.614 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 484 migliaia di euro a crediti verso il Comune di Genova, per 1.043 migliaia di euro a crediti verso società collegate e per 30.236 migliaia di euro a crediti verso le joint ventures del Gruppo Iren Rinnovabili.

L'indebitamento finanziario a medio lungo termine si riferisce per 78.152 migliaia di euro a finanziamenti a medio lungo termine concessi dal Gruppo Intesa San Paolo.

Le attività finanziarie a breve termine sono relative per 102.643 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 2.384 migliaia di euro a crediti verso la joint venture Acque Potabili (già Sviluppo Idrico), per 2.818 migliaia di euro a crediti verso la joint venture Iren Rinnovabili e sue controllate, per 386 migliaia di euro a crediti verso società collegate i cui singoli importi sono trascurabili, per 3.487 migliaia di euro al saldo positivo di conti correnti bancari presso il Gruppo Intesa San Paolo. La parte restante, 1.873 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 38.941 migliaia di euro a finanziamenti a breve termine concessi dal Gruppo Intesa San Paolo. La parte restante, pari a 1.475 migliaia di euro, si riferisce a debiti verso il gruppo Iren Rinnovabili (1.369 migliaia di euro) e verso la società collegata Valle Dora Energia (107 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	
	31/12/2015	31/12/2014
A. Cassa	(139.576)	(51.601)
B. Altre disponibilità liquide (dettagli)		
C. Titoli detenuti per la negoziazione		
D. Liquidità (A) + (B) + (C)	(139.576)	(51.601)
E. Crediti finanziari correnti	(551.302)	(471.301)
F. Debiti bancari correnti	18.351	392.878
G. Parte corrente dell'indebitamento non corrente	152.865	212.244
H. Altri debiti finanziari correnti	43.395	59.082
I. Indebitamento finanziario corrente (F)+(G)+(H)	214.611	664.204
J. Indebitamento finanziario corrente netto (I) – (E) – (D)	(476.267)	141.302
K. Debiti bancari non correnti	1.477.052	1.352.935
L. Obbligazioni emesse	1.186.552	815.095
M. Altri debiti non correnti	35.045	42.791
N. Indebitamento finanziario non corrente (K) + (L) + (M)	2.698.649	2.210.821
O. Indebitamento finanziario netto (J) + (N)	2.222.382	2.352.123



IX. INFORMAZIONI SUL CONTO ECONOMICO

Le tabelle che seguono, ove non diversamente indicato, riportano i dati in migliaia di euro.

Il conto economico consolidato del Gruppo accoglie le grandezze economiche della controllata AMIAT dal 1° gennaio 2015 e della controllata Acquedotto Savona e del c.d. "Ramo Ligure" ex Acque Potabili S.p.A. dal 1° luglio 2015; i risultati economici dell'esercizio 2015 sono quindi influenzati dall'inclusione di tali entità nel perimetro di consolidamento.

RICAVI

NOTA 30_RICAVI PER BENI E SERVIZI

La voce in questione risulta pari a 2.849.677 migliaia di euro (2.641.714 migliaia di euro nell'esercizio 2014). Per maggiori dettagli sull'andamento dei ricavi per settori di attività si rimanda alle tabelle del paragrafo XI Informativa per settori di attività.

Si segnala che i contributi di allacciamento gas, energia elettrica, teleriscaldamento e del sistema idrico, compresi nella presente voce nell'esercizio 2014, sono ora esposti negli "Altri proventi". Il dato del corrispondente periodo comparativo è stato quindi riclassificato in tale voce; nell'esercizio 2014 tali contributi ammontavano a 12.694 migliaia di euro.

Si segnala infine che i ricavi di esercizi precedenti relativi alla gestione caratteristica sono esposti nella presente voce di bilancio a differenza di quanto era stato fatto nell'esercizio 2014 quando erano stati esposti nella voce "Altri proventi". Il dato del corrispondente periodo comparativo è stato quindi riclassificato per 20.542 migliaia di euro.

NOTA 31_VARIAZIONE DEI LAVORI IN CORSO

La voce, positiva, ammonta a 8.576 migliaia di euro (-212 migliaia di euro nell'esercizio 2014) e si riferisce principalmente alla contabilizzazione dei proventi relativi all'avanzamento del progetto Torino LED.

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	
	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Contributi c/impianto	8.505	7.769
Contributi allacciamento	8.448	12.694
Altri contributi	949	1.281
Totale	17.902	21.744

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 al bilancio 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	
	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Ricavi Emission Trading	2.538	2.293
Ricavi Certificati Verdi	82.787	84.723
Ricavi Certificati Bianchi	28.599	26.463
Totale	113.924	113.479

Proventi diversi

	migliaia di euro	
	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Ricavi da contratti di servizio	11.323	5.815
Ricavi da affitti attivi e noleggi	1.552	413
Plusvalenze da alienazione di beni	3.113	22.960
Rimborsi diversi	7.416	10.951
Proventi per Fair Value derivati sulle commodity	-	-
Altri ricavi e proventi	80.628	84.453
Totale	104.032	124.592

I proventi diversi nell'esercizio 2015 si riducono di circa 20 milioni di euro rispetto all'esercizio 2014 e tale contrazione è riconducibile principalmente al venir meno della plusvalenza realizzata nel 2014 con la cessione della quasi totalità delle quote detenute nel Fondo Core MultiUtilities.

La voce "Altri ricavi e proventi" della presente tabella 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	
	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Acquisto energia elettrica	232.949	288.294
Acquisto gas	669.630	641.760
Acquisto calore	78	61
Acquisto altri combustibili	1.154	1.933
Acquisto Acqua	720	713
Altre materie prime e materiali magazzino	75.233	55.560
Emission trading	20.278	13.651
Certificati verdi	10.665	3.782
Certificati bianchi	19.487	19.588
Variazione delle rimanenze	(6.230)	20.097
Totale	1.023.964	1.045.439

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci si riducono di circa 21 milioni di euro. La variazione consegue essenzialmente agli acquisti di gas e energia elettrica, di altre materie prime e materiali di magazzino ed alla variazione delle rimanenze.

NOTA 34_PRESTAZIONI DI SERVIZI E GODIMENTO BENI DI TERZI

I costi per prestazioni di servizi sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Trasporto energia elettrica e oneri sistema elettrico	389.770	390.415
Vettoriamiento gas	40.226	34.173
Vettoriamiento calore	-	50.920
Lavori di terzi, manutenzioni e prestazioni industriali	182.719	169.407
Raccolta e smaltimento, sgombero neve e verde pubblico	159.186	95.311
Costi relativi al personale (mensa, formazione, trasferte)	7.190	5.669
Consulenze tecniche, amministrative commerciali e spese pubblicitarie	30.004	29.747
Spese legali e notarili	4.420	7.300
Assicurazioni	15.482	10.856
Spese bancarie	8.467	8.836
Spese telefoniche	5.356	4.283
Servizi di lettura e bollettazione	10.105	10.339
Compensi Collègio Sindacale	1.183	1.124
Altri costi per servizi	45.018	32.152
Totale costi per servizi	899.126	850.532

L'aumento dei costi per raccolta e smaltimento, sgombero neve 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 47.339 migliaia di euro (46.363 migliaia di euro nell'esercizio 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, canoni informatici e affitti vari.

NOTA 35_ONERI DIVERSI DI GESTIONE

Gli oneri diversi di gestione sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Spese generali	9.620	10.745
Canoni e sovraccanoni di derivazione	15.624	13.794
Imposte e tasse	25.057	24.223
Sopravvenienze passive	45.407	39.276
Minusvalenze da alienazione di beni	1.390	1.602
Altri oneri diversi di gestione	13.969	12.541
Totale	111.067	102.181

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	
	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Manodopera capitalizzata	(16.488)	(14.806)
Materiali di magazzino capitalizzati	(6.382)	(8.363)
Totale	(22.870)	(23.169)



NOTA 37_COSTO DEL PERSONALE

I costi per il personale sono così dettagliati:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Retribuzioni lorde	247.124	187.897
Oneri sociali	84.003	64.948
TFR	332	299
Altri benefici a lungo termine dipendenti	529	446
Altri costi per il personale	24.320	51.708
Compensi amministratori	1.414	1.465
Totale	357.722	306.763

Si segnala che, come riportato in nota 36, sono stati capitalizzati 16.488 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. Negli altri costi del personale è compreso inoltre l'adeguamento del fondo per gli oneri legati all'incentivo all'esodo (4.568 migliaia di euro). Nell'esercizio 2014 tale voce ricomprendeva lo stanziamento originario di tale fondo.

L'incremento del costo del personale legato a retribuzioni ed oneri sociali 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.

	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Media del periodo
Dirigenti	82	70	83
Quadri	238	230	245
Impiegati	2.859	2.657	2.913
Operai	2.953	1.567	2.975
Totale	6.132	4.524	6.216

NOTA 38_AMMORTAMENTI

	migliaia di euro	
	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Attività materiali e investimenti immobiliari	189.070	160.480
Attività immateriali	78.539	77.833
Totale	267.609	238.313

Per un maggior dettaglio sugli ammortamenti si rimanda ai prospetti dei movimenti delle immobilizzazioni materiali e immateriali. La variazione della voce rispetto all'esercizio precedente consegue essenzialmente all'inclusione nell'area di consolidamento di AMIAT e all'effetto, lungo tutto l'esercizio, degli ammortamenti del ramo d'azienda del teleriscaldamento della città di Torino acquisito il 1° luglio 2014.

NOTA 39_ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI

	migliaia di euro	
	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Fondo svalutazione crediti	49.802	48.879
Fondi rischi e ripristino beni di terzi	34.250	42.654
Rilascio fondi	(25.805)	(42.172)
Svalutazioni	5.087	67
Totale	63.334	49.428

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.

Le svalutazioni del periodo hanno essenzialmente interessato alcuni asset collaterali ai core business del Gruppo.

NOTA 40_GESTIONE FINANZIARIA**Proventi finanziari**

Il dettaglio dei proventi finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Dividendi	1.304	1.066
Interessi attivi verso banche	121	264
Interessi attivi su crediti/finanziamenti	20.799	20.712
Interessi attivi da clienti	4.417	4.575
Proventi fair value contratti derivati	1.577	151
Proventi su contratti derivati realizzati		14
Plusvalenza da cessione di attività finanziarie	1.920	360
Utili su cambi	249	
Altri proventi finanziari	1.590	267
Totale	31.977	27.409

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 2.744 migliaia di euro. La restante parte si riferisce principalmente a interessi attivi verso la joint venture OLT Offshore (16.353 migliaia di euro).

La plusvalenza da cessione di attività finanziarie si riferisce all'alienazione della società VEA Energia e Ambiente, al 31 dicembre 2014 classificata nelle Attività destinate ad essere cedute.



Oneri finanziari

Il dettaglio degli oneri finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Interessi passivi su mutui	47.089	63.848
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	47.598	28.952
Interessi passivi su c/c bancari	800	2.194
Interessi passivi verso altri	4.400	3.842
Oneri finanziari capitalizzati	(21)	(2.405)
Oneri da fair value contratti derivati	4.122	119
Oneri su contratti derivati realizzati	11.729	14.277
Minusvalenza da cessione di attività finanziarie	2	65
Interest cost - Benefici ai dipendenti	1.602	3.106
Perdite su cambi	4	1
Altri oneri finanziari	9.483	15.896
Totale	126.808	129.895

L'incremento degli oneri su prestiti obbligazionari risente fra l'altro degli interessi, lungo tutto il periodo, del Private Placement emesso a febbraio 2014 e del Public Bond collocato a luglio 2014 e degli interessi sul Public Bond emesso a novembre 2015. Inoltre gli oneri su prestiti obbligazionari comprendono per circa 11 milioni di euro gli oneri sostenuti per il rimborso parziale anticipato di bond emessi nel 2013 e 2014. La voce comprende gli importi relativi alla valutazione al costo ammortizzato.

Gli oneri da fair value su contratti derivati accolgono le variazioni di fair value di alcune posizioni di copertura che non soddisfano i requisiti formali per l'applicazione dell'hedge accounting.

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 negativo per 6.254 migliaia di euro (positivo per 8.984 migliaia di euro nell'esercizio 2014) e si compone di rivalutazioni per 12.799 migliaia di euro e di svalutazioni per 19.053 migliaia di euro.

La variazione (-15.238 migliaia di euro) è sostanzialmente da attribuirsi al venir meno della valutazione ad equity positiva di AES Torino a seguito dell'acquisizione del ramo TLR della società (19.633 migliaia di euro nell'esercizio 2014), dalla collocazione di AMIAT in ambito di consolidamento integrale a livello economico nel 2015 rispetto al 2014 (6.644 migliaia di euro) e dal minor risultato di Acque Potabili di 3.635 migliaia di euro (662 migliaia di euro rispetto ai 4.297 migliaia di euro dell'esercizio 2014), parzialmente compensate dalla riduzione (13.850 migliaia di euro) della perdita di OLT Offshore Toscana LNG dell'esercizio 2015 rispetto a quanto rilevato nel 2014.

NOTA 42_RETTIFICA DI VALORE DI PARTECIPAZIONI

Nell'esercizio 2015 non si sono manifestate rettifiche di valore di partecipazioni. Nell'esercizio 2014 la voce era positiva per 26.493 e si riferisce principalmente alla differenza positiva tra il *fair value* delle attività nette acquisite del ramo della distribuzione del calore (TLR) e il valore della partecipazione in AES Torino che è stato annullato (22.616 migliaia di euro) ed alla differenza positiva tra il *fair value* delle attività nette acquisite del 31% di AMIAT e il costo di acquisizione (3.897 migliaia di euro).

NOTA 43_IMPOSTE SUL REDDITO

Il dettaglio delle imposte è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Imposte correnti (IRES)	84.198	73.970
Imposte correnti (IRAP)	17.849	24.974
Imposte correnti (IRES e IRAP) esercizi precedenti	843	2.713
Imposte anticipate	24.730	42.418
Imposte differite	(21.958)	(28.006)
Totale	105.662	116.069

Le imposte sul reddito dell'esercizio 2015 sono stimate pari a 105.662 migliaia di euro (116.069 migliaia di euro nell'esercizio 2014).

La diminuzione è dovuta principalmente alla deduzione del costo del lavoro dall'IRAP e all'abolizione della Robin Hood Tax (ritenuta incostituzionale dalla Corte Costituzionale con sentenza n 10/2015 del 9 febbraio 2015).

Le imposte correnti sono composte per 84 milioni di euro dall'IRES e per 18 milioni di euro dall'IRAP. E' inoltre da evidenziare che le imposte sul reddito risentono del ricalcolo delle imposte anticipate nette a seguito della riduzione dell'aliquota IRES dal 27,5% al 24% a partire dal 2017 (Legge di Stabilità del 2016) che ha comportato maggiori imposte per circa 13 milioni di euro.

Il seguente prospetto evidenzia la composizione del tax rate per l'esercizio 2015 e per l'esercizio 2014.

	migliaia di euro			
	Esercizio 2015		Esercizio 2014	
Risultato prima delle imposte	245.735		218.458	
Imposta IRES	67.577	27,5%	60.076	27,5%
Differenze permanenti	5.188	2,1%	(7.413)	-3,4%
Ricalcoli aliquote	13.190	5,4%	23.633	10,8%
IRAP	17.849	7,3%	24.974	11,4%
Addizionale IRES	-	0,0%	9.540	4,4%
Imposte relativi a precedenti esercizi e altre differenze	1.858	0,8%	5.259	2,4%
Totale imposte a conto economico	105.662	43,0%	116.069	53,1%



Il seguente prospetto mostra la rilevazione delle imposte anticipate e differite e degli effetti conseguenti.

	migliaia di euro	
	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Imposte anticipate		
Fondi non rilevanti fiscalmente	125.079	150.776
Differenze di valore delle immobilizzazioni	114.425	115.527
Strumenti derivati	10.960	10.290
Altro	2.348	1.086
Totale	252.812	277.679
Imposte differite		
Differenze di valore delle immobilizzazioni	128.969	146.957
Fondo svalutazione crediti fiscale maggiore civilistico	492	576
Adeguamento fondo TFR	528	512
Altri fondi	10.944	12.148
Altro	907	2.150
Totale	141.840	162.343
Totale imposte anticipate/differite nette	110.972	115.336
Variazione totale	(4.364)	
di cui:		
a Patrimonio Netto	(1.424)	
a Conto economico	(2.772)	
per variazione area consolidamento	(168)	

NOTA 44_RISULTATO NETTO DA ATTIVITA' OPERATIVE CESSATE

Non presente nell'esercizio 2015 e nell'esercizio 2014.

NOTA 45_UTILE (PERDITA) DI PERTINENZA DI TERZI

L'utile di terzi, pari a 21.880 migliaia di euro (16.594 migliaia di euro nell'esercizio 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 dell'esercizio 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.

	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Utile (perdita) netto (migliaia di euro)	118.193	85.795
Numero medio ponderato di azioni in circolazione durante l'esercizio (migliaia)	1.276.226	1.276.226
Utile (perdita) per azione base (euro)	0,09	0,07

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.

	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Utile (perdita) netto (migliaia di euro)	118.193	85.795
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)	0,09	0,07

NOTA 47 _ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

La quota efficace delle variazioni di *fair value* della copertura di flussi finanziari, negativa per 1.298 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).

Gli utili attuariali relativi ai piani per dipendenti a benefici definiti ammontano a 9.017 migliaia di euro.

La quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto, evidenzia una perdita per 3.434 migliaia di euro, che si riferisce alle variazioni di *fair value* della copertura di flussi finanziari e commodities e alle perdite attuariali di società collegate.

L'effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo è negativo per 1.424 migliaia di euro.



X. GARANZIE E PASSIVITÀ POTENZIALI

Le garanzie prestate riguardano:

a) Fideiussioni per impegni propri per 346.530 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 60.956 migliaia di euro a fronte conferimento rifiuti e gestioni operative e post-mortem di impianti soggetti ad A.I.A.;
- ENEL Distribuzione per 35.283 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 20.229 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 18.242 migliaia di euro, di cui 942 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 dell'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 8.903 migliaia di euro a fronte conferimento rifiuti e gestione operative e post-mortem di impianti soggetti ad A.I.A.;
- del Ministero dell'Ambiente per 5.441 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 12.002 migliaia di euro per procedura esodo programmato dipendenti soc. del gruppo;
- di CONSIP per 5.913 migliaia di euro ;
- 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 3.061 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 651 migliaia di euro a garanzia di lavori sulla rete gas;

b) Garanzie prestate per conto di società controllate e collegate per 199.919 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, invariato rispetto al 31.12.2014). 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 4.001 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 relazione 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 dinanzi 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.

Relativamente a tali annualità si è in attesa della fissazione dell'udienza.

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 dinanzi la Commissione Tributaria Regionale ed è in attesa della fissazione dell'udienza.

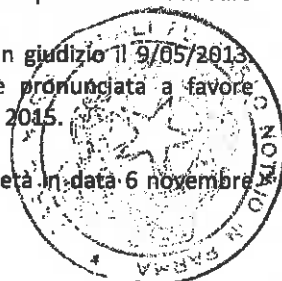
In data 8 agosto 2012 è stato notificato l'avviso di accertamento per l'annualità 2007, sempre relativo all'avvenuta deduzione della quota di ammortamento - per quell'anno - dei valori derivanti dal conferimento d'azienda del 23 dicembre 1999 operato da AMGA S.p.A (maggiore imposta accertata euro 1.503.342).

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.

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.

Le sentenze relative alle annualità 2007 e 2008 sono state impuginate dalla Società in data 6 novembre 2015.



L'Ufficio ha anch'esso presentato appelli nei termini limitatamente alla parte sanzioni, in relazione alle quali la Commissione Tributaria Provinciale aveva accolto le ragioni della società. Anche relativamente a tali annualità si è in attesa della fissazione dell'udienza.

Nel corso del 2013 la Direzione Regionale delle Entrate della Liguria ha effettuato un accesso relativamente agli anni 2009, 2010 e 2011. Tale accesso si è concluso nel mese di aprile 2014.

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.

L'Ufficio ha anch'esso presentato appello nei termini e la società ha presentato atto di controdeduzioni in data 6 novembre 2015.

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.

I predetti avvisi, dopo un tentativo di adesione, sono stati impugnati dinanzi la Commissione Tributaria Provinciale di Genova in data 6 novembre 2015. La discussione dei suddetti avvisi è avvenuta in data 24 Febbraio 2016. Al momento si è in attesa della Sentenza della 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.

L'Ufficio, a seguito del deposito delle sentenze n. 868/1/15 e n. 867/1/15, del 13.01.2015, depositate in data 24.04.2015, in data 12 maggio 2015 ha notificato alla Società le intimazioni di pagamento n. TLCIPPNO0002/2015 e n. TLCIPPNO0003/2015 con cui ha richiesto il pagamento di complessivi euro 2.349.485,01 (di cui euro 1.627.780,67 a titolo di IRES ed euro 219.279,35 a titolo di IRAP), inclusi interessi, relativamente alle annualità 2007 e 2008; la Società ha presentato istanza di sospensione amministrativa, accolta in data 9 Luglio 2015, e ha poi provveduto al pagamento delle suddette intimazioni in data 21.12.2015. Gli importi versati sono stati contabilizzati alla voce altri crediti non correnti.

Nel corso del mese di Dicembre 2015 la Direzione Regionale delle Entrate della Liguria ha effettuato un nuovo accesso relativamente ai periodi di imposta 2012 e 2013. Tale accesso si è concluso nello stesso mese di Dicembre 2015.

Al momento non sono ancora stati notificati gli avvisi di accertamento per il 2012 e 2013 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.

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 30,3 Milioni di Euro, di cui circa 0,9 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.



XI. INFORMATIVA PER SETTORI DI ATTIVITÀ

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 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 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 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 dell'esercizio 2014.

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 31 dicembre 2015

milioni di euro

	Genera- zione e Tir	Mercato	Infrastrut- ture ener- getiche	Ciclo Idrico	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.940	74	890	1.083	400	24	237	4.648
Capitale circolante netto	91	(62)	(13)	139	(17)	17		154
Altre attività e passività non correnti	(94)	28	(76)	(332)	(99)	1		(571)
Capitale investito netto (CIN)	1.937	40	800	890	285	42	237	4.231
Patrimonio netto								2.062
Posizione Finanziaria netta								2.169
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								4.231

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 31 dicembre 2014

milioni di euro

	Genera- zione e Tir	Mercato	Infrastrut- ture ener- getiche	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 31 dicembre 2015

milioni di euro

	Genera- zione e Tr	Mercato	Infrastrut- ture ener- getiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	813	2.377	373	486	463	93	(1.511)	3.094
Totale costi operativi	(614)	(2.290)	(225)	(330)	(399)	(69)	1.511	(2.416)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	199	87	148	156	65	24	-	678
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(125)	(46)	(46)	(62)	(54)	1		(331)
Risultato operativo (EBIT)	74	41	102	94	10	25	-	347

Conto Economico per settori di attività al 31 dicembre 2014

milioni di euro

	Genera- zione e Tr	Mercato	Infrastrut- ture ener- getiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	773	2.388	341	464	238	96	-1.399	2.901
Totale costi operativi	-625	-2.297	-189	-314	-190	-112	1.399	-2.328
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	148	91	152	150	48	-16	0	573
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	-84	-41	-45	-74	-34	-10	0	-288
Risultato operativo (EBIT)	64	50	107	76	14	-26	0	285

XII. ALLEGATI AL BILANCIO CONSOLIDATO

ELENCO DELLE IMPRESE CONSOLIDATE INTEGRALMENTE

ELENCO DELLE IMPRESE VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

ELENCO DELLE PARTECIPAZIONI IN ALTRE IMPRESE

DATI DI BILANCIO DELLE PRINCIPALI SOCIETA' CONSOLIDATE INTEGRALMENTE E
VALUTATE A PATRIMONIO NETTO

RICONCILIAZIONE PROSPETTI DI BILANCIO IAS/IFRS CON I PROSPETTI DI BILANCIO
RICLASSIFICATI (Comunicazione Consob n. 6064293 del 26 luglio 2006)

PROSPETTO IMPOSTE ANTICIPATE E DIFFERITE

DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

CORRISPETTIVI ALLA SOCIETA' DI REVISIONE



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
Acquedotto di Savona S.p.A.	Savona	Euro	697.000	100,00	Iren Acqua Gas
AEM Torino Distribuzione S.p.A.	Torino	Euro	126.127.156	100,00	Iren Energia
AGA S.p.A.	Genova	Euro	8.800.000	100,00	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	93,06	Iren Ambiente
				0,00	Iren
				0,00	IREN EMILIA
Bonifica Autocisterne S.r.l.	Piacenza	Euro	595.000	51,00	Iren Ambiente Holding
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 Gestioni Energetiche S.p.A.	Genova	Euro	10.000.000	100,00	Iren Mercato
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	19.203.420	60,00	Iren Acqua Gas
Monte Querce S.c.a.r.l.	Reggio Emilia	Euro	100.000	60,00	Iren Ambiente
O.C.Clim S.r.l.	Savona	Euro	100.000	100,00	Iren Gestioni Energetiche
Tecnoborgo S.p.A.	Piacenza	Euro	10.379.640	100,00	Iren Ambiente
TLR V. S.p.A.	Torino	Euro	120.000	100,00	Iren Energia

ELENCO DELLE IMPRESE VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Società a controllo congiunto (joint venture)

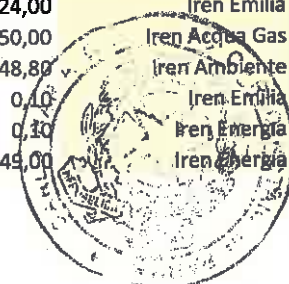
Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
IREN Rinnovabili (Gruppo)	Reggio Emilia	Euro	285.721	70,00	Iren Ambiente Holding
Olt Offshore Toscana LNG S.p.A.	Milano	Euro	145.750.700	43,99	Iren Mercato
Acque Potabili (Gruppo)	Torino	Euro	7.633.096	44,92	Iren Acqua Gas

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 (GE)	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 S.p.A.	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
Ecoprogetto Tortona S.r.l.	Bolzano	Euro	1.000.000	40,00	Iren Ambiente
Fata Morgana S.p.A. (2)	Reggio Calabria	Euro	2.225.694	25,00	Iren Emilia
Fin Gas srl	Milano	Euro	10.000	50,00	Iren Mercato
G.I.C.A. (1)	Lugano (Svizzera)	CHF	4.000.000	24,99	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. (2)	Gioia Tauro	Euro	1.719.322	25,00	AMIAT
Plurigas S.p.A. (2)	Milano	Euro	800.000	30,00	Iren Emilia
Rio Riazzone S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	103.292	44,00	Iren
Salerno Energia Vendite	Salerno	Euro	2.447.526	39,40	Iren Ambiente Holding
Sinergie Italiane S.r.l. (1)	Milano	Euro	1.000.000	30,94	GEA Commerciale
So. Sel. S.p.A.	Modena	Euro	240.240	24,00	Iren Mercato
Tirana Acque (1)	Genova	Euro	95.000	50,00	Iren Emilia
TRM V. S.p.A.	Torino	Euro	1.000.000	48,80	Iren Acqua Gas
				0,10	Iren Ambiente
				0,10	Iren Emilia
				0,10	Iren Energia
				49,00	Iren Energia
Valle Dora Energia S.r.l.	Torino	Euro	537.582		

(1) Società in liquidazione

(2) Società in liquidazione classificata nelle attività destinate a cessare



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	Acque Potabili Mediterranea delle Acque
Astea Energia	Osimo (AN)	Euro	120.000	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	2.201.350	5,40	Iren Emilia
CIDIU SPA	Collegno (TO)	Euro	4.335.314	4,87	AMIAT
CONSORZIO COMPOST CIC	Bologna	Euro	287.948		AMIAT
Consorzio L.E.A.P.	Piacenza	Euro	1.135.698	0,95	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 S.c.r.l.	Torino	Euro	641.000	6,10	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	871.956	1,00	Iren Ambiente Holding
Rupe S.p.A.	Genova	Euro	3.057.898	0,39	Immobiliare delle Fabbriche
S.M.A.G. (1)	Genova	Euro	20.000	90,00	Iren Acqua Gas
Società di Biotecnologie S.p.A.	Torino	Euro	536.000	1,00	Iren Servizi e Innovazione
Stadio Albaro	Genova	Euro	1.230.000	2,00	Iren Gestioni Energetiche
T.I.C.A.S.S.	Genova	Euro	130.000	3,51	Iren Acqua Gas

(1) Società non consolidata classificata nelle attività destinate a cessare

DATI DI BILANCIO DELLE PRINCIPALI SOCIETÀ' CONSOLIDATE INTEGRALMENTE E VALUTATE A PATRIMONIO NETTO

Società consolidate integralmente

Società	Valuta	Totale Attivo	Patrimonio netto	Totale Ricavi	Risultato
Iren Acqua Gas S.p.A.	Euro	1.342.122.815	631.235.532	232.576.715	36.220.967
Iren Ambiente Holding S.p.A.	Euro	15.857.752	8.041.349	160.652	(960.008)
Iren Ambiente S.p.A.	Euro	512.055.238	240.721.834	252.744.735	7.841.385
Iren Emilia S.p.A.	Euro	617.713.565	278.869.086	280.511.761	23.883.103
Iren Energia S.p.A.	Euro	2.547.093.735	1.362.424.371	768.879.427	37.876.968
Iren Mercato S.p.A.	Euro	1.229.875.688	125.647.331	2.339.645.348	1.062.330
Iren Gestioni Energetiche S.p.A.	Euro	53.598.452	23.138.670	25.085.276	(943.222)
Acquedotto di Savona S.p.A.	Euro	42.762.318	10.932.796	16.823.519	(562.701)
AEM Torino Distribuzione S.p.A.	Euro	448.001.365	229.210.231	151.281.685	38.451.129
AGA S.p.A.	Euro	19.848.976	6.352.648	-	(275.169)
AMIAT	Euro	245.295.846	88.369.686	200.759.127	7.036.006
AMIAT V. S.p.A.	Euro	52.757.359	30.821.534	-	1.419.895
Bonifica Autocisterne	Euro	1.263.901	668.856	1.481.178	99.569
Consorzio GPO	Euro	22.212.609	22.170.408	-	261.573
Eniatiel S.p.A.	Euro	1.854.205	1.273.236	1.605.193	123.236
GEA Commerciale S.p.A.	Euro	9.276.159	5.410.882	13.491.344	1.483.410
Genova Reti Gas S.r.l.	Euro	62.364.881	14.915.907	90.973.487	11.301.369
Idrotigullio S.p.A.	Euro	37.495.817	13.200.468	22.928.571	2.027.083
Immobiliare delle Fabbriche S.r.l.	Euro	10.428.160	10.333.951	149.161	(68.043)
Iren Servizi e Innovazione S.p.A.	Euro	130.515.543	86.965.596	70.830.183	6.467.291
Laboratori Iren Acqua Gas S.p.A.	Euro	10.585.361	5.066.184	8.694.434	71.410
Mediterranea delle Acque S.p.A.	Euro	665.470.267	473.141.307	200.221.696	47.245.185
Monte Querce	Euro	748.534	100.000	34.396	-
O.C.Clim S.r.l.	Euro	7.134.490	3.425.508	7.772.148	45.666
Tecnoborgo S.p.A.	Euro	28.465.501	14.722.009	17.712.962	(32.599)
TLR V. S.p.A.	Euro	2.177.322	1.008.479	-	(43.522)



Società valutate a patrimonio netto

Società a controllo congiunto (joint ventures)

Società	Valuta	Totale Attivo	Patrimonio netto	Totale Ricavi	Risultato
IREN Rinnovabili S.p.A.	Euro	35.107.138	21.971.191	2.686.182	151.928
Olt Offshore Toscana LNG S.p.A.	Euro	996.454.379	42.237.699	90.642.902	(27.001.330)
Acque Potabili S.p.A. (*)	Euro	252.470.337	92.128.388	62.879.304	(5.734.820)

(*) dati bilancio al 31/12/2014

Società collegate

Società	Valuta	Totale Attivo	Patrimonio netto	Totale Ricavi	Risultato
A2A Alfa S.r.l. (*)	Euro	1.547.025	1.503.325	371	(41.151)
Acos Energia S.p.A. (*)	Euro	16.228.105	3.850.523	21.739.137	1.014.023
Acos S.p.A. (*)	Euro	103.518.757	32.394.005	52.794.640	2.756.346
Acquaenna S.c.p.a. (*)	Euro	80.072.340	3.752.769	23.084.031	1.563.539
Aguas de San Pedro (*)	Lempiras	1.102.227.229	553.204.289	771.171.744	71.800.487
Aiga S.p.A. (*)	Euro	5.326.539	306.082	3.107.288	(275.420)
Amat S.p.A. (*)	Euro	33.711.071	6.319.373	9.096.121	29.938
Amter S.p.A. (*)	Euro	7.060.814	1.310.401	4.626.721	(32.429)
ASA S.p.A. (*)	Euro	260.797.326	68.649.061	96.469.978	5.573.454
ASTEA (*)	Euro	156.059.157	87.483.847	92.855.741	2.868.365
Asti Energia e Calore S.p.A.	Euro	1.872.235	88.708	4.434	(31.292)
Atena S.p.A. (*)	Euro	69.970.229	17.094.885	77.097.241	4.647.779
Domus Acqua S.r.l. (*)	Euro	1.127.516	277.920	378.846	38.297
Ecoprogetto Tortona s.r.l. (*)	Euro	10.935.047	912.485	284.252	(87.516)
Fin Gas srl (*)	Euro	12.012.041	11.968.121	915	(44.752)
GICA s.a. (*)	CHF	257.644	(4.046.936)	227.260	226.320
Global Service Parma (*)	Euro	8.747.247	20.000	5.713.945	-
Il Tempio S.r.l. (*)	Euro	3.626.293	391.484	362.806	109.610
Iniziative Ambientali S.r.l.	Euro	6.610.169	1.219.833	-	(19.646)
Mestni Plinovodi	Euro	29.394.026	19.920.290	7.757.146	1.034.211
Mondo Acqua (*)	Euro	8.188.861	1.475.308	4.673.085	220.468
Nord Ovest Servizi	Euro	17.928.665	17.907.116	-	207.523
Plurigas (in liquidazione)	Euro	20.951.281	18.434.060	2.374.936	868.947
Rio Riazzone S.p.A. (**)	Euro	669.978	508.141	122.628	1.583
Salerno Energia Vendite (*)	Euro	21.744.275	5.466.018	34.533.025	1.380.868
Sinergie Italiane (in liquidazione) (**)	Euro	39.696.955	(15.083.234)	229.718.348	8.146.548
So. Sel. S.p.A.	Euro	12.018.846	3.582.461	14.536.712	807.577
Tirana Acque (in liquidazione) (*)	Euro	297.871	(612.656)	-	(3.662)
TRM V. S.p.A. (**)	Euro	132.707.904	132.644.477	-	(208.196)
Valle Dora Energia S.r.l.	Euro	669.968	636.185	104.000	41.538

(*) dati bilancio al 31/12/2014

(**) dati al 30/09/2015

**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	2.907.076		
Investimenti immobiliari	14.148		
Attività immateriali	1.363.451		
Avviamento	126.723		
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	219.246		
Altre partecipazioni	17.821		
Totale (A)	4.648.465	Attivo Immobilizzato (A)	4.648.465
Altre attività non correnti	43.298		
Debiti vari e altre passività non correnti	(205.209)		
Totale (B)	(161.911)	Altre attività (Passività) non correnti (B)	(161.911)
Rimanenze	96.337		
Crediti commerciali non correnti	73.788		
Crediti commerciali	841.022		
Crediti per imposte correnti	19.991		
Crediti vari e altre attività correnti	163.366		
Debiti commerciali	(798.696)		
Debiti vari e altre passività correnti	(220.233)		
Debiti per imposte correnti	(21.687)		
Totale (C)	153.888	Capitale circolante netto (C)	153.888
Attività per imposte anticipate	252.812		
Passività per imposte differite	(141.840)		
Totale (D)	110.972	Attività (Passività) per imposte differite (D)	110.972
Benefici ai dipendenti	(135.092)		
Fondi per rischi ed oneri	(292.302)		
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(98.405)		
Totale (E)	(525.799)	Fondi e Benefici ai dipendenti (E)	(525.799)
Attività destinate ad essere cedute	5.420		
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute			
Totale (F)	5.420	Attività (Passività) destinate a essere cedute (F)	5.420
		Capitale Investito netto (G=A+B+C+D+E+F)	4.231.035
Patrimonio Netto (H)	2.061.666	Patrimonio Netto (H)	2.061.666
Attività finanziarie non correnti	(53.012)		
Passività finanziarie non correnti	2.698.648		
Totale (I)	2.645.636	Indeb. finanziario a medio e lungo termine (I)	2.645.636
Attività finanziarie correnti	(551.302)		
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(139.576)		
Passività finanziarie correnti	214.611		
Totale (L)	(476.267)	Indeb. finanziario a breve termine (L)	(476.267)
		Indebitamento finanziario netto (M=I+L)	2.169.369
		Mezzi propri e Indeb. finanziario netto (H+M)	4.231.035



PROSPETTO IMPOSTE ANTICIPATE E DIFFERITE ESERCIZIO 2015

	differenze			
	iniziale	formazione	riversa- mento	residuo
<u>Imposte anticipate</u>				
Fondi non rilevanti fiscalmente	494.683	100.202	110.386	484.500
Differenze di valore delle immobilizzazioni	599.767	51.517	44.546	606.739
Strumenti derivati	38.119	13.004	15.395	35.727
Perdite fiscali illimitatamente riportabili	3.419	-	3.419	-
Altro	55.142	2.734	2.779	55.097
Totale imponibili/imposte anticipate	1.191.130	167.457	176.525	1.182.063
<u>Imposte differite</u>				
Differenze di valore delle immobilizzazioni	646.943	49.345	23.935	672.353
Fondo svalutazione crediti	2.485	-	-	2.485
Adeguamento fondo TFR	7.471	(40)	500	6.932
Altri fondi	47.463	6.073	7.922	45.613
Altro	7.950	908	6.532	2.326
Totale imponibile/imposte differite	712.312	56.286	38.889	729.709
Imposte anticipate (differite) nette	478.818	111.171	137.636	452.354

Con riferimento alla variazione delle imposte anticipate e differite, oltre agli importi indicati in tabella, si segnalano 168 migliaia di euro relativi al consolidamento, a partire dal 1° luglio 2015, del ramo Ligure comprensivo della società Acquedotto di Savona.

PROSPETTO IMPOSTE ANTICIPATE E DIFFERITE ESERCIZIO 2014

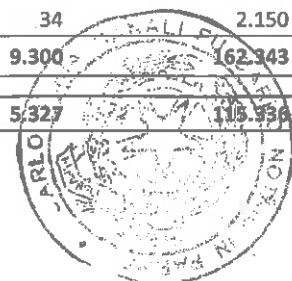
	differenze			
	iniziale	formazione	riversa- mento	residuo
<u>Imposte anticipate</u>				
Fondi non rilevanti fiscalmente	408.492	215.705	129.514	494.683
Differenze di valore delle immobilizzazioni	590.976	73.388	64.597	599.767
Strumenti derivati	39.453	417	1.751	38.119
Perdite fiscali illimitatamente riportabili	8.531	-	5.112	3.419
Altro	59.158	15.476	19.493	55.142
Totale imponibili/imposte anticipate	1.106.610	304.986	220.467	1.191.130
<u>Imposte differite</u>				
Differenze di valore delle immobilizzazioni	584.042	81.638	18.737	646.943
Fondo svalutazione crediti	3.291	-	806	2.485
Adeguamento fondo TFR	7.516	2.472	2.517	7.471
Altri fondi	47.336	40.746	40.620	47.463
Altro	11.016	3.447	6.513	7.950
Totale imponibile/imposte differite	653.201	128.303	69.193	712.312
Imposte anticipate (differite) nette	453.409	176.683	151.274	478.818

migliaia di euro

Imposte a c/eco	imposte a PN	imposte		totale
		IRES	IRAP	
(24.724)	(1.538)	117.122	7.957	125.079
(1.102)	-	105.946	8.479	114.425
(166)	836	10.960	-	10.960
-	-	-	-	-
1.262	-	2.218	130	2.348
(24.730)	(702)	236.246	16.566	252.812
(17.988)	-	111.666	17.303	128.969
(84)	-	492	-	492
(71)	87	544	(16)	528
(1.840)	636	9.838	1.106	10.944
(1.976)	-	799	108	907
(21.959)	723	123.339	18.501	141.840
(2.771)	(1.425)	112.907	(1.935)	110.972

migliaia di euro

Imposte a c/eco	imposte a PN	Imposte		totale
		IRES	IRAP	
(18.276)	2.864	144.595	6.181	150.776
(18.659)	-	107.081	8.446	115.527
28	1.508	10.290	-	10.290
(14)	-	-	-	-
(5.498)	-	1.086	-	1.086
(42.419)	4.372	263.052	14.627	277.679
(7.425)	-	138.479	8.478	146.957
(430)	-	576	-	576
(153)	(346)	512	-	512
(20.275)	-	11.360	788	12.148
276	-	2.116	34	2.150
(28.007)	(346)	153.043	9.300	162.343
(14.412)	4.718	110.009	5.327	115.336



DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

migliaia di euro

	Credit Commerciali	Credit Finanziari e Disponibilità liquide	Credit di altra natura	Debiti Commerciali	Debiti Finanziari
SOCI PARTI CORRELATE					
Comune Genova	12.733	484	-	7.266	-
Comune Parma	14.377	-	-	1.557	-
Comune Piacenza	2.027	-	2	1.297	-
Comune Reggio Emilia	5.434	-	140	3.404	-
Comune Torino	56.998	122.257	-	4.837	-
Finanziaria Sviluppo Utilities	31	-	41	-	-
Gruppo Intesa Sanpaolo	-	3.487	-	-	117.092
JOINT VENTURES					
OLT Offshore LNG	427	439.000	-	-	-
Acque Potabili	6.358	2.384	-	(212)	-
Iren Rinnovabili S.p.A.	685	33.054	208	428	1.369
SOCIETA' COLLEGATE					
A2A Alfa	1	-	-	-	-
Acos Energia S.p.A.	193	-	-	9	-
Acos S.p.A.	27	164	-	-	-
Acquaenna S.c.p.a.	3.122	308	-	384	-
Aguas de San Pedro S.A.	-	454	-	-	-
Aiga S.p.A.	206	472	-	-	-
Amat S.p.A.	-	-	-	289	-
Amter S.p.A.	3.320	-	-	8	-
ASA S.p.A.	4.846	-	-	269	-
ASTEA	-	640	-	-	-
Asti Energia e Calore	19	338	-	-	-
Atena S.p.A.	88	593	-	9	-
Domus Acqua S.r.l.	165	-	-	-	-
Global Service Parma	2.542	-	-	1.162	-
Il Tempio S.r.l.	3	311	-	-	-
Iniziative Ambientali S.r.l.	4	-	-	-	-
Mondo Acqua	158	-	-	-	-
Nord Ovest Servizi	-	-	-	-	-
Piana Ambiente S.p.A.	62	-	-	-	-
Plurigas in liquidazione S.p.A.	6	-	-	(259)	-
Rio Riazzone S.p.A.	-	-	-	-	-
S.M.A.G. srl	158	-	327	1.589	-
Salerno Energia Vendite	626	-	-	53	-
Sinergie Italiane S.r.l.	64	-	9.098	5.977	-
So. Sel. S.p.A.	4	22	-	2.926	-
TRM V.	17	-	-	-	-
TRM	8.374	-	-	25.490	-
Valle Dora Energia Srl	11	-	-	52	107
ALTRE PARTI CORRELATE					
Agac Infrastrutture	-	-	2.989	3.599	-
Parma Infrastrutture	7.744	-	-	969	-
Piacenza Infrastrutture	271	-	697	1.142	-
Controllate Comune di Torino	18.962	-	-	660	-
Controllate Comune di Genova	3.580	-	-	-	-
Controllate Comune di Parma	276	-	-	3	-
Controllate Comune di Piacenza	43	-	-	-	-
Controllate Comune di Reggio Emilia	84	-	-	229	-
TOTALE	154.045	603.968	13.502	63.137	118.568

migliaia di euro

	Debiti di altra natura	Ricavi e proventi	Costi e altri oneri	Proventi finanziari	Oneri finanziari
SOCI PARTI CORRELATE					
Comune Genova		11.189	6.247	-	-
Comune Parma	135	32.455	1.190	-	-
Comune Piacenza		17.394	1.330	-	-
Comune Reggio Emilia	123	30.917	642	-	-
Comune Torino		215.111	4.007	2.744	-
Finanziaria Sviluppo Utilities		28	-	-	-
Gruppo Intesa Sanpaolo		-	226	-	4.230
JOINT VENTURES					
OLT Offshore LNG		85	-	16.353	-
Acque Potabili		(423)	376	84	-
Iren Rinnovabili S.p.A.	72	534	336	1.037	-
SOCIETA' COLLEGATE					
AZA Alfa		1	-	-	-
Acos Energia S.p.A.		7.227	19	-	-
Acos S.p.A.		61	-	18	-
Acquaenna S.c.p.a.		169	-	13	-
Aguas de San Pedro S.A.		-	-	-	-
Aiga S.p.A.	(15)	9	-	-	-
Amat S.p.A.		1.299	-	-	-
Amter S.p.A.		905	-	-	-
ASA S.p.A.		19	156	-	-
ASTEA		-	-	320	-
Asti Energia e Calore		19	-	-	-
Atena S.p.A.		39	46	-	-
Domus Acqua S.r.l.	-	-	-	-	-
Global Service Parma		3.383	993	-	-
Il Tempio S.r.l.	-	-	-	2	-
Iniziative Ambientali S.r.l.		3	-	-	-
Mondo Acqua	-	442	-	-	-
Nord Ovest Servizi		-	-	20	-
Piana Ambiente S.p.A.	-	-	-	-	-
Plurigas in liquidazione S.p.A.	-	-	-	-	-
Rio Riazzone S.p.A.	-	-	167	-	-
S.M.A.G. srl	-	72	1.674	-	-
Salerno Energia Vendite	-	14.791	53	-	-
Sinergie Italiane S.r.l.	-	85	71.913	-	-
So. Sel. S.p.A.	-	4	5.683	-	-
TRM V.	-	202	-	-	-
TRM	-	20.024	63.495	-	-
Valle Dora Energia Srl	-	11	104	-	-
ALTRE PARTI CORRELATE					
Agac Infrastrutture		-	6.900	-	-
Parma Infrastrutture		1.764	2.735	240	-
Piacenza Infrastrutture		10	1.142	-	-
Controllate Comune di Torino		20.834	2.152	-	-
Controllate Comune di Genova		7.533	20	-	-
Controllate Comune di Parma		685	3	-	-
Controllate Comune di Piacenza		117	-	-	-
Controllate Comune di Reggio Emilia		923	229	-	-
TOTALE	315	387.921	171.838	20.831	4.230



CORRISPETTIVI ALLA SOCIETÀ DI REVISIONE

Ai sensi dell'art. 149-duodecies del Regolamento di attuazione del D.Lgs. 58/1998, i corrispettivi di competenza dell'esercizio spettanti alla PricewaterhouseCoopers S.p.A. sono così sintetizzabili:

Tipologia di servizi	Soggetto che ha erogato il servizio	Destinatario	migliaia di euro
			Compensi
Revisione contabile	Revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	165
Servizi di attestazione	Revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	22
Servizi di consulenza fiscale	Revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	-
Altri servizi	i) Revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	2
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	148
Revisione contabile	i) Revisore della Capogruppo	i) Società Controllate	566
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	ii) Società Controllate	-
Servizi di attestazione	i) Revisore della Capogruppo	i) Società Controllate	146
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	ii) Società Controllate	-
Servizi di consulenza fiscale	i) Revisore della Capogruppo	i) Società Controllate	30
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	ii) Società Controllate	-
Altri servizi	i) Revisore della Capogruppo	i) Società Controllate	39
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	ii) Società Controllate	-
Totale corrispettivi alla società di revisione			1.118

ATTESTAZIONE DEL BILANCIO CONSOLIDATO AI SENSI DELL'ART. 81-TER DEL REGOLAMENTO CONSOB N. 11971 DEL 14 MAGGIO 1999 E SUCCESSIVE MODIFICHE E INTEGRAZIONI

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 consolidato, nel corso dell'esercizio 2015.

2. Si attesta, inoltre, che:

2.1 il bilancio consolidato:

- 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 sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

15 marzo 2016

L'Amministratore Delegato

Dr. Massimiliano Bianco

Il Direttore Amministrazione Finanza e Controllo

e Dirigente Preposto L. 262/05

Dr. Massimo Levrino



RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE INDIPENDENTE AI SENSI DEGLI ARTICOLI 14 E 16 DEL DLGS 27 GENNAIO 2010, N. 39

Agli Azionisti della
Iren SpA

Relazione sul bilancio consolidato

Abbiamo svolto la revisione contabile dell'allegato bilancio consolidato della Iren SpA e sue controllate ("Gruppo Iren"), costituito dal prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria al 31 dicembre 2015, dal prospetto di conto economico, dal prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data, da una sintesi dei principi contabili significativi e dalle altre note illustrative.

Responsabilità degli amministratori per il bilancio consolidato

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n. 38/05.

Responsabilità della società di revisione

È nostra la responsabilità di esprimere un giudizio sul bilancio consolidato sulla base della revisione contabile. Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) elaborati ai sensi dell'articolo 11, comma 3, del DLgs n. 39/10. Tali principi richiedono il rispetto di principi etici, nonché la pianificazione e lo svolgimento della revisione contabile al fine di acquisire una ragionevole sicurezza che il bilancio consolidato non contenga errori significativi.

La revisione contabile comporta lo svolgimento di procedure volte ad acquisire elementi probativi a supporto degli importi e delle informazioni contenuti nel bilancio consolidato. Le procedure scelte dipendono dal giudizio professionale del revisore, inclusa la valutazione dei rischi di errori significativi nel bilancio consolidato dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali. Nell'effettuare tali valutazioni del rischio, il revisore considera il controllo interno relativo alla redazione del bilancio consolidato dell'impresa che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta al fine di definire procedure di revisione appropriate alle circostanze, e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno dell'impresa. La revisione contabile comprende altresì la valutazione dell'appropriatezza dei principi contabili adottati, della ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, nonché la valutazione della presentazione del bilancio consolidato nel suo complesso.

Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

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 Wuhler 23 Tel. 0303697501 - Catania 95129 Corso Italia 302 Tel. 0957532311 - Firenze 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 0552482811 - Genova 16121 Piazza Faccapietra 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 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521275911 - Pescara 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 0854545711 - 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 - Vicenza 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444393311

www.pwc.com/it

Giudizio

A nostro giudizio, il bilancio consolidato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo Iren al 31 dicembre 2015, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data, in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n. 38/05.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari con il bilancio consolidato

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere, come richiesto dalle norme di legge, un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e delle informazioni della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs n. 58/98, la cui responsabilità compete agli amministratori della Iren SpA, con il bilancio consolidato del Gruppo Iren al 31 dicembre 2015. A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e le informazioni della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio consolidato del Gruppo Iren al 31 dicembre 2015.

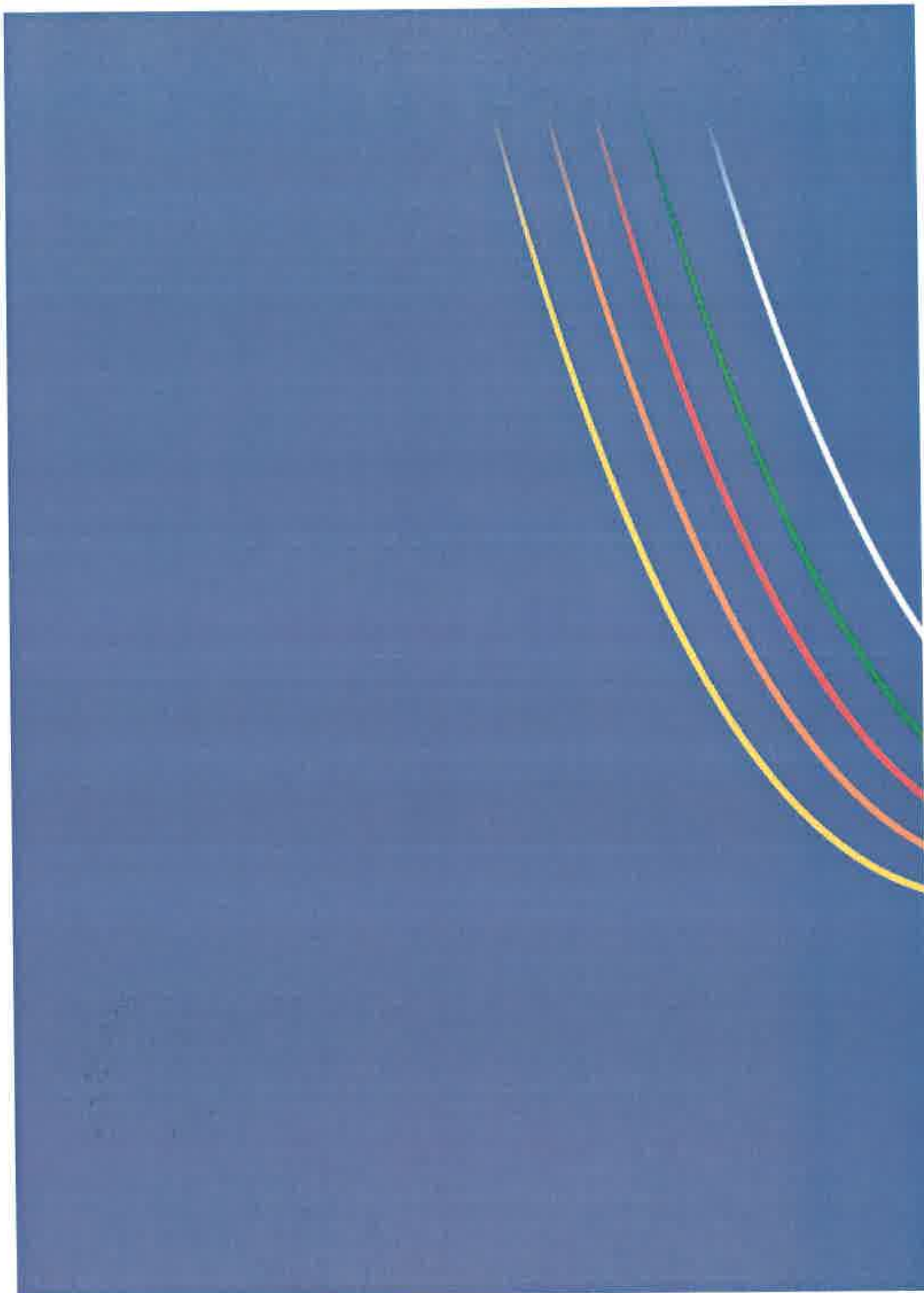
Torino, 15 aprile 2016

PricewaterhouseCoopers SpA



Piero De Lorenzi
(Revisore legale)





Bilancio Separato e Note Illustrative

al 31 dicembre 2015



PROSPETTO DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE - FINANZIARIA

			Importi in euro		
	Note	31.12.2015	di cui parti correlate	31.12.2014	di cui parti correlate
ATTIVITA'					
Attività materiali	(1)	12.091.185		1.520.716	
Attività immateriali a vita definita	(2)	23.888.405		5.791.670	
Partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate	(3)	2.544.321.913		2.544.508.361	
Altre partecipazioni	(4)	100.000			
Attività finanziarie non correnti	(5)	1.887.040.819	1.886.940.819	1.728.477.075	1.728.477.075
Altre attività non correnti	(6)	10.706.255		10.690.037	
Attività per imposte anticipate	(7)	18.138.132		21.630.158	
Totale attività non correnti		4.496.286.709		4.312.618.017	
Crediti commerciali	(8)	98.586.589	98.007.932	28.330.017	28.001.459
Crediti per imposte correnti	(9)			5.031.602	
Crediti vari e altre attività correnti	(10)	54.189.099	39.818.779	41.608.690	35.849.185
Attività finanziarie correnti	(11)	23.085.272	23.074.989	24.060.376	23.879.804
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(12)	116.060.571	2.184.381	19.196.933	178.463
Totale attività correnti		291.921.531		118.227.618	
Attività destinate ad essere cedute	(13)	240.000		240.000	
TOTALE ATTIVITA'		4.788.448.240		4.431.085.635	

	Note	31.12.2015	di cui parti correlate	31.12.2014	Importi in euro di cui parti correlate
PATRIMONIO NETTO					
Capitale sociale		1.276.225.677		1.276.225.677	
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo		181.992.516		190.583.731	
Risultato netto del periodo		124.500.783		50.096.527	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(14)	1.582.718.976		1.516.905.935	
PASSIVITA'					
Passività finanziarie non correnti	(15)	2.660.368.400	71.497.774	2.161.594.617	59.525.336
Benefici ai dipendenti	(16)	19.286.029		11.956.331	
Fondi per rischi ed oneri	(17)	19.432.387		10.091.928	
Passività per imposte differite	(18)	1.284.051		2.477.355	
Debiti vari, altre passività non correnti	(19)	8.680.541		13.554.288	8.498.810
Totale passività non correnti		2.709.051.408		2.199.674.520	
Passività finanziarie correnti	(20)	376.090.228	258.064.258	649.033.859	109.128.184
Debiti commerciali	(21)	61.116.393	23.822.512	20.025.425	6.263.475
Debiti vari e altre passività correnti	(22)	39.460.310	17.737.861	43.880.193	19.875.070
Debiti per imposte correnti	(23)	18.077.751			
Fondi per rischi ed oneri - quota corrente	(24)	1.933.174		1.565.703	
Totale passività correnti		496.677.856		714.505.180	
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute					
TOTALE PASSIVITA'		3.205.729.264		2.914.179.700	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		4.788.448.240		4.431.085.635	



PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO

		Importi in euro			
	Note	Esercizio 2015	di cui parti correlate	Esercizio 2014	di cui parti correlate
Ricavi					
Ricavi per beni e servizi	(25)	71.486.196	71.455.404	14.145.089	13.954.201
Altri proventi	(26)	18.481.045	13.384.958	4.960.491	3.762.666
Totale ricavi		89.967.241		19.105.580	
Costi operativi					
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(27)	(976.120)	(73.158)	(11.266)	(467)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(28)	(51.467.962)	(17.338.354)	(18.497.480)	(6.998.903)
Oneri diversi di gestione	(29)	(3.609.586)	(205.995)	(6.696.949)	(125.081)
Costi per lavori interni capitalizzati	(30)	2.892.640		584.849	
Costo del personale	(31)	(44.620.228)		(24.118.446)	(61.207)
- di cui non ricorrenti				(1.789.009)	
Totale costi operativi		(97.781.256)		(48.739.292)	
MARGINE OPERATIVO LORDO		(7.814.015)		(29.633.712)	
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni					
Ammortamenti	(32)	(3.159.221)		(331.462)	
Accantonamenti e svalutazioni	(33)	(489.448)		(2.582.223)	
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni		(3.648.669)		(2.913.686)	
RISULTATO OPERATIVO		(11.462.684)		(32.547.397)	
Gestione finanziaria	(34)				
Proventi finanziari		238.101.857	236.683.448	175.417.166	175.149.334
Oneri finanziari		(111.677.980)	3.335.618	(109.400.746)	(5.744.546)
Totale gestione finanziaria		126.423.877		66.016.420	
Rettifica di valore di partecipazioni	(35)				
- di cui non ricorrenti					
Risultato prima delle imposte		114.961.193		33.469.023	
Imposte sul reddito	(36)	9.539.590		16.627.504	
Risultato netto delle attività in continuità		124.500.783		50.096.527	
Risultato netto da attività operative cessate					
Risultato netto del periodo		124.500.783		50.096.527	

PROSPETTO DELLE ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

	Note	Importi in euro	
		Esercizio 2015	Esercizio 2014
Utile/(perdita) del periodo - Gruppo e Terzi (A)		124.500.783	50.096.527
Altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico	(37)		
- quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari		9.945.939	(3.706.716)
- variazioni di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita			-
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo		(2.738.213)	1.019.347
Totale altre componenti di conto economico complessivo al netto dell'effetto fiscale (B1)		7.207.726	(2.687.369)
Altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico			
- utili (perdite) attuariali piani per dipendenti a benefici definiti (IAS19)		490.670	(736.627)
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo		(117.761)	202.574
Totale altre componenti di conto economico complessivo al netto dell'effetto fiscale (B2)		372.909	(534.053)
Totale Utile/(perdita) complessiva (A)+(B1)+(B2)		132.081.418	46.875.105



PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

	Capitale sociale	Riserva sovrapp. 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			
Risultato complessivo rilevato nel periodo			
di cui:			
- Risultato netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
31/12/2014	1.276.226	105.102	36.855
Riserva legale			2.505
Dividendi agli azionisti			
Utili portati a nuovo			
Altri movimenti			
Risultato complessivo rilevato nel periodo			
di cui:			
- Risultato netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
31/12/2015	1.276.226	105.102	39.360

migliaia di euro					
Riserva copertura flussi finanziari	Riserva Available for Sale	Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	Totale riserve e Utili (perdite) accumulate	Risultato del periodo	Patrimonio netto
(24.584)	-	60.662	173.692	86.859	1.536.777
			4.343	(4.343)	-
		15.769	15.769	(66.747)	(66.747)
(2.687)		(534)	(3.221)	(15.769)	-
				50.097	46.876
(2.687)		(534)	(3.221)	50.097	50.097
(27.271)	-	75.897	190.583	(3.221)	(3.221)
			2.505	50.097	1.516.906
		(19.271)	(19.271)	(2.505)	-
		116	116	(47.476)	(66.747)
		479	479	(116)	-
7.207		373	7.580	479	479
				124.501	132.081
				124.501	124.501
7.207	-	373	7.580		7.580
(20.064)	-	57.594	181.992	124.501	1.582.719



RENDICONTO FINANZIARIO

mlgliaia di euro

	Esercizio 2015	Esercizio 2014
A. Disponibilità liquide e saldo gestione tesoreria accentrata iniziali	(37.265)	(74.632)
Flusso finanziario generato dall'attività operativa		
Risultato del periodo	124.501	50.097
Rettifiche per:		
Ammortamenti attività materiali e immateriali	3.159	331
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali		(1.121)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	(2.547)	(256)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	133	1.167
Variazione imposte anticipate e differite	(557)	(2.277)
Variazione altre attività/passività non correnti	(4.890)	(3.311)
Dividendi ricevuti	(164.846)	(171.444)
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività immobilizzate		
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	(45.047)	(126.814)
Variazione crediti commerciali	(70.257)	(14.338)
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	(6.761)	(7.101)
Variazione debiti commerciali	41.051	7.206
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	10.069	12.050
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(25.898)	(2.183)
D. Cash flow operativo (B+C)	(70.945)	(128.997)
Flusso finanziario da (per) attività di investimento		
Investimenti in attività materiali e immateriali	(6.132)	(4.769)
Investimenti in attività finanziarie	-	(35.665)
Realizzo investimenti	186	-
Dividendi ricevuti	164.846	171.444
Acquisto rami aziendali	(3.010)	
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	155.890	131.010
F. Free cash flow (D+E)	84.945	2.013
Flusso finanziario da attività di finanziamento		
Erogazione di dividendi	(66.747)	(66.747)
Altre variazioni di Patrimonio netto	479	0
Nuovi mutui e finanziamenti a lungo termine	800.000	750.000
Rimborsi di mutui e finanziamenti a lungo termine	(342.580)	(835.331)
Variazione crediti finanziari (*)	1.258.822	(175.478)
Variazione debiti finanziari	(379.234)	362.909
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	1.270.740	35.354
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	1.355.685	37.367
I. Disponibilità liquide e saldo gestione tesoreria accentrata finali (A+H)	1.318.420	(37.265)
L. Saldo gestione tesoreria accentrata a breve verso società controllate (*)	(1.202.359)	56.462
M. Disponibilità liquide finali (I+L)	116.061	19.197

(*) A partire dal 1° luglio 2013 a seguito di una modifica nei contratti di finanziamento verso controllate è stata effettuata una riclassifica nelle voci evidenziate per riflettere il suddetto adeguamento

NOTE ILLUSTRATIVE

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 ENI A.

Iren S.p.A., tramite le società controllate, opera nei seguenti settori di attività:

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

Iren S.p.A. è strutturata sul modello di una holding industriale con sede direzionale a Reggio Emilia, in via Nubi di Magellano n. 30, sedi operative a Genova, Parma, Piacenza e Torino, e società responsabili delle singole linee di business.

I. CONTENUTO E FORMA DEL BILANCIO

Il presente bilancio rappresenta il bilancio separato della Capogruppo Iren S.p.A. (bilancio d'esercizio) ed è stato predisposto nel rispetto dei Principi Contabili Internazionali ("IFRS") emessi dall'International Accounting Standards Board ("IASB") e omologati dall'Unione Europea, nonché dei provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. n. 38/2005. Per IFRS si intendono anche tutti i principi contabili internazionali rivisti ("IAS"), tutte le interpretazioni dell'International Financial Reporting Interpretations Committee ("IFRIC"), precedentemente denominato Standing Interpretations Committee ("SIC").

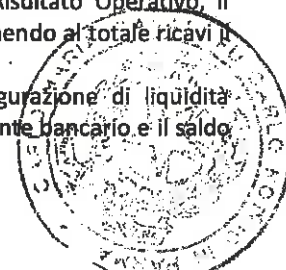
Nella predisposizione del presente bilancio, sono stati applicati gli stessi principi contabili adottati nella redazione del Bilancio al 31 dicembre 2014, con le eccezioni evidenziate nei paragrafi "Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni efficaci dal 1° gennaio 2015".

Il bilancio separato al 31 dicembre 2015 è costituito dalla Situazione Patrimoniale-Finanziaria, dal Conto Economico, dal Prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo, dal Prospetto delle variazioni di Patrimonio Netto, dal Rendiconto finanziario e dalle Note illustrative.

Si specifica che per la Situazione Patrimoniale-Finanziaria la classificazione delle attività e passività è effettuata secondo il criterio "corrente/non corrente" con specifica separazione delle attività e passività cessate o destinate a essere cedute. Le attività correnti, che includono disponibilità liquide e mezzi equivalenti, sono quelle destinate a essere realizzate, cedute o consumate nel normale ciclo operativo della società o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo della società o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio.

Il Conto Economico è classificato in base alla natura dei costi. In aggiunta al Risultato Operativo, il prospetto di Conto Economico evidenzia il Margine Operativo Lordo ottenuto sottraendo al totale ricavi il totale dei costi operativi.

Il rendiconto finanziario è presentato utilizzando il metodo indiretto. La configurazione di liquidità analizzata nel rendiconto finanziario include le disponibilità di cassa e di conto corrente bancario e il saldo della gestione della tesoreria accentrata a breve delle controllate.



Il bilancio è redatto sulla base del principio del costo storico, fatta eccezione per alcuni strumenti finanziari valutati al *fair value*. Il bilancio è inoltre redatto sul presupposto della continuità aziendale. La società, infatti, ha valutato che non sussistono significative incertezze (come definite dal paragrafo 25 del Principio IAS 1) sulla continuità aziendale.

Il presente bilancio è espresso in euro, moneta funzionale della società. I dati inclusi nelle note illustrative, ove non diversamente specificato, sono espressi in migliaia di euro.

Si precisa, infine, che, con riferimento alla Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006 in merito agli schermi di bilancio, sono state inserite specifiche colonne supplementari al Conto Economico e alla Situazione Patrimoniale-Finanziaria che evidenziano i rapporti significativi con parti correlate.

II. PRINCIPI CONTABILI E CRITERI DI VALUTAZIONE

Di seguito sono indicati i criteri adottati nella redazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2015 di Iren S.p.A.; i suddetti principi contabili non sono cambiati rispetto a quelli adottati al 31 dicembre 2014 ad eccezione di quanto riportato nel paragrafo "Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni efficaci dal 1° gennaio 2015".

Attività materiali

- Immobili, impianti e macchinari di proprietà

Gli immobili, impianti e macchinari di proprietà sono iscritti al costo di conferimento o di acquisto o di costruzione interna. Nel costo sono compresi tutti i costi direttamente imputabili necessari a rendere l'attività disponibile per l'uso (comprensivo, quando rilevante ed in presenza di obbligazioni attuali, del valore attuale dei costi stimati per lo smantellamento, per la rimozione dell'attività e per la bonifica del luogo), al netto di sconti commerciali e abbuoni.

Gli oneri finanziari relativi all'acquisto di un'immobilizzazione vengono capitalizzati per la quota imputabile ai beni fino al momento della loro entrata in esercizio.

Qualora parti significative di tali attività materiali abbiano differenti vite utili, tali componenti sono contabilizzate separatamente.

In particolare, secondo tale principio, il valore del terreno e quello dei fabbricati che insistono su di esso vengono separati e solo il fabbricato viene assoggettato ad ammortamento, mentre i valori riferiti ai terreni sono sottoposti ad impairment, come descritto nel successivo paragrafo "Perdita di valore di attività".

I costi di manutenzione aventi natura ordinaria sono addebitati integralmente a conto economico. Gli altri costi aventi natura incrementativa sono attribuiti alle immobilizzazioni cui si riferiscono, secondo quanto previsto dallo IAS 16, ed ammortizzati in relazione alle residue possibilità di utilizzo dei beni a cui si riferiscono. Hanno natura incrementativa le spese che comportino ragionevolmente un aumento dei benefici economici futuri, quali l'aumento della vita utile, l'incremento della capacità produttiva, il miglioramento delle qualità del prodotto, l'adozione di processi di produzione che comportino una sostanziale riduzione dei costi di produzione.

Le immobilizzazioni materiali in corso di costruzione comprendono i costi relativi alla costruzione di impianti sostenuti fino alla data di riferimento. Tali investimenti sono ammortizzati a partire dalla data di entrata in funzione nel ciclo di produzione.

Le immobilizzazioni sono sistematicamente ammortizzate in ogni esercizio a quote costanti sulla base di aliquote economico-tecniche determinate in relazione alle residue possibilità di utilizzo dei beni.

Le aliquote applicate sono riportate nella tabella seguente:

Voce	Aliquota min.	Aliquota max.
Fabbricati	3%	3%
Sistemi ausiliari fabbricati	5%	10%
Impianti generici	10%	10%
Software	20%	100%
Hardware	20%	50%
Migliorie su beni di Terzi	20%	22,22%
Attrezzatura	10%	10%
Mobili e arredi	10%	10%
Autovetture	25%	25%
Autocarri e Macchine Operatrici	20%	20%

I contributi pubblici in conto capitale che si riferiscono ad immobilizzazioni materiali sono registrati come ricavi differiti e accreditati al conto economico lungo il periodo di ammortamento dei relativi beni.

- Beni in locazione finanziaria

I beni detenuti per effetto di contratti di leasing finanziario sono inclusi tra le attività materiali contrapponendo nel passivo un debito di pari importo, secondo la metodologia finanziaria, prevista dallo IAS 17 che, riflettendo la sostanza economica delle operazioni, assimila le stesse a contratti di acquisto e di finanziamento. Secondo tale metodologia le immobilizzazioni materiali vengono iscritte in bilancio per il valore capitale al momento della sottoscrizione del contratto di leasing finanziario, rilevando contestualmente il debito verso il locatore, che è rappresentato in bilancio tra i debiti finanziari. Il debito viene progressivamente ridotto sulla base del piano di rimborso delle quote capitale. Nel conto economico vengono rilevati gli interessi sul debito sulla base del piano di ammortamento oltre agli ammortamenti del bene sulla base della prevista vita utile.

Per contro secondo la metodologia finanziaria i beni ceduti in leasing finanziario sono esclusi dalle immobilizzazioni materiali. Nell'attivo della Situazione Patrimoniale-Finanziaria è iscritto il relativo credito finanziario il cui valore si riduce periodicamente al momento dell'incasso delle rispettive quote capitale. Nel conto economico vengono rilevati gli interessi attivi sul credito sulla base del piano di ammortamento.

Investimenti immobiliari

Gli investimenti immobiliari sono valutati inizialmente al costo d'acquisto o di costruzione. Il costo comprende il prezzo di acquisto e tutte le spese direttamente attribuibili. I costi accessori all'operazione sono contabilizzati tra i costi dell'immobile quando ne viene contabilizzato l'acquisto. Nella valutazione successiva gli investimenti immobiliari sono valutati al costo.

Le spese sostenute successivamente all'acquisto o all'ultimazione di un immobile destinato ad investimento immobiliare sono imputate al costo iniziale del bene se è probabile che, grazie a tali spese, l'impresa otterrà futuri benefici economici superiori a quelli stimati in precedenza. In caso contrario questi costi sono imputati a conto economico.

Gli investimenti immobiliari sono sistematicamente ammortizzati in ogni esercizio a quote costanti sulla base di aliquote ritenute rappresentative della residua possibilità di utilizzazione dell'immobilizzazione stessa.

Attività immateriali

Le attività immateriali sono iscritte nell'attivo della Situazione Patrimoniale-Finanziaria quando è probabile che l'uso dell'attività genererà benefici economici futuri e quando il costo dell'attività può essere determinato in modo attendibile. Esse sono iscritte al valore di conferimento, al costo di acquisizione o di produzione inclusivo degli eventuali oneri accessori.



Le attività immateriali a durata definita sono ammortizzate sistematicamente in funzione della loro prevista utilità futura, in modo che il valore netto alla chiusura del periodo corrisponda alla loro residua utilità o all'importo recuperabile secondo i piani aziendali di svolgimento dell'attività produttiva. L'ammortamento inizia quando l'attività è disponibile per l'uso.

I costi di sviluppo sono oggetto di capitalizzazione solo se sia dimostrabile:

- la possibilità tecnica di completare l'attività immateriale in modo da essere disponibile per l'uso o per la vendita;
- l'intenzione di completare l'attività immateriale per usarla o venderla;
- la capacità ad usare o vendere l'attività immateriale;
- la capacità di valutare attendibilmente il costo attribuibile all'attività immateriale durante il suo sviluppo;
- la disponibilità di risorse tecniche, finanziarie e di altro tipo adeguate per completare lo sviluppo e per l'utilizzo o la vendita dell'attività immateriale;
- in quale modo l'attività immateriale genererà probabili benefici economici futuri.

In mancanza di uno soltanto dei requisiti indicati i costi in questione sono interamente imputati al periodo del loro sostenimento.

L'ammortamento dei diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione opere dell'ingegno è calcolato a quote costanti in cinque anni.

L'ammortamento inizia quando l'attività è disponibile all'utilizzo, ossia quando è nella posizione e nella condizione necessaria affinché sia in grado di operare nella maniera prevista dalla direzione aziendale. L'ammortamento cessa alla data più remota tra quella in cui l'attività è classificata come posseduta per la vendita (o inclusa in un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita), in conformità all'IFRS 5, e quella in cui l'attività viene eliminata contabilmente.

Le immobilizzazioni in corso ed acconti sono relativi a costi, interni e esterni, connessi a immobilizzazioni immateriali per i quali non è stata ancora acquisita la titolarità del diritto e non risulta avviato il processo di utilizzazione economica. Tali investimenti vengono ammortizzati a partire dalla data di entrata in funzione nel ciclo di produzione.

Le immobilizzazioni in corso, in base allo IAS 36, ad ogni data di bilancio oppure ogniqualvolta vi siano indicazioni che l'attività immateriale ha subito una perdita di valore, vengono sottoposte ad impairment test al fine di verificare la corrispondenza tra valore contabile e valore recuperabile.

Avviamento

L'avviamento è inizialmente iscritto al costo e rappresenta l'eccedenza del costo d'acquisto e del valore delle eventuali quote di minoranza possedute rispetto al *fair value* netto riferito ai valori identificabili delle attività e delle passività attuali e potenziali afferenti al complesso acquisito. Se dopo tale rideterminazione, i valori correnti delle attività e passività attuali e potenziali eccedono il costo dell'acquisizione, l'eccedenza viene iscritta immediatamente a conto economico.

L'eventuale avviamento derivante dall'acquisizione di una società collegata è incluso nel valore contabile della partecipazione.

In sede di prima adozione degli IFRS, il Gruppo ha scelto di non applicare l'IFRS 3 – Aggregazioni di imprese in modo retroattivo alle acquisizioni di aziende avvenute antecedentemente il 1° gennaio 2004; di conseguenza, l'avviamento generato su acquisizioni antecedenti la data di transizione agli IFRS è stato mantenuto al precedente valore determinato secondo i principi contabili italiani, previa verifica e rilevazione di eventuali perdite di valore.

L'avviamento viene allocato ad una o più unità generatrici di flussi finanziari (cash generating unit) e non viene ammortizzato, ma annualmente, o più frequentemente se specifici eventi o modificate circostanze indicano la possibilità di aver subito una perdita di valore, viene sottoposto a impairment test, come evidenziato nel paragrafo "Perdita di valore di attività".

Attività non correnti possedute per la vendita

Un'attività non corrente (o un gruppo in dismissione composto da attività e passività) viene classificata come posseduta per la vendita se il suo valore contabile sarà recuperato principalmente con

un'operazione di vendita anziché tramite il suo utilizzo continuato. Immediatamente prima della classificazione iniziale dell'attività (o gruppo in dismissione) come posseduta per la vendita, i valori contabili dell'attività sono valutati in conformità ai principi contabili del Gruppo. Successivamente, l'attività (o gruppo in dismissione) viene valutata al minore tra il suo valore contabile e il fair value al netto dei costi di vendita. La perdita di valore di un gruppo in dismissione viene allocata in primo luogo all'avviamento, quindi alle restanti attività e passività in misura proporzionale, ad eccezione di rimanenze, attività finanziarie, attività per imposte differite, benefici per dipendenti, investimenti immobiliari e attività biologiche, che continuano ad essere valutate in conformità ai principi contabili del Gruppo. Le perdite di valore per la classificazione iniziale di un'attività come posseduta per la vendita e le differenze di valutazione successive sono rilevate a conto economico. Le variazioni di valore positive sono rilevate solo fino a concorrenza di eventuali perdite di valore accumulate.

Perdita di valore di attività

Gli IAS/IFRS richiedono di valutare l'esistenza di perdite di valore delle attività in presenza di indicatori specifici che facciano ritenere che tale problematica possa sussistere. Viene effettuata una verifica di perdita di valore (impairment test), che consiste nella stima del valore recuperabile dell'attività e nel confronto con il relativo valore netto contabile.

Il valore recuperabile è definito come il maggiore tra il prezzo netto di vendita (qualora esista un mercato attivo) e il valore d'uso del bene. Quest'ultimo è definito sulla base dell'attualizzazione dei flussi di cassa attesi dall'utilizzo del bene o da un'aggregazione di beni (le cosiddette cash generating unit), al lordo delle imposte, applicando un tasso di sconto, ante imposte, che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività. Se il valore recuperabile è inferiore al valore contabile viene iscritta una perdita di valore. Se in esercizi successivi la perdita viene meno o si riduce, il valore contabile dell'attività o dell'unità generatrice di flussi finanziari è incrementato sino alla stima del nuovo valore recuperabile. Quest'ultimo non può eccedere il valore che sarebbe stato determinato se non fosse stata rilevata in precedenza alcuna perdita per riduzione di valore. Il ripristino di una perdita di valore è iscritto immediatamente a conto economico.

Per attività non soggette ad ammortamento (avviamento, altre attività immateriali a vita utile indefinita) e per le immobilizzazioni immateriali non ancora disponibili per l'utilizzo, l'impairment test è effettuato con frequenza annuale indipendentemente dalla presenza di specifici indicatori.

Strumenti finanziari

- Partecipazioni in imprese controllate e collegate

Le partecipazioni in imprese controllate e collegate sono valutate al costo. Nel caso in cui si verificino perdite durevoli di valore si procede alla svalutazione del valore della partecipazione. L'effetto di tale svalutazione è rilevato a conto economico.

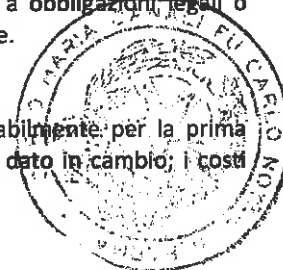
- Altre partecipazioni

Le partecipazioni in altre imprese, classificate come disponibili per la vendita (AFS), sono valutate al fair value. Gli utili e le perdite derivanti dalle variazioni nel fair value sono imputati direttamente nelle altre componenti di conto economico complessivo fino al momento in cui esse sono cedute o abbiano subito una perdita di valore; in tal caso, la perdita complessiva viene stornata dalle altre componenti di conto economico complessivo e rilevata nel conto economico per un importo pari alla differenza tra il costo di acquisizione ed il fair value corrente. Quando il fair value non può essere attendibilmente determinato, le partecipazioni sono valutate al costo, rettificato per perdite durevoli di valore, il cui effetto è rilevato nel conto economico.

Il rischio derivante da eventuali perdite eccedenti il valore di carico della partecipazione è rilevato in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite nei confronti dell'impresa partecipata o comunque a coprire le sue perdite.

- Attività finanziarie detenute per la negoziazione

Le attività finanziarie detenute per la negoziazione, quando sono rilevate contabilmente per la prima volta, sono valutate al costo di acquisto, in pratica al fair value del corrispettivo dato in cambio; i costi della transazione, in quanto costi accessori, sono inclusi nel costo di acquisto.



Dopo la rilevazione iniziale, sono valutate al fair value, senza deduzione di eventuali costi di transazione che potranno verificarsi al momento della vendita o dell'eliminazione. Le variazioni di fair value sono iscritte direttamente a conto economico.

Se il fair value non può essere determinato in modo attendibile tali attività sono valutate al costo.

- Attività finanziarie disponibili per la vendita

Le attività finanziarie disponibili per la vendita, quando sono rilevate contabilmente per la prima volta, sono valutate al fair value del corrispettivo pagato (costo di acquisto comprensivo dei costi accessori).

Dopo la rilevazione iniziale, sono valutate al fair value, senza deduzione di eventuali costi di transazione che potranno verificarsi al momento della vendita o dell'eliminazione. Le variazioni di fair value sono iscritte nelle altre componenti di conto economico complessivo e vengono riversate a conto economico solo quando queste attività disponibili per la vendita sono eliminate dal bilancio o abbiano subito una perdita durevole di valore.

Se il fair value degli investimenti in strumenti rappresentativi di capitale non può essere determinato in modo attendibile tali attività sono valutate al costo.

- Strumenti finanziari di copertura

La Società detiene strumenti di copertura adottati in ottica non speculativa esclusivamente con lo scopo di coprire la propria esposizione ai rischi tasso, cambio e commodity.

Coerentemente con quanto stabilito dallo IAS 39, gli strumenti finanziari di copertura sono contabilizzati secondo le modalità stabilite per l'hedge accounting se vengono soddisfatte tutte le seguenti condizioni:

- all'inizio della copertura, o alla cosiddetta "first time adoption" per gli strumenti in essere al 1° gennaio 2005, vi è una documentazione formale della relazione di copertura e degli obiettivi aziendali di gestione del rischio e della strategia per effettuare la copertura;
- si suppone che la copertura sia altamente efficace nell'ottenere la compensazione dei cambiamenti nel fair value (fair value hedge) o nei flussi finanziari (cash flow hedge) attribuibili al rischio coperto;
- per le coperture di flussi finanziari, un'operazione prevista, che è oggetto di copertura, deve essere altamente probabile e deve presentare un'esposizione alle variazioni di flussi finanziari che potrebbe infine incidere sul risultato economico dell'esercizio;
- l'efficacia della copertura può essere attendibilmente valutata, ossia il fair value o i flussi finanziari dell'elemento coperto ed il fair value dello strumento di copertura possono essere attendibilmente valutati;
- la copertura è stata valutata sulla base di un criterio ricorrente ed è considerata altamente efficace per tutta la vita del derivato.

Gli strumenti finanziari di copertura vengono iscritti al fair value determinato coerentemente con quanto previsto dall'IFRS 13. Il fair value viene determinato con modelli di valutazione adeguati per ciascuna tipologia di strumento finanziario utilizzando, ove disponibili, le curve forward di mercato sia regolamentato, sia non regolamentato (intrinsic value); per le opzioni il fair value è integrato dalla componente time value, che è funzione della vita residua dell'opzione e della volatilità del sottostante.

Tenuto conto di quanto precisato nell'IFRS 7, esteso dal nuovo IFRS 13, in merito alla c.d. gerarchia del fair value, si evidenzia che per ogni categoria di strumento finanziario contabilizzato al fair value viene indicata la gerarchia di determinazione del fair value suddivisa tra:

- 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).

Gli strumenti finanziari di copertura, ad ogni chiusura di bilancio, vengono sottoposti al test di efficacia al fine di verificare se la copertura abbia o meno i requisiti per essere qualificata come copertura efficace ed essere contabilizzata secondo i principi dell'hedge accounting.

Se i requisiti previsti per l'applicazione dell'hedge accounting sono soddisfatti e:

- si è in presenza di copertura di flussi finanziari (cash flow hedge), le variazioni del fair value dello strumento di copertura sono inserite nelle altre componenti di conto economico complessivo per la quota efficace della copertura (intrinsic value), e sono rilevate a conto economico per la parte time value e per l'eventuale quota inefficace (overhedging);

- si è in presenza di copertura di fair value (fair value hedge), le variazioni del fair value, sia dello strumento di copertura che dello strumento coperto, sono rilevate a conto economico.

Se i requisiti previsti per l'applicazione dell'hedge accounting non sono soddisfatti gli utili o le perdite derivanti dalla valutazione al fair value del solo strumento finanziario di copertura, sono iscritti interamente a conto economico.

- Altre attività e passività finanziarie

Finanziamenti e crediti sono iscritti inizialmente al fair value rettificato degli eventuali costi di transazione direttamente attribuibili, mentre le valutazioni successive vengono effettuate utilizzando il criterio del costo ammortizzato.

I titoli detenuti per essere mantenuti sino alla scadenza sono iscritti in sede di prima rilevazione al costo, incrementato dei costi di transazione sostenuti per l'acquisizione dell'attività finanziaria. Successivamente alla prima rilevazione sono valutati al costo ammortizzato con il metodo dell'interesse effettivo al netto delle perdite di valore.

Ad ogni chiusura di bilancio, oppure allorquando sono evidenziati indicatori di impairment, tutte le attività finanziarie, ad eccezione di quelle FVTPL, sono sottoposte ad impairment test per determinare se vi siano oggettive evidenze (quali violazione degli accordi contrattuali, probabilità di fallimento del debitore, difficoltà finanziarie del debitore,...) che possono far ritenere non interamente recuperabile il valore dell'attività.

- Crediti e Debiti commerciali

I crediti e i debiti commerciali, la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali, non sono attualizzati, poiché la componente temporale ha scarsa rilevanza nella loro valorizzazione, e sono iscritti al fair value (identificato dal loro valore nominale). Dopo la valutazione iniziale sono iscritti al costo ammortizzato. I crediti commerciali sono al netto del fondo svalutazione crediti che riflette la stima delle perdite su crediti.

- Disponibilità liquide

Le disponibilità liquide sono costituite dai valori in cassa, dai depositi a vista e da investimenti finanziari a breve termine (scadenza a tre mesi o meno dalla data di acquisto) e ad alta liquidità che sono prontamente convertibili in valori di cassa noti e che sono soggetti ad un rischio irrilevante di variazione del loro valore.

I depositi e i mezzi equivalenti, dopo la valutazione iniziale al costo inclusi gli oneri accessori, sono valutati al fair value.

Il denaro e i valori bollati in cassa sono valutati al valore nominale.

Patrimonio netto

Il capitale sociale, inclusivo delle diverse categorie di azioni, viene esposto al suo valore nominale ridotto dei crediti verso soci per decimi da versare.

Il costo di acquisto delle azioni proprie viene portato a riduzione del patrimonio netto.

I costi direttamente attribuibili ad operazioni sul capitale della capogruppo, per nuove sottoscrizioni, sono contabilizzati a riduzione del patrimonio netto.

I dividendi sono iscritti tra le passività al momento in cui vengono approvati dall'assemblea degli azionisti.

Benefici ai dipendenti

A decorrere dal 1° gennaio 2012 è stata applicata, in via anticipata, la modifica al principio contabile internazionale IAS 19 "Benefici ai dipendenti" omologato in data 6 giugno 2012. Tale modifica è applicabile a partire dal 1° gennaio 2013, tuttavia ne è stata consentita l'applicazione su base volontaria per le relazioni finanziarie annuali al 31 dicembre 2012. Le modifiche prese in considerazione nell'emendamento in oggetto possono classificarsi in tre grandi categorie: rilevazione ed esposizione in bilancio informazioni integrative (disclosures) e ulteriori modifiche.

La prima categoria di modifiche interessa i piani a benefici definiti. In particolare viene abbandonato il metodo del corridoio nella rilevazione degli utili e delle perdite attuariali (già non applicato presso il Gruppo Iren) e viene introdotto l'obbligo di rilevare le componenti connesse alle "rivalutazioni" (ad es. gli



utili e le perdite attuariali) immediatamente nel Prospetto delle altre componenti di Conto Economico complessivo.

Per quanto riguarda la presentazione in bilancio, le variazioni della passività relativa all'obbligazione che sorge in relazione a un piano a benefici definiti sono disaggregate in tre componenti:

- 1) operativa (service cost), costi del personale;
- 2) finanziaria (finance cost), interessi attivi/passivi netti;
- 3) valutativa (remeasurement cost), utili/perdite attuariali.

In merito all'informativa integrativa, viene proposta l'informativa relativa alle caratteristiche dei piani e dei relativi importi iscritti in bilancio, al rischio derivante dai piani e comprendente una analisi di sensitività delle fluttuazioni nel rischio demografico.

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di programmi che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in programmi "a contributi definiti" e programmi "a benefici definiti".

Nei programmi a "contributi definiti" l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero ad un patrimonio o ad un'entità giuridicamente distinta (c.d. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti. Per Iren rientrano in questa categoria il Trattamento di Fine Rapporto maturato a partire dal 1° gennaio 2007 che viene versato al fondo INPS e la parte versata alla previdenza integrativa.

La passività relativa ai programmi a "benefici definiti", al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali. Per Iren rientrano in questa categoria il Trattamento di Fine Rapporto maturato fino al 31 dicembre 2006 (o alla data di scelta da parte del dipendente nel caso di destinazione a fondi complementari), le agevolazioni tariffarie fornite al personale dipendente ed ex-dipendente, le mensilità aggiuntive (art. 47 CCNL), il premio fedeltà erogato al personale dipendente al raggiungimento di una determinata anzianità di servizio e il fondo Premungas, che è un trattamento pensionistico integrativo che permette al dipendente di raggiungere l'ultima retribuzione percepita al momento della cessazione del rapporto di lavoro.

Per ciascun dipendente viene calcolato il valore attuale della passività con il metodo di proiezione unitaria del credito. L'ammontare della passività viene calcolato stimando l'ammontare da pagare al momento della risoluzione del rapporto di lavoro, prendendo in considerazione ipotesi economiche, finanziarie e demografiche; tale valore viene imputato pro-rata temporis sulla base del periodo di lavoro già maturato.

Per il trattamento di fine rapporto maturato al 31 dicembre 2006 (o alla data di scelta da parte del dipendente nel caso di destinazione a fondi complementari), non viene invece applicato il pro-rata temporis, poiché alla data del bilancio i benefici possono essere considerati maturati interamente.

Le variabili demografiche, economiche e finanziarie assunte sono annualmente validate da un attuario indipendente.

Gli utili e le perdite derivanti dall'effettuazione del calcolo attuariale per quanto concerne i benefici successivi al rapporto di lavoro sono immediatamente rilevati nel Conto economico complessivo, cioè nell'other comprehensive income, con l'eccezione del premio di fedeltà per cui sono rilevati interamente a Conto economico.

Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri sono accantonati per coprire passività di ammontare o scadenza incerti che devono essere rilevati in bilancio quando ricorrono le seguenti contestuali condizioni:

- l'impresa ha un'obbligazione attuale (legale o implicita), ossia in corso alla data di riferimento del bilancio, quale risultato di un evento passato;
- è probabile che per adempiere all'obbligazione si renderà necessario un impiego di risorse economiche;
- può essere effettuata una stima attendibile dell'importo necessario all'adempimento dell'obbligazione.

I rischi per i quali il manifestarsi di una passività è soltanto potenziale sono indicati nelle note al bilancio senza procedere allo stanziamento di un fondo.

In caso di eventi solamente remoti e cioè di eventi che hanno scarsissime possibilità di verificarsi non viene contabilizzato alcun fondo, né vengono fornite informazioni aggiuntive od integrative.

Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa pagherebbe per estinguere l'obbligazione, ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell'esercizio. Se l'effetto di attualizzazione del valore del denaro è significativo, gli accantonamenti sono

determinati attualizzando i flussi finanziari futuri attesi ad un tasso di sconto ante imposte che riflette la valutazione corrente del mercato del costo del denaro in relazione al tempo.

Quando viene effettuata l'attualizzazione, l'incremento dell'accantonamento dovuto al trascorrere del tempo è rilevato come onere finanziario.

I fondi post mortem sono attualizzati sulla base della curva dei tassi governativi alla data di bilancio. Si attualizzano, anno per anno, i flussi di cassa indicati nella perizia redatta da un esperto indipendente.

Ricavi

I ricavi sono valutati al fair value del corrispettivo ricevuto o spettante, tenendo conto di eventuali sconti commerciali e riduzioni legate alla quantità.

I ricavi dalla vendita di beni sono rilevati quando:

- l'impresa ha trasferito all'acquirente i rischi significativi e i benefici connessi alla proprietà del bene;
- l'impresa perde i diritti di proprietà nonché l'effettivo controllo sulla merce venduta da parte del venditore;
- il valore dei ricavi può essere determinato in modo attendibile;
- è probabile che l'impresa venditrice potrà fruire dei benefici economici derivanti dall'operazione;
- il valore dei costi connessi all'operazione può essere determinato in modo attendibile.

Quando sussiste un'incertezza sulla possibilità di incassare i crediti derivanti da un ricavo già contabilizzato, il valore non recuperabile viene rilevato come costo anziché come rettifica del ricavo già imputato.

I ricavi dalla prestazione di servizi sono rilevati quando:

- l'ammontare dei ricavi può essere determinato in modo attendibile;
- è probabile che l'impresa venditrice potrà fruire dei benefici economici derivanti dall'operazione;
- lo stadio di completamento dell'operazione alla data di chiusura del bilancio d'esercizio può essere determinato attendibilmente;
- il valore dei costi connessi all'operazione può essere determinato in modo attendibile.

Contributi in conto impianti e contributi in conto esercizio

I contributi in conto impianti vengono iscritti, quando gli stessi divengono esigibili, come ricavo differito e imputato come provento al conto economico sistematicamente durante la vita utile del bene a cui si riferiscono. Il ricavo differito relativo ai contributi stessi trova riscontro nella Situazione Patrimoniale-Finanziaria tra le altre passività, con opportuna separazione tra la parte corrente e quella non corrente.

I contributi in conto esercizio sono imputati a conto economico nel momento in cui sono soddisfatte le condizioni di iscrizione, ovvero quando si ha la certezza del riconoscimento degli stessi in contropartita dei costi a fronte dei quali i contributi sono erogati.

Altri proventi

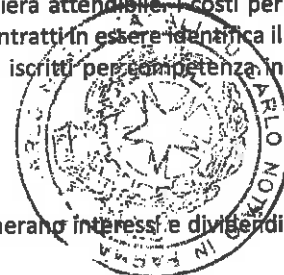
Gli altri proventi includono tutte le fattispecie di ricavi non inclusi nelle tipologie precedenti e non aventi natura finanziaria e sono rilevati secondo le modalità sopra indicate per i ricavi delle vendite di beni e prestazione di servizi.

Costi per l'acquisizione di beni e servizi

I costi sono valutati al fair value dell'ammontare pagato o da pagare. I costi per l'acquisizione di beni e servizi sono iscritti quando il loro ammontare può essere determinato in maniera attendibile. I costi per acquisto di beni sono riconosciuti al momento della consegna, che in base ai contratti in essere identifica il momento del passaggio dei rischi e benefici connessi. I costi per servizi sono iscritti per competenza in base al momento di ricevimento degli stessi.

Proventi ed oneri finanziari

I ricavi che derivano dall'utilizzo, da parte di terzi, di beni dell'impresa che generano interessi e dividendi sono rilevati quando:



- è probabile che l'impresa venditrice potrà fruire dei benefici economici derivanti dall'operazione;
- l'ammontare dei ricavi può essere determinato in modo attendibile.

I ricavi devono essere rilevati applicando i seguenti criteri:

- gli interessi devono essere rilevati con un criterio temporale che consideri il rendimento effettivo del bene;
- i ricavi per dividendi da partecipazioni sono contabilizzati nel momento in cui sorge il diritto all'incasso, che normalmente corrisponde alla delibera assembleare di distribuzione dei dividendi.

Quando sussiste un'incertezza sulla possibilità di incassare i crediti derivanti da un ricavo già contabilizzato, il valore non recuperabile deve essere rilevato come costo anziché come rettifica del ricavo già imputato.

Gli oneri finanziari sono rilevati come costo nell'esercizio nel quale essi sono sostenuti; quelli che sono direttamente imputabili all'acquisizione, costruzione, produzione di un impianto sono capitalizzati dal momento che:

- è probabile che comporteranno dei benefici economici futuri per l'impresa;
- sono attendibilmente determinati.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito includono tutte le imposte calcolate sul reddito imponibile delle società.

Le imposte correnti e differite vengono rilevate come proventi o come oneri e sono incluse nell'utile o nella perdita dell'esercizio, a meno che le imposte derivino da un'operazione o un fatto rilevato, nello stesso esercizio o in un altro, direttamente nel patrimonio netto.

Le imposte correnti del periodo sono determinate sulla base di una realistica previsione dell'onere d'imposta di pertinenza del periodo determinato in applicazione della vigente normativa fiscale o sostanzialmente approvata. Le imposte differite sono calcolate in base alle differenze temporanee che emergono tra la base imponibile di una attività o passività e il valore contabile nel bilancio consolidato.

Un'attività per imposte anticipate viene contabilizzata quando il suo recupero è probabile.

Le imposte differite e anticipate sono state calcolate considerando l'aliquota fiscale prevista per l'esercizio in cui le differenze si riverseranno.

Il Gruppo ha esercitato l'opzione, ai sensi dell'art. 118 del nuovo Tuir, per il Consolidato fiscale di Gruppo che comporta il trasferimento da parte delle società consolidate delle proprie posizioni debitorie/creditorie IRES verso la Consolidante Iren S.p.A.. Quest'ultima determina l'IRES su una base imponibile corrispondente alla somma algebrica degli imponibili positivi e negativi delle singole società che partecipano al consolidato.

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

Attività operative cessate

Un'attività operativa cessata è un componente del gruppo che è stato dismesso e rappresenta un importante ramo autonomo di attività o area geografica di attività. Un'attività viene classificata come cessata al momento della cessione o quando classificata come attività posseduta per la vendita: quando un'attività viene classificata come cessata, il conto economico viene rideterminato come se l'operazione fosse cessata a partire dall'inizio del periodo comparativo.

Criteri di conversione delle poste in valuta estera

La valuta funzionale e di presentazione adottata dalla Società è l'Euro. In presenza di transazioni in valuta estera, le stesse sono inizialmente rilevate al tasso di cambio in essere alla data dell'operazione. Le attività e le passività in valuta, ad eccezione delle immobilizzazioni, sono iscritte al cambio di riferimento alla data di chiusura del periodo e i relativi utili e perdite su cambi sono imputati a conto economico. L'eventuale utile netto che dovesse emergere viene accantonato in un'apposita riserva non distribuibile fino alla data di realizzo.

PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI EFFICACI DAL 1° GENNAIO 2015

Il 12 dicembre 2013 lo IASB ha emesso un insieme di modifiche agli IFRS (Annual Improvements to IFRSs – 2010-2012 Cycle e Annual Improvements to IFRSs – 2011-2013 Cycle), omologate dalla Commissione Europea il 17-18 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) l'esclusione dall'ambito di applicazione dell'IFRS3 – Aggregazioni aziendali di tutti i tipi di accordi a controllo congiunto;
- c) il raggruppamento dei segmenti operativi nell'IFRS8 – Segmenti operativi;
- d) la definizione dei dirigenti strategici con responsabilità strategiche nello IAS24 – Informativa sulle parti correlate;
- e) alcuni chiarimenti sulle eccezioni all'applicazione dell'IFRS13 – Misurazione del fair value e
- f) la valutazione al fair value della cd. contingent consideration nell'ambito dell'IFRS3 Aggregazioni aziendali.

PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI NON ANCORA APPLICABILI E NON ADOTTATI IN VIA ANTICIPATA DALLA SOCIETÀ

Si segnalano inoltre i seguenti Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni non ancora applicabili alla data del presente bilancio e non adottati in via anticipata dalla società.

- 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'IFRS 9 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 deve rilevare le perdite attese sulle proprie attività finanziarie, dove per “perdita” si intende il valore attuale di tutti i futuri mancati incassi, e fornire 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° febbraio 2015 riguardano la semplificazione del trattamento contabile delle contribuzioni ai piani a benefici definiti da parte dei dipendenti o di terzi in casi specifici. La modifica è applicabile a decorrere dal 1° gennaio 2016.



- 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 incontri 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.
- In 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.
- In 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'IFRS 5 - *Attività destinate alla vendita*; b) la definizione del tasso di attualizzazione ai fini dello IAS 19 - *Benefici ai dipendenti*. La modifica è applicabile a decorrere dal 1° gennaio 2016.
- Il 13 gennaio 2016 lo IASB ha emesso il principio IFRS 16 - *Leases*, che elimina la distinzione tra leasing operativi e leasing finanziari. Tutti i leasing dovranno essere contabilizzati secondo il metodo finanziario, a meno che abbiano una durata inferiore ai 12 mesi o riguardino asset di modico valore (inferiore ai 5.000 euro). Nulla cambia per quanto riguarda il locatore. Il nuovo principio, che sostituisce lo IAS 17, sarà applicabile a partire dal 1 gennaio 2019; l'applicazione anticipata è consentita

a condizione di applicare contestualmente l'IFRS 15 "Ricavi da contratti con i clienti" applicabile dal 1 gennaio 2018.

Relativamente ai nuovi principi applicabili a partire dall'esercizio 2016 o successivi sono in corso le valutazioni e le analisi sugli impatti sui prossimi bilanci.

Utilizzo di valori stimati

Nell'ambito della redazione del bilancio 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. Le stime sono state utilizzate per valutare le attività materiali e immateriali sottoposte ad *impairment*, oltre che per rilevare 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.



III. GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI DI IREN S.p.A.

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 per quanto riguarda la gestione e il controllo dei rischi derivanti da strumenti finanziari (rischio di liquidità, rischio di cambio, rischio tassi di interesse, rischio di credito).

RISCHIO DI LIQUIDITÀ

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

Nella tabella seguente viene indicato quando è previsto il flusso di cassa in uscita (entro 12 mesi, tra 1 e 5 anni e oltre i 5 anni). I flussi indicati sono flussi di cassa nominali futuri non scontati, determinati con riferimento alle residue scadenze contrattuali, sia per la quota in conto capitale sia per la quota in conto interessi; sono altresì indicati i flussi nominali non scontati inerenti i contratti derivati su tassi di interesse.

Dati al 31/12/2015	migliaia di euro				
	Valore contabile	Flussi finanziari contrattuali	entro i 12 mesi	1-5 anni	Oltre 5 anni
Debiti per mutui e bond	2.772.726	(3.234.065)	(218.840)	(1.529.939)	(1.485.286)
Coperture rischio tasso (**)	31.439	(31.439)	(10.565)	(21.061)	187

(**) Il valore contabile delle "Coperture rischio tasso" comprende il fair value dei contratti di copertura (sia quelli attivi che quelli passivi).

I flussi finanziari previsti per l'estinzione delle altre passività finanziarie, diverse da quelle verso finanziatori, non si discostano significativamente dal valore contabile riportato in bilancio.

Per un dettaglio sulle politiche di gestione del rischio di liquidità si rimanda a quanto riportato nelle Note illustrative del bilancio consolidato inserite nel presente documento di bilancio.

RISCHIO DI TASSO DI INTERESSE

Al fine di consentire una completa comprensione dei rischi di variazione dei tassi di interesse è stata condotta un'analisi di sensitività degli oneri finanziari netti al variare dei tassi di interesse. Tale analisi è stata effettuata, sulla base di presupposti di ragionevolezza, secondo le seguenti modalità:

- una variazione in aumento ed in diminuzione di 100 basis points dei tassi di interesse euribor rilevati nel corso dell'esercizio è stata applicata all'indebitamento finanziario netto;
- in caso sia esistente una relazione di copertura lo shock sui tassi è stato applicato congiuntamente alla posizione debitoria ed al relativo strumento derivato di copertura con un effetto netto a conto economico estremamente contenuto;
- con riferimento ai contratti derivati di copertura esistenti alla data di chiusura dell'esercizio è stata applicata una traslazione in aumento ed in diminuzione di 100 basis points delle curve forward dei tassi di interesse impiegate per la determinazione dei fair value dei contratti stessi.

Nella seguente tabella sono riportati i risultati dell'analisi di sensitività anzi illustrata svolta con riferimento alla data del 31 dicembre 2015.

	Oneri finanziari		Riserva Cash Flow Hedge	
	aumento di	diminuzione	aumento di	diminuzione
	100 bps	di 100 bps	100 bps	di 100 bps
Sensitività dei flussi finanziari (netta)				
Indebitamento finanziario netto (comprensivo dei contratti di copertura)	3.228	(3.603)	-	-
Variazione del fair value				
Contratti di copertura (solo componenti valutative)	2.331	(2.605)	14.466	(15.373)
Totale impatto da analisi di sensitività	5.559	(6.208)	14.466	(15.373)

FAIR VALUE

Il fair value è 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 dell'esercizio.

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

Nella tabella seguente, per ogni classe di attività e passività indicate a bilancio è indicato, oltre al valore contabile, il relativo fair value.

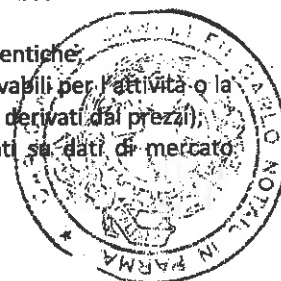
Descrizione attività / passività	31/12/2015		31/12/2014	
	Valore contabile	Fair Value	Valore contabile	Fair Value
Crediti finanziari non correnti vs correlate	1.887.041	2.122.475	1.728.477	1.829.623
Derivati di copertura - Attività a lungo	-	-	-	-
Obbligazioni esigibili oltre 12 mesi (*)	(1.186.552)	(1.299.492)	(815.095)	(903.692)
Debiti finanziari non correnti verso istituti di credito	(1.442.378)	(1.557.684)	(1.307.781)	(1.362.254)
Derivati di copertura - Passività a lungo	(31.439)	(31.439)	(38.718)	(38.718)
Mutui quota corrente	(143.797)	(182.383)	(201.866)	(243.631)
Totale	(917.125)	(948.523)	(634.983)	(718.672)

(*) Il fair value del Put Bond al 31.12.2015 è pari a 189.926 migliaia di euro (196.106 migliaia di euro al 31.12.2014).

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).



	migliaia di euro			
31/12/2015	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività finanziarie disponibili per la vendita				
Attività finanziarie designate al fair value rilevato a conto economico				
Investimenti finanziari detenuti per finalità di trading				
Attività finanziarie derivate		-		
Totale attività	-	-	-	-
Passività finanziarie derivate		(31.439)		(31.439)
Totale complessivo	-	(31.439)	-	(31.439)

	migliaia di euro			
31/12/2014	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività finanziarie disponibili per la vendita				
Attività finanziarie designate al fair value rilevato a conto economico				
Investimenti finanziari detenuti per finalità di trading				
Attività finanziarie derivate		-		
Totale attività	-	-	-	-
Passività finanziarie derivate		(38.718)		(38.718)
Totale complessivo	-	(38.718)	-	(38.718)

Tutti gli strumenti finanziari di copertura di Iren S.p.A. 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*.

RISCHIO DI CREDITO

Iren S.p.A. non è particolarmente soggetta a rischio di credito, in quanto effettua prevalentemente 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.

Per un dettaglio sulle politiche di gestione del rischio di credito si rimanda a quanto riportato nelle Note Illustrative del bilancio consolidato inserite nel presente documento di bilancio.

Gestione del capitale

Le politiche di gestione del capitale del Consiglio di Amministrazione prevedono il mantenimento di un livello elevato di capitale proprio al fine di mantenere un rapporto di fiducia con gli investitori, i creditori ed il mercato, consentendo altresì lo sviluppo futuro dell'attività.

Il Consiglio di Amministrazione monitora il rendimento del capitale ed il livello di dividendi da distribuire ai detentori di azioni ordinarie e ha l'obiettivo di mantenere un equilibrio tra l'ottenimento di maggiori rendimenti tramite il ricorso ad indebitamento e i vantaggi e la sicurezza offerti da una solida situazione patrimoniale.

IV. INFORMATIVA SUI 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").

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

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

Rapporti con 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 una adeguata remunerazione delle prestazioni.

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.

La Società ha rapporti di natura finanziaria con il Gruppo Intesa San Paolo, che riguardano principalmente diverse forme di finanziamento quali mutui, linee di credito e conti correnti. Inoltre è stato affidato a Banca IMI S.p.A. l'incarico di advisor finanziario in un'operazione straordinaria.

Rapporti con società controllate

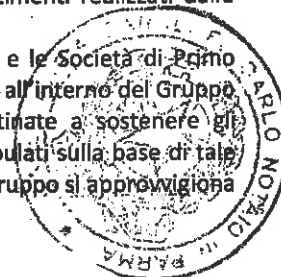
Services Intercompany - Per sfruttare al meglio le sinergie organizzative emergenti dalla fusione fra IRIDE ed Eni, la configurazione di Iren è stata disegnata sul modello di una Holding, dotata di strutture di staff adeguate a sostenere l'attività di coordinamento del Gruppo, e ad affrontare le più 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, gestione 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 dalle medesime Società, sulla base di contratti di finanziamento intercompany.

E' stata 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, 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 (dal 1° ottobre 2015 incorporata in Iren Energia), Eniatiel, Tecnoborgo, Iren Ambiente, Iren Emilia, Genova Reti Gas, Iren Ambiente Holding, Iren Rinnovabili, Green Suorce, 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 dello stesso, è stato redatto salvaguardando i principi sopra enunciati.

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

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 (ancora per il 2014, in quanto dal 2015 è stata ritenuta incostituzionale dalla sentenza dell'11 febbraio 2015 della Corte Costituzionale) sono soggette all'addizionale IRES del 6,5%. Detta addizionale deve essere liquidata in modo autonomo da dette società anche se partecipanti al consolidato fiscale.

Opzione per l'IVA di Gruppo - Da un punto di vista procedurale, per l'esercizio 2015, la liquidazione dell'IVA di Gruppo ha comportato 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 hanno partecipato 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., Genova Reti Gas S.p.A., Iren Ambiente S.p.A., Iren Emilia S.p.A., Iren Rinnovabili S.p.A., Enia Solaris S.p.A., Idrotigullio, TLR V S.p.A., Mediterranea delle Acque S.p.A., Nichelino Energia srl, Greensource, Millenaria Fotovoltaico, Varsi Fotovoltaico, OC. Clim, Iren Ambiente Holding S.p.A., Tecnoborgo ed Agriren.

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. Per le informazioni relative ai compensi si rimanda alla Relazione sulla remunerazione pubblicata ai sensi dell'art. 123-ter del TUF.

V. FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

IRETI S.p.A.

A seguito delle operazioni straordinarie poste in essere a fine 2015 con effetti dal 1° gennaio 2016, ha preso avvio IRETI S.p.A.

La società si occuperà dei servizi idrici nelle province di Genova, Savona, La Spezia, Parma, Piacenza e Reggio Emilia dove opera negli ambiti dell'approvvigionamento idrico, fognatura e depurazione delle acque reflue.

Con più di 18.000 km di reti acquedottistiche, oltre 9.300 km di reti fognarie e 1.085 impianti di depurazione, la società servirà oltre 2.550.000 abitanti su 219 comuni, caratterizzandosi come il terzo operatore in Italia nel settore dei servizi idrici per numero di metri cubi gestiti. Attraverso oltre 7.600 km di rete la società distribuirà gas naturale nel Comune di Genova e in altri 19 comuni limitrofi, oltre che in 72 comuni delle province di Parma, Piacenza e Reggio Emilia, per un totale di circa 726.000 clienti serviti.

Con circa 7.283 km di reti in media e bassa tensione IRETI distribuirà energia elettrica nelle città di Torino e Parma; con un portfolio di più di 1,5 milioni di clienti, IRETI sarà il quinto operatore in Italia nel settore dell'elettricità per la quantità di energia elettrica venduta.

Nel territorio emiliano inoltre IRETI gestirà gli impianti di illuminazione pubblica e impianti semaforici, attraverso attività di manutenzione e gestione degli impianti presenti ma anche di progettazione e realizzazione dei nuovi.

TRM

Il Gruppo IREN ha inoltre raggiunto un altro importante obiettivo del piano industriale che ha determinato l'acquisizione del controllo di TRM S.p.A., società che, tra le altre, gestisce in particolare l'attività di trattamento finale rifiuti al servizio della provincia di Torino. Infatti, in data 29 gennaio 2016 è stato sottoscritto l'accordo di acquisizione da parte di IREN S.p.A. - attraverso la controllata IREN Ambiente S.p.A. - del 100% della società F2i Ambiente S.p.A. che detiene quale unica partecipazione il 51% di TRM V S.p.A.

La società TRM V S.p.A. è già partecipata da IREN Ambiente S.p.A. per il restante 49% del capitale sociale e attraverso tale operazione sarà controllata integralmente dal Gruppo IREN.

TRM V S.p.A. detiene l'81,52% del capitale sociale di TRM S.p.A., società che ha ricevuto l'affidamento per progettare, costruire e gestire fino al 2034 il termovalorizzatore dei rifiuti urbani e assimilati al servizio della provincia di Torino e che è stato autorizzato dalla Città Metropolitana nel mese di luglio 2015 alla saturazione del carico termico ai sensi dell'art. 35 del Decreto Legge "Sblocca Italia".

La società TRM S.p.A. dispone di un impianto avente una capacità di termovalorizzazione di circa 500.000 tonnellate di rifiuti urbani indifferenziati con produzione di energia.

L'acquisizione permetterà al Gruppo di triplicare la propria capacità di termovalorizzazione, confermando IREN tra i primi tre soggetti a livello nazionale in termini di rifiuti trattati e rappresenta, inoltre, una solida base su cui costruire eventuali ulteriori operazioni di successo nel settore.



VI. ALTRE INFORMAZIONI

COMUNICAZIONE CONSOB N. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Eventi e operazioni significative non ricorrenti

Nel corso dell'esercizio 2015 la società 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 del 2015 la società non ha posto in essere operazioni atipiche e/o inusuali, così come definite dalla Comunicazione stessa, secondo la quale 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, alla tutela degli azionisti di minoranza.

AZIONI PROPRIE

Al 31 dicembre 2015 la società non deteneva azioni proprie.

PUBBLICAZIONE DEL BILANCIO

Il bilancio è stato autorizzato alla pubblicazione dal Consiglio di Amministrazione di Iren nella riunione del 15 marzo 2016. Il Consiglio di Amministrazione ha autorizzato il Presidente, l'Amministratore Delegato ed il Direttore Generale ad apportare al bilancio quelle modifiche che risultassero necessarie od opportune per il perfezionamento della forma nel periodo di tempo intercorrente fino alla data di approvazione da parte dell'Assemblea degli Azionisti.

L'Assemblea degli Azionisti che sarà convocata per l'approvazione del bilancio separato della Capogruppo ha la facoltà di richiedere modifiche al suddetto bilancio separato.

COMPENSI PERCEPITI DA AMMINISTRATORI, SINDACI E DIRIGENTI CON RESPONSABILITÀ STRATEGICHE

Per le informazioni concernenti i compensi di Amministratori, Sindaci e Dirigenti con responsabilità strategiche si rimanda all'apposita Relazione sulla remunerazione pubblicata ai sensi dell'art. 123 – ter del TUF.

VII. 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 e la variazione della voce attività materiali viene riportata nella tabella seguente:

	31/12/2014	Incrementi	Ammorta- menti	Dismissioni e altre variazioni	migliaia di euro 31/12/2015
Terreni	278	-	-	-	278
Fabbricati	1.242	193	(89)	-	1.346
Impianti e macchinari	-	535	(24)	-	511
Attrezzature industriali e comm.li	-	3	(1)	-	2
Altri beni	-	7.043	(592)	-	6.451
Immobilizzazioni in corso	-	3.503	-	-	3.503
Totale	1.520	11.277	(706)	-	12.091

Gli incrementi relativi alla voce altri beni sono riferiti principalmente a macchine d'ufficio per 2.721 migliaia di euro, a seguito del potenziamento dei server e all'ammodernamento delle postazioni di lavoro e agli automezzi per 4.309 migliaia di euro in conseguenza dell'acquisto di autovetture e autoveicoli aziendali.

Il significativo incremento delle immobilizzazioni di IREN S.p.A. è conseguente all'accentramento, a partire dal 1 luglio 2015, delle funzioni di staff in Capogruppo che ha comportato anche il trasferimento delle immobilizzazioni funzionali allo svolgimento di tali servizi.

Le immobilizzazioni materiali in corso comprendono principalmente investimenti non ancora terminati relativi al potenziamento delle postazioni di lavoro e della rete LAN e dei server aziendali.

Si ricorda inoltre che non vi sono garanzie d'importo rilevante su cespiti.

NOTA 2_ATTIVITA' IMMATERIALI A VITA DEFINITA

La composizione e la variazione della voce attività immateriali viene riportata nella tabella seguente:

	31/12/2014	Incrementi	Ammorta- menti	Dismissioni e altre variazioni	migliaia di euro 31/12/2015
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione opere dell'ingegno	840	9.329	(2.453)	-	7.716
Immobilizzazioni in corso	4.951	11.221	-	-	16.172
Totale	5.791	20.550	(2.453)	-	23.888



Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzo delle opere dell'ingegno

La voce si riferisce principalmente a costi sostenuti nell'esercizio per l'acquisto di un software gestionale. Tale cespite viene ammortizzato in cinque anni.

Le immobilizzazioni immateriali comprendono investimenti nella realizzazione e nell'implementazione di software aziendali. Con l'accentramento in IREN Spa di tutte le attività di staff, la capogruppo svolge tali attività per tutte le società del gruppo.

Immobilizzazioni immateriali in corso

L'incremento delle immobilizzazioni in corso, è in massima parte relativo alle acquisizioni dei LIC (cespiti in corso) del software delle società del gruppo Iren che in data 1 luglio 2015 hanno conferito il ramo d'azienda Informatica a IREN S.p.A.

NOTA 3 _PARTECIPAZIONI IN IMPRESE CONTROLLATE JOINT VENTURE E COLLEGATE

Partecipazioni in imprese controllate

L'elenco delle partecipazioni in imprese controllate al 31 dicembre 2015 è riportato in allegato.

Il totale della voce è composto come riportato nelle seguenti tabelle:

	31/12/2014	Incrementi	Decrementi	migliaia di euro 31/12/2015
IREN Acqua Gas S.p.A.	581.158			581.158
IREN Ambiente S.p.A.	235.253			235.253
IREN Ambiente Holding S.p.A.	9.145			9.145
IREN Emilia S.p.A.	262.303			262.303
IREN Energia S.p.A.	1.314.398			1.314.398
IREN Mercato S.p.A.	142.065			142.065
Tecnoborgo S.p.A.	186		-186	0
Totale	2.544.508	-	-186	2.544.322

La quota di partecipazione in Tecnoborgo è stata ceduta alla società controllata Iren Ambiente S.p.A..

Si precisa inoltre che la partecipazione in AMIAT V S.p.A. (0,001%), non riportata in tabella data l'esiguità del relativo valore, è controllata indirettamente da Iren S.p.A., attraverso la società di primo livello Iren Ambiente S.p.A..

La partecipazione nella società TLRV S.p.A. (0,001%), presente al 31 dicembre 2014, non riportata in tabella data l'esiguità del relativo valore, è stata ceduta alla società controllata Iren Energia S.p.A..

NOTA 4 _ALTRE PARTECIPAZIONI

Tale voce si riferisce a partecipazioni in società sulle quali Iren S.p.A. non esercita né controllo 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.

A seguito del conferimento dalla società controllata Iren Energia, il valore della partecipazione nel Fondo Core MultiUtilities ammonta, al 31 dicembre 2015, a 100 migliaia di euro. Al 31 dicembre 2014 non erano presenti partecipazioni in altre imprese.

NOTA 5_ATTIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI

Crediti finanziari non correnti

Il totale della voce, variato rispetto al 31 dicembre 2014 a seguito del nuovo contratto per la gestione accentrata della tesoreria che prevede l'imputazione dei crediti per cash-pooling nella voce "crediti finanziari non correnti", ammonta complessivamente a 1.887.041 migliaia di euro (1.728.477 migliaia di euro al 31 dicembre 2014).

In sintesi il nuovo contratto prevede che il finanziamento sia concesso da Iren nei confronti delle società controllate a copertura del complessivo fabbisogno finanziario, derivante dalle esigenze correnti e di sviluppo future, come previsto dal Budget e dai Piani Industriali.

	migliaia di euro	
	31/12/2015	31/12/2014
Verso controllate, collegate e joint venture	470.529	462.349
Per gestione accentrata tesoreria e per cash-pooling	1.416.412	1.265.158
Verso altre società del gruppo	-	970
Verso altri	100	-
Totale	1.887.041	1.728.477

I crediti finanziari verso controllate e joint venture si riferiscono a crediti: -

- verso Iren Mercato per 439.000 migliaia di euro (433.000 migliaia di euro al 31 dicembre 2014),
- verso Acquedotto Savona per 1.000 migliaia di euro (non presente al 31 dicembre 2014),
- verso Iren Rinnovabili per 5.000 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2014),
- verso Enia Solaris per 18.000 migliaia di euro (18.000 migliaia di euro al 31 dicembre 2014),
- verso Idrotigullio per 6.221 migliaia di euro (6.349 migliaia di euro al 31 dicembre 2014),
- verso Nord Ovest Servizi per 970 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2014);
- verso Asti Energia e calore per 338 migliaia di euro (non presente al 31 dicembre 2014).

I crediti finanziari verso altri si riferiscono alla partecipazione di una produzione cinematografica in regime di Tax credit.

NOTA 6_ALTRE ATTIVITA' NON CORRENTI

Sono pari a 10.706 migliaia di euro (10.690 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e sono costituiti da crediti tributari per rimborso Ires a seguito deduzione Irap riferito agli anni 2007/2011 per 10.516 migliaia di euro (10.475 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e da crediti verso il personale per la quota non corrente dei finanziamenti concessi a dipendenti per 190 migliaia di euro (216 migliaia di euro al 31 dicembre 2014).

NOTA 7_ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE

Ammontano a 18.138 migliaia di euro (21.630 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e si riferiscono ad imposte differite attive derivanti da componenti di reddito fiscalmente deducibili nei futuri esercizi.

Per ulteriori informazioni si rinvia alla nota del conto economico "Imposte sul reddito", nota



ATTIVITÀ CORRENTI

NOTA 8_CREDITI COMMERCIALI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2015	31/12/2014
Verso clienti	546	209
Verso controllate e joint venture	92.970	27.701
Verso collegate	4.947	238
Verso soci parti correlate	31	62
Verso altre società del gruppo	93	120
Totale	98.587	28.330

Crediti verso clienti

Sono relativi principalmente a crediti per rimborsi spese. Ammontano a 546 migliaia di euro (209 migliaia di euro al 31 dicembre 2014).

Crediti verso imprese controllate e joint venture

I crediti verso controllate e joint venture si riferiscono a normali operazioni commerciali, intrattenute a condizioni di mercato.

Il dettaglio dei crediti commerciali verso società controllate e joint venture è riportato in allegato nei rapporti con parti correlate.

Crediti verso imprese collegate

La voce si riferisce prevalentemente ai compensi reversibili per le cariche ricoperte da dipendenti di Iren nelle società collegate nonché al riaddebito costi assicurativi sostenuti dalla Capogruppo.

Il dettaglio dei crediti verso società collegate è riportato in allegato nei rapporti con parti correlate.

Crediti verso soci parti correlate

I crediti verso soci parti correlate presentano un saldo di 31 migliaia di euro (62 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e si riferiscono a crediti per attività svolte a favore di FSU.

Crediti verso altre società del Gruppo

Ammontano a 93 migliaia di euro (120 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e riguardano crediti verso BT ENIA e SMAG per compensi reversibili per le cariche ricoperte da dipendenti di Iren in tali società.

NOTA 9_CREDITI PER IMPOSTE CORRENTI

Non presenti al 31 dicembre 2015. Ammontavano a 17.515 migliaia di euro al 31 dicembre 2014 e si riferivano a crediti per anticipi IRES.

NOTA 10_CREDITI VARI E ALTRE ATTIVITA' CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2015	31/12/2014
Crediti verso il personale	19	36
Crediti verso controllate per IVA di Gruppo	7.795	12.742
Crediti verso controllate per consolidato fiscale	32.006	23.107
Crediti verso Erario per IVA	6.953	0
Crediti verso altri	5.355	1.259
Crediti di natura tributaria	1.047	112
Risconti attivi	1.015	4.353
Totale	54.190	41.609

I crediti verso il personale sono costituiti da crediti per finanziamenti concessi a dipendenti, anticipi su pensioni, stipendi e trasferte.

Il Gruppo ha esercitato l'opzione, ai sensi dell'art. 118 del nuovo Tuir, per il Consolidato fiscale di Gruppo che comporta il trasferimento da parte delle società consolidate delle proprie posizioni debitorie/creditorie IRES verso la Consolidante Iren S.p.A..

NOTA 11_ATTIVITA' FINANZIARIE CORRENTI

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.

I crediti finanziari correnti riguardano:

Crediti finanziari verso controllate, joint venture e collegate

Il totale della voce, che dal 31 dicembre 2012, non espone più i crediti per cash-pooling riclassificati nella voce "crediti finanziari non correnti", è suddiviso come riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2015	31/12/2014
Per fatture emesse	91	-
Per fatture da emettere	22.644	23.642
Per finanziamenti concessi	240	409
Per conferimenti	110	-
Per gestione accentrata tesoreria e per cash-pooling	-	-
Per dividendi da ricevere	-	-
Totale	23.085	24.051

La voce relativa ai finanziamenti concessi ammonta a 240 migliaia di euro (409 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) si riferisce alla quota a breve del mutuo erogato a favore della controllata Idrotigullio.

Crediti finanziari verso altri

Ammontano a 10 migliaia di euro (10 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e si riferiscono principalmente a risconti attivi di natura finanziaria.



NOTA 12_CASSA E ALTRE DISPONIBILITA' LIQUIDE EQUIVALENTI

La voce cassa e altre disponibilità liquide equivalenti risulta essere così costituita:

	migliaia di euro	
	31/12/2015	31/12/2014
Depositi bancari e postali	115.718	18.965
Denaro e valori in cassa	343	232
Totale	116.061	19.197

Le altre disponibilità liquide equivalenti rappresentano impieghi finanziari a breve termine e ad alta liquidità che sono prontamente convertibili in valori di cassa noti e soggetti ad un irrilevante rischio di variazione.

NOTA 13_ATTIVITÀ DESTINATE A ESSERE CEDUTE

Sono pari a 240 migliaia di euro e 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. Al 31 dicembre 2014 la partecipazione era classificata tra le partecipazioni in collegate.

PASSIVO

NOTA 14_PATRIMONIO NETTO

Il patrimonio netto risulta essere così composto:

	migliaia di euro	
	31/12/2015	31/12/2014
Capitale sociale	1.276.226	1.276.226
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo	181.992	190.584
Risultato netto del periodo	124.501	50.096
Totale	1.582.719	1.516.906

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.

Azioni di risparmio

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

Il dettaglio della voce è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2015	31/12/2014
Riserva sovrapprezzo azioni	105.102	105.102
Riserva legale	39.360	36.855
Riserva copertura flussi finanziari	(20.064)	(27.272)
Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	57.594	75.899
Totale	181.992	190.584

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.

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 e da utili e perdite portati a nuovo. Nel corso dell'esercizio 2012 si erano ridotte per la perdita portata a nuovo dell'esercizio 2011. Nel corso dell'esercizio 2015 la riserva straordinaria si è ridotta per effetto della distribuzione di un dividendo straordinario unitario pari ad euro 0,0151. Per maggiori dettagli si rimanda al prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto.



Dividendi

L'Assemblea Ordinaria di Iren S.p.A. ha deliberato il 28 aprile 2015 la distribuzione di un dividendo pari a 0,0523 euro per azione. Il dividendo complessivo pari a 66.747 migliaia di euro è stato messo in pagamento a partire dal giorno 24 giugno 2015.

PASSIVITA' NON CORRENTI

NOTA 15_PASSIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI

Ammontano complessivamente a 2.660.368 migliaia di euro (2.161.595 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e sono composte da:

Obbligazioni

Ammontano a 1.186.551 migliaia di euro (815.095 migliaia di euro al 31 dicembre 2014), di cui:

- 155.311 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 terza asta è stata completata a settembre 2015, con la definizione del credit spread per il periodo settembre 2015 - settembre 2017. L'importo si riferisce al valore a costo ammortizzato, in ossequio ai principi IAS;
- 1.031.240 migliaia di euro (658.474 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) riferiti ad emissioni di Private Placement e Public Bond. Private Placement: a) Notes scadenza 2020, cedola 4,37%, importo di emissione 260 milioni, attualmente in circolazione per 200,5 milioni a seguito di riacquisti (tender offer) eseguiti a dicembre; b) Notes scadenza 2019, cedola 3%, importo di emissione 100 milioni, attualmente in circolazione per 90,1 milioni a seguito di tender offer come sopra. Public Bond: a) Notes scadenza 2021, cedola 3%, importo di emissione 300 milioni, attualmente in circolazione per 250,019 milioni a seguito di riacquisti come sopra; b) Notes scadenza 2022, cedola 2,75%, importo 500 milioni, emissione inaugurale a novembre 2015, a fronte di un programma EMTN per complessivi 1,1 miliardi di euro. I prestiti obbligazionari sono stati sottoscritti da investitori istituzionali italiani ed esteri e sono quotati alla Borsa Irlandese; ai Public Bond è attribuito rating Fitch. 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 1.442.378 migliaia di euro (1.307.781 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 massimo applicati) e per scadenza, come illustrato nella tabella che segue:

	migliaia di euro		
	a tasso fisso	a tasso variabile	TOTALE
tasso min/max	2,79%-5,50%	0,05%-2,76%	
periodo di scadenza	2017-2027	2017-2030	
2017	109.869	39.346	149.215
2018	62.129	282.751	344.880
2019	58.845	285.925	344.770
2020	61.085	60.932	122.017
successivi	368.771	112.725	481.496
Totale debiti 31/12/2015	660.699	781.679	1.442.378
Totale debiti 31/12/2014	749.077	558.704	1.307.781

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:

	31/12/2014				31/12/2015
	Totale debiti	Incrementi	Riduzioni	Rettifica costo ammortizzato	Totale debiti
- a tasso fisso	749.077	-	(88.556)	178	660.699
- a tasso variabile	558.704	300.000	(76.574)	(451)	781.679
TOTALE	1.307.781	300.000	(165.130)	(273)	1.442.378

Il totale dei debiti a medio lungo termine al 31 dicembre 2015 risulta in aumento rispetto al 31 dicembre 2014, per effetto delle seguenti variazioni:

- incrementi per complessivi 300 milioni di euro, a fronte di erogazione di nuovi finanziamenti: Unicredit 50 mil. e Cassa Depositi e Prestiti 100 mil. erogati a gennaio, Banca Intesa 50 mil. e Mediobanca 50 mil. erogati a luglio, BEI 50 mil. prima erogazione a dicembre, a valere sul finanziamento di complessivi 150 mil. per il progetto servizi idrici Genova e Parma;
- riduzione per complessivi 165.130 migliaia di euro, sia a fronte del rimborso anticipato di un finanziamento BEI di 21 mil. a tasso variabile, sia 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 31.439 migliaia di euro (38.719 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e si riferiscono al fair value dei contratti derivati stipulati da Iren per coprire l'esposizione al rischio di tasso di oscillazione dei tassi di interesse dei mutui a tasso variabile (per il commento si rinvia al paragrafo "Gestione dei rischi finanziari di IREN S.p.A.").



NOTA 16_BENEFICI AI DIPENDENTI

Nel corso dell'esercizio 2015 hanno avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2014	11.956
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	51
Oneri finanziari	104
Erogazioni dell'esercizio rilasci e prelievi	3.055
(Utili)/Perdite attuariali	523
Altre variazioni	10.753
Valore al 31/12/2015	19.286

Le passività per benefici a dipendenti sono costituite da:

Trattamento di fine rapporto (TFR)

Nel corso dell'esercizio 2015 ha avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2014	5.208
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	-
Oneri finanziari	44
Erogazioni dell'esercizio rilasci e prelievi	702
(Utili)/Perdite attuariali	353
Altre variazioni	9.453
Valore al 31/12/2015	13.650

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)

Il premio anzianità è stato costituito a fronte delle mensilità aggiuntive maturate in occasione del raggiungimento dell'anzianità di servizio necessaria per il minimo pensionabile, nei confronti dei dipendenti in forza alla fine del periodo.

La movimentazione dell'esercizio è riportata nella seguente tabella:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2014	407
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	16
Oneri finanziari	4
Erogazioni dell'esercizio rilasci e prelievi	-
(Utili)/Perdite attuariali	25
Altre variazioni	263
Valore al 31/12/2015	665

Premio fedeltà

Per i dipendenti che abbiano maturato 25, 30 o 35 anni di servizio, è prevista la corresponsione di un premio di fedeltà pari ad una mensilità della retribuzione quale definita dal Contratto Collettivo Nazionale di Lavoro in atto al momento del raggiungimento dell'anzianità anzidetta. La movimentazione dell'esercizio è riportata nella seguente tabella:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2014	245
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	10
Oneri finanziari	2
Erogazioni dell'esercizio rilasci e prelievi	65
(Utili)/Perdite attuariali	32
Altre variazioni	372
Valore al 31/12/2015	532

Fondo agevolazioni tariffarie

La Società garantisce ai propri dipendenti, assunti prima del luglio 1996 con contratto elettrico, uno sconto sull'energia elettrica, mentre ai dipendenti assunti con contratto ambiente garantisce una indennità carbone o di riscaldamento. Questi benefici sono riconosciuti, per tutti coloro che ne hanno diritto, oltre che ai dipendenti in servizio, anche ai pensionati e il beneficio dello sconto energia è anche reversibile a favore del coniuge.

La movimentazione dell'esercizio è riportata nella seguente tabella:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2014	5.218
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	25
Oneri finanziari	46
Erogazioni dell'esercizio rilasci e prelievi	2.213
(Utili)/Perdite attuariali	91
Altre variazioni	665
Valore al 31/12/2015	3.650

La voce erogazioni dell'esercizio rilasci e prelievi è da ricondurre principalmente alla variazione del numero degli aventi diritto al beneficio dello sconto energia..

Fondo Premungas

Il fondo Premungas è un trattamento pensionistico integrativo che permette al dipendente di raggiungere l'ultima retribuzione percepita al momento della cessazione del rapporto di lavoro; il beneficio viene riconosciuto ai dipendenti assunti con contratto Ferdergasacqua fino al 28 febbraio 1978.

La movimentazione dell'esercizio è riportata nella seguente tabella:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2014	878
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	-
Oneri finanziari	8
Erogazioni dell'esercizio rilasci e prelievi	75
(Utili)/Perdite attuariali	22
Altre variazioni	-
Valore al 31/12/2015	789



Ipotesi attuariali

La valutazione delle passività esposte in precedenza è effettuata da attuari indipendenti.

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	1,39% - 2,03%
Tasso annuo di inflazione	1,50% - 1,80%
Tasso annuo di incremento del costo dell'energia elettrica	1,00%
Tasso annuo incremento TFR	2,63% - 3,00%

In ottemperanza a quanto previsto dallo IAS19 vengono fornite le seguenti informazioni aggiuntive:

- analisi di sensitività per ciascuna ipotesi attuariale rilevante alla fine dell'esercizio, mostrando gli effetti che ci sarebbero stati a seguito delle variazioni delle ipotesi attuariale ragionevolmente possibili a tale data, in termini assoluti;
- indicazione del contributo per l'esercizio successivo;
- indicazione della durata media finanziaria dell'obbligazione per i piani a beneficio definito.

Di seguito si riportano tali informazioni.

	Variazione passività al variare del tasso di attualizzazione		Service cost 2015	Duration del piano
	+0,25%	-0,25%		
TFR	(303)	314	-	9,7
Mensilità Aggiuntive	(21)	22	25	8,4
Premio Fedeltà	-	-	26	10
Agevolazioni tariffarie	(115)	121	-	13,2
Premungas	(15)	16	-	8,5

NOTA 17_FONDI PER RISCHI ED ONERI

Il dettaglio e la movimentazione sono esposti nella seguente tabella:

	migliaia di euro					
	31/12/2014	Incrementi	Utilizzi	Rilasci	31/12/2015	Quota corrente
Fondo CIG/CIGS	3.756	-	(651)	-	3.105	-
Fondo Oneri Esodo Personale	1.759	1.352	(446)	(54)	2.611	1.933
Altri fondi	6.143	10.437	(226)	(1.652)	14.702	-
Totale	11.658	11.789	(1.323)	(1.706)	20.418	1.933

L'incremento dei fondi per rischi ed oneri 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, in fase di concretizzazione 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 nel presente bilancio è iscritto a conto economico tra i costi del personale (alla voce "altri costi del personale"). Esso 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 a titolo di incentivazione.

Ulteriori incrementi riguardano principalmente 8.295 mila euro relativo al fondo immobiliare conferito da Iren Emilia, Iren Servizi e Iren Energia tramite le cessioni di ramo; 885 mila euro per la costituzione di un fondo per Piani Incentivi a lungo Termine e infine 1.965 mila euro per adeguamento di quanto accantonato per la verifica dell'Agenzia delle Entrate sede di Reggio Emilia.

NOTA 18_PASSIVITA' PER IMPOSTE DIFFERITE

Le passività per imposte differite, pari a 1.284 migliaia di euro (2.477 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.

Per ulteriori informazioni si rimanda alla nota del conto economico "Imposte sul reddito", nota 36.

NOTA 19_DEBITI VARI - ALTRE PASSIVITA' NON CORRENTI

Tale voce ammonta a 8.681 migliaia di euro (13.554 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e si riferisce a debiti verso le società rientranti nella procedura del consolidato fiscale a titolo di rimborso IRES per istanza IRAP anni 2007 - 2011 per 8.499 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2014), a debiti verso Equitalia e verso INPS per contributi CIG, CIGS e mobilità per 143 migliaia di euro (5.055 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e a risconti passivi su contributi conto impianti per 39 migliaia di euro (non presenti al 31 dicembre 2014) derivanti dalla cessione di ramo da Iren Emilia.



PASSIVITA' CORRENTI

NOTA 20_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	
	31/12/2015	31/12/2014
Debiti finanziari verso istituti di credito	155.891	592.473
Debiti finanziari verso controllate	220.037	56.464
Debiti finanziari verso joint venture	-	-
Debiti finanziari verso soci parti correlate	-	-
Debiti finanziari verso collegate	-	87
Altri debiti finanziari	162	10
Totale	376.090	649.034

Debiti finanziari verso istituti di credito

I debiti verso istituti di credito a breve termine sono così suddivisi:

	migliaia di euro	
	31/12/2015	31/12/2014
Mutui - quota a breve	143.797	201.866
Altri debiti verso banche a breve	72	378.858
Ratei e risconti passivi finanziari	12.022	11.749
Totale	155.891	592.473

Debiti finanziari verso controllate

I debiti verso controllate a breve termine sono così suddivisi:

	migliaia di euro	
	31/12/2015	31/12/2014
Per fatture da ricevere	-	2
Per cash-pooling	214.053	56.462
Per conferimenti	5.984	-
Totale	220.037	56.464

Debiti finanziari verso collegate

Non risultano valorizzati al 31 dicembre 2015. Al 31 dicembre 2014 ammontavano a 87 migliaia di euro e riguardavano debiti verso la società Valle Dora Energia.

Debiti finanziari verso altri

Ammontano a 162 migliaia di euro (10 migliaia di euro al 31 dicembre 2014 e si riferiscono a debiti verso banche per commissioni di mancato utilizzo e a debiti verso Monte Titoli).

NOTA 21_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	
	31/12/2015	31/12/2014
Debiti verso fornitori	45.829	13.429
Debiti verso società controllate	14.574	6.262
Debiti verso joint venture	2	
Debiti verso società collegate	10	1
Debiti verso soci parti correlate	173	0
Debiti verso altre società del Gruppo	528	333
Totale	61.116	20.025

NOTA 22_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	
	31/12/2015	31/12/2014
Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	3.464	6.411
Debiti verso controllate per consolidato fiscale	5.332	14.144
Debiti verso controllate per IVA di gruppo	12.297	5.781
Debiti IVA	0	6.841
Debiti IRPEF e debiti tributari	5.154	984
Debiti verso il personale	7.532	4.108
Altri debiti	5.681	5.611
Totale	39.460	43.880

I debiti verso istituti di previdenza sono rappresentati principalmente da trattenute e contributi da versare a INPS e INPDAP.

La società ha esercitato l'opzione, ai sensi dell'art. 118 del nuovo Tuir, per il Consolidato fiscale di Gruppo che comporta il trasferimento da parte delle società consolidate delle proprie posizioni debitorie/creditorie IRES verso la Consolidante Iren S.p.A..

NOTA 23_DEBITI PER IMPOSTE CORRENTI

La voce ammonta a 18.078 migliaia di euro (non presenti al 31 dicembre 2014) e si riferisce a debiti tributari per IRES.

NOTA 24_FONDO RISCHI - QUOTA CORRENTE

La voce ammonta a 1.933 migliaia di euro (1.566 migliaia di euro al 31 dicembre 2014). Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 17 Fondi per rischi ed oneri.



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	
	31/12/2015	31/12/2014
Attività finanziarie a medio e lungo termine	(1.887.041)	(1.728.477)
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	2.660.368	2.161.595
Indebitamento finanziario netto a medio e lungo termine	773.327	433.118
Attività finanziarie a breve termine	(139.146)	(43.257)
Indebitamento finanziario a breve termine	376.091	649.034
Indebitamento finanziario netto a breve termine	236.945	605.777
Indebitamento finanziario netto	1.010.272	1.038.895

Dettaglio Posizione Finanziaria Netta verso parti correlate

Le attività finanziarie a medio lungo termine pari a 1.887.041 migliaia di euro sono relative a finanziamenti e rapporti di tesoreria accentrata e cash-pooling verso le società controllate per 1.862.633 migliaia di euro e a finanziamenti verso joint venture e società collegate per 24.408 migliaia di euro.

L'indebitamento finanziario a lungo termine per 71.498 migliaia di euro si riferisce a rapporti verso il Gruppo Intesa Sanpaolo ed è relativo a finanziamenti concessi.

Le attività finanziarie a breve termine sono relative per 22.074 migliaia di euro a fatture da emettere verso controllate e per 559 migliaia di euro a fatture da emettere verso joint venture..

Le passività finanziarie a breve termine per 258.065 migliaia di euro si riferiscono a debiti finanziari verso le società controllate per rapporti di tesoreria accentrata e cash-pooling e per conferimenti e a debiti verso il Gruppo Intesa Sanpaolo per finanziamenti.

Per un maggiore dettaglio si rimanda alle tabelle in allegato sui rapporti con parti correlate.

Si riporta di seguito la posizione finanziaria netta secondo la struttura proposta dalla raccomandazione CESR del 10 luglio 2005 che non include le attività finanziarie a lungo termine.

	migliaia di euro	
	31/12/2015	31/12/2014
A. Cassa	(116.061)	(19.197)
B. Altre disponibilità liquide (dettagli)	-	-
C. Titoli detenuti per la negoziazione	-	-
D. Liquidità (A) + (B) + (C)	(116.061)	(19.197)
E. Crediti finanziari correnti	(23.085)	(24.060)
F. Debiti bancari correnti	12.094	390.608
G. Parte corrente dell'indebitamento non corrente	143.797	201.866
H. Altri debiti finanziari correnti	220.200	56.560
I. Indebitamento finanziario corrente (F) + (G) + (H)	376.091	649.034
J. Indebitamento finanziario corrente netto (I) + (E) + (D)	236.945	605.777
K. Debiti bancari non correnti	1.442.378	1.307.781
L. Obbligazioni emesse	1.186.551	815.095
M. Altri debiti non correnti	31.439	38.719
N. Indebitamento finanziario non corrente (K) + (L) + (M)	2.660.368	2.161.595
O. Indebitamento finanziario netto (J) + (N)	2.897.313	2.767.372

VIII. INFORMAZIONI SUL CONTO ECONOMICO

Le tabelle che seguono, ove non diversamente indicato, riportano i dati in migliaia di euro.

RICAVI

NOTA 25_RICAVI PER BENI E SERVIZI

Sono costituiti da ricavi per prestazioni di servizi e sono composti come indicato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Servizi a controllate joint venture e collegate	71.329	13.926
Servizi a soci parti correlate e altre società	157	219
Totale	71.486	14.145

I ricavi per prestazioni di servizio a soci parti correlate riguardano prestazioni a favore di FSU per 28 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2014) e ricavi verso società terze per 129 migliaia di euro.

I ricavi per prestazioni di servizi a controllate e partecipate si riferiscono alle prestazioni di servizi amministrativi e tecnici forniti sulla base di un apposito contratto. Per maggiori dettagli si rimanda alle tabelle riportate negli allegati sui rapporti con parti correlate.

NOTA 26_ALTRI PROVENTI

Gli altri proventi riguardano:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Ricavi esercizi precedenti	4.383	587
contributi in conto esercizio	144	0
Rimborsi vari	13.954	4.373
Totale	18.481	4.960

I ricavi da esercizi precedenti derivano principalmente dalla consuntivazione definitiva di partite pregresse in riferimento a stime effettuate nei precedenti esercizi e a rettifiche di fatturazioni relative ad anni precedenti.

I rimborsi diversi si riferiscono ai compensi reversibili per amministratori, dipendenti di Iren, in società del gruppo e al riaddebito dei costi relativi al personale distaccato presso società controllate.



COSTI

NOTA 27_COSTI MATERIE PRIME, SUSSIDIARIE, DI CONSUMO E MERCI

Ammontano a 976 migliaia di euro (11 migliaia di euro nell'esercizio 2014) e si riferiscono principalmente ad acquisti di materiale vario e carburante.

NOTA 28_PRESTAZIONI DI SERVIZI E GODIMENTO BENI DI TERZI

I costi per prestazioni di servizi sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Prestazioni professionali	6.604	4.105
Compensi e rimborsi spese ai sindaci	118	128
Servizi da controllate e società del Gruppo	14.959	6.316
Assicurazioni	815	419
Trasferte del personale, formazione, mensa	2.229	639
Spese bancarie e postali	1.723	1.723
Spese di pubblicità e rappresentanza	891	200
Forniture di energia elettrica	263	49
Servizi informatici	6.843	
Altri costi per servizi	9.957	4.181
Totale	44.402	17.760

I costi per godimento beni di terzi ammontano a 7.066 migliaia di euro (738 migliaia di euro nell'esercizio 2014). L'incremento rispetto allo scorso esercizio è dovuto alla cessione di rami da parte delle società Iren Emilia, Iren Energia e Iren Servizi che hanno trasferito in capo a Iren S.p.A. la gestione dei fabbricati ceduti al fondo immobiliare Ream.

NOTA 29_ONERI DIVERSI DI GESTIONE

Gli oneri diversi di gestione sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Quote associative	903	1.015
Imposte e tasse	662	631
Erogazioni liberali	884	1.550
Costi relativi ad esercizi precedenti	734	2.954
Altri oneri diversi di gestione	427	547
Totale	3.610	6.697

Le erogazioni liberali riguardano principalmente i contributi corrisposti al Teatro Carlo Felice di Genova.
I costi relativi ad esercizi precedenti riguardano principalmente differenze su stime.

NOTA 30_COSTI PER LAVORI INTERNI CAPITALIZZATI

I costi per lavori interni capitalizzati ammontano a 2.893 migliaia di euro (585 migliaia di euro nell'esercizio 2014) e sono riferiti per 2.866 migliaia di euro a spese di manodopera personale e per 27 migliaia di euro a spese per acquisto materiali di magazzino.

NOTA 31_COSTO PER IL PERSONALE

I costi per il personale sono così dettagliati:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Salari e stipendi	29.893	14.307
Oneri previdenziali e assistenziali	9.596	4.544
Oneri per programmi a benefici definiti - Altri piani a benefici definiti	52	42
Altri costi del personale	4.560	4.566
Compensi agli amministratori	520	660
Totale	44.621	24.119

Negli altri costi del personale è compreso l'importo relativo allo stanziamento del fondo per oneri legati all'incentivo all'esodo. Gli altri costi del personale comprendono inoltre i contributi ai circoli aziendali ai fini assistenziali e ricreativi, il contributo al Fondo Assistenza Sanitaria Integrativa, l'assicurazione infortuni extra-lavoro, la quota TFR e i contributi a carico del datore di lavoro destinati ai fondi pensione integrativi.

Il numero medio dei dipendenti ed il numero all'inizio ed alla fine del periodo sono riportati nella seguente tabella:

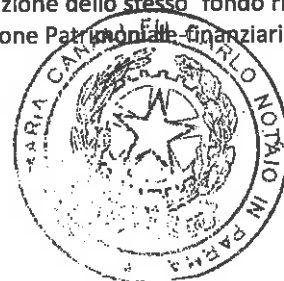
	31/12/2015	31/12/2014	Media dell'esercizio
Dirigenti	45	20	35
Quadri	90	54	74
Impiegati	686	180	483
Totale	821	254	592

NOTA 32_AMMORTAMENTI

Gli ammortamenti per immobilizzazioni materiali ammontano a 701 migliaia di euro (85 migliaia di euro nell'esercizio 2014) e si riferiscono all'ammortamento di fabbricati, mobili, attrezzature e autovetture. Gli ammortamenti per immobilizzazioni immateriali ammontano a 2.458 migliaia di euro (247 migliaia di euro nell'esercizio 2014).

NOTA 33_ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI

Gli accantonamenti ammontano a 489 migliaia di euro (2.582 migliaia di euro nell'esercizio 2014) e si riferiscono al fondo rischi. Il dettaglio della consistenza e della movimentazione dello stesso fondo rischi è riportato nel commento della voce "Fondi per rischi e oneri" della Situazione Patrimoniale finanziaria.



NOTA 34_GESTIONE FINANZIARIA

Proventi finanziari

Il dettaglio dei proventi finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Proventi da partecipazioni	164.846	102.566
Interessi attivi bancari	42	106
Interessi attivi verso società del Gruppo	71.837	72.583
Interessi attivi per contratti derivati di copertura rischio tasso	-	13
Utili attuariali nella valutazione dei benefici ai dipendenti	-	-
Variazione fair value contratti derivati	1.340	-
Variazione fair value partecipazioni	-	-
Altri proventi finanziari	37	149
Totale	238.102	175.417

Per ulteriori informazioni si rimanda alla nota 3 Partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate.

Oneri finanziari

Il dettaglio degli oneri finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Interessi passivi verso il sistema bancario per mutui	46.838	63.234
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	47.598	28.952
Interessi passivi verso il sistema bancario per aperture di credito	775	2.162
Interessi passivi per contratti derivati di copertura rischio tasso	11.458	13.806
Interessi verso controllate	-	97
Benefici ai dipendenti	104	313
Oneri finanziari su contratti derivati	4.122	28
Perdita attuariale nella valutazione benefici ai dipendenti	0	19
Altri oneri finanziari	670	789
Minusvalenza da alienazione partecipazioni	113	-
Totale	111.678	109.400

L'incremento degli oneri su prestiti obbligazionari risente fra l'altro degli interessi, lungo tutto il periodo, del Private Placement emesso a febbraio 2014 e del Public Bond collocato a luglio 2014 e degli interessi sul Public Bond emesso a novembre 2015. Inoltre gli oneri su prestiti obbligazionari comprendono per circa 11 milioni di euro gli oneri sostenuti per il rimborso parziale anticipato di bond emessi nel 2013 e 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" della Situazione Patrimoniale-finanziaria.

Gli oneri da fair value su contratti derivati accolgono le variazioni di fair value di alcune posizioni di copertura che non soddisfano i requisiti formali per l'applicazione dell'hedge accounting.

NOTA 36_IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito ammontano a 9.539 migliaia di euro (16.628 migliaia di euro nell'esercizio 2014) e sono composte come riportato di seguito:

- imposte correnti, positive per 9.590 migliaia di euro (14.159 migliaia di euro nell'esercizio 2014);
- imposte anticipate e differite nette negative per 43 migliaia di euro (positive per 2.148 migliaia di euro nell'esercizio 2014);
- imposte esercizi precedenti negative per 8 migliaia di euro (positive per 321 migliaia di euro nell'esercizio 2014), relative ad imposte correnti.

La Finanziaria 2008 ha modificato all'art. 96 del TUIR la disciplina degli interessi passivi prevedendo che gli stessi siano deducibili nel limite del 30% del Reddito Operativo Lordo (ROL), con possibilità di riporto agli esercizi successivi delle eventuali eccedenze di interessi passivi indeducibili e, in caso di adesione alla tassazione di gruppo, con facoltà di compensazione di tali eccedenze con eventuali eccedenze di ROL maturate da altre società del gruppo.

Con riferimento ad Iren S.p.A., la nuova disciplina di cui all'art. 96 del TUIR ha comportato, per il 2014, la formazione di eccedenze di interessi passivi indeducibili per 34.776 migliaia di euro che, tuttavia, grazie all'adesione di Iren alla tassazione di gruppo ed in forza degli accordi di tassazione consolidata in essere, la società ha potuto compensare integralmente con le eccedenze di ROL maturate a livello di Gruppo, con un conseguente beneficio, in termini di minori imposte IRES, per 9.563 migliaia di euro.

Va precisato che, in forza degli accordi di tassazione consolidata, nessuna remunerazione è dovuta dalle società con eccedenze di interessi passivi indeducibili alle società del gruppo che hanno ceduto le eccedenze di ROL.

Il seguente prospetto mostra la riconciliazione tra l'aliquota ordinaria e l'aliquota effettiva IRES. La riconciliazione tra l'aliquota ordinaria e l'aliquota effettiva IRAP non risulta significativa.

Nello schema sono inserite solo le imposte correnti e non quelle differite. Pertanto le variazioni apportate all'imposta teorica riguardano sia le variazioni temporanee che definitive.

Prospetto IRES

	<u>Esercizio 2015</u>	<u>Esercizio 2014</u>
A Risultato prima delle imposte	114.961	33.469
B Onere fiscale teorico (aliquota 27,5%)	31.614	9.204
C Differenze temporanee tassabili in esercizi successivi	-	-
D Differenze temporanee deducibili in esercizi successivi	7.430	5.909
<i>Compenso revisori e amministratori</i>	23	137
<i>Ammortamenti, minusvalenze e plusvalenze</i>	724	85
<i>Acc. Fondi e interessi passivi</i>	6.682	5.687
<i>Altro</i>	-	-
E Rigiro differenze temporanee da esercizi precedenti	(2.586)	4.482
<i>Dividendi non incassati nell'esercizio</i>	-	-
<i>Utilizzo fondi</i>	(5.226)	(3.500)
<i>Compenso revisori amministratori</i>	(137)	(154)
<i>Altro</i>	2.777	8.136
F Differenze che non si riverseranno negli esercizi successivi	(153.686)	(95.347)
<i>Quota non imponibile dei dividendi (95%) incassati al 31/12</i>	(156.604)	(97.438)
<i>sopravvenienze attive passive</i>	-	-
<i>Altre</i>	2.918	2.090
G Imponibile fiscale (A+C+D+E+F)	(33.881)	(51.488)
H Imposte correnti sull'esercizio	(9.317)	(14.159)
I Aliquota	8%	-42%



Recupero degli aiuti di stato

Con riferimento alla questione del recupero degli aiuti di stato, ampiamente illustrata nelle note del bilancio al 31 dicembre 2014 ed esercizi precedenti, non vi sono aggiornamenti nell'esercizio 2015.

NOTA 37_ ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

La voce si riferisce:

- alla variazione positiva dei derivati stipulati come copertura sulla variazione dei tassi di interesse per 9.946 migliaia di euro (negativa per 3.707 migliaia di euro al 31 dicembre 2014);
- alle perdite attuariali relative ai piani per benefici ai dipendenti successivi al rapporto di lavoro per 491 migliaia di euro (737 migliaia di euro al 31 dicembre 2014);
- al complessivo effetto fiscale positivo per 2.856 migliaia di euro (positivo per 1.222 migliaia di euro al 31 dicembre 2014).

IX. GARANZIE E PASSIVITA' POTENZIALI

L'ammontare delle garanzie personali prestate è pari a 428.788 migliaia di euro (440.653 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) da suddividersi in:

- 34.929 migliaia di euro di garanzie fidejussorie bancarie ed assicurative prestate a Enti vari. Tra queste, si evidenziano in particolare garanzie prestate a favore di:

- * Comune di Torino per 27.476 migliaia di euro come garanzia definitiva procedura di gara AMIAT/TRM;
- FCT Holding per 2.000 migliaia di euro come garanzia definitiva procedura di gara AMIAT/TRM;
- Agenzia delle Entrate per 1.575 migliaia di euro a garanzia rimborsi annuali iva;
- ATO-R per 1.000 migliaia di euro come garanzia definitiva procedura gara AMIAT/TRM

- 335.521 migliaia di euro di garanzie prestate per conto di Società controllate, principalmente a garanzia di affidamenti bancari e per l'operatività delle stesse (in prevalenza contratti commerciali/Parent Company Guarantee per conto Iren Mercato Spa).

- 58.338 migliaia di euro di garanzie prestate per conto di Società collegate, relativi principalmente alla società collegata Sinergie Italiane.

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 complessivi 34.333 migliaia di euro alla data del 31.12.2015 contro i 57.167 migliaia di euro al 31.12.2013). I liquidatori hanno condotto a termine i principali contratti di approvvigionamento e dal 1° ottobre 2012 l'attività operativa della società risulta unicamente costituita dall'acquisto di gas a lungo termine 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.

Di rilievo anche i 4.001 migliaia di euro prestati a garanzia mutuo Mestni.

X. ALLEGATI AL BILANCIO SEPARATO

ELENCO DELLE PARTECIPAZIONI

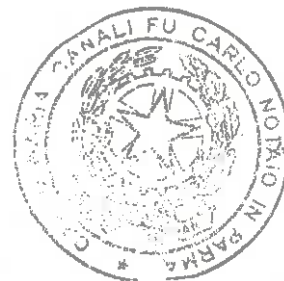
PROSPETTO DI PATRIMONIO NETTO CON INFORMAZIONI AGGIUNTIVE

PROSPETTO DI RILEVAZIONE DELLE IMPOSTE ANTICIPATE E DIFFERITE

RAPPORTI CON PARTI CORRELATE ANNO 2014

RICONCILIAZIONE PROSPETTI DI BILANCIO IAS/IFRS CON I PROSPETTI DI BILANCIO
RICLASSIFICATI

CORRISPETTIVI ALLA SOCIETA' DI REVISIONE



ELENCO DELLE PARTECIPAZIONI

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso
CONTROLLATE				
Iren Acqua Gas S.p.A.	Genova	Euro	386.963.511	100,00
Iren Ambiente Holding S.p.A.	Piacenza	Euro	1.000.000	100,00
Iren Ambiente S.p.A.	Piacenza	Euro	63.622.002	100,00
Iren Emilia S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	196.832.103	100,00
Iren Energia S.p.A.	Torino	Euro	918.767.148	100,00
Iren Mercato S.p.A.	Genova	Euro	61.356.220	100,00
AMIAT V S.p.A.	Torino	Euro	1.000.000	0,0008
COLLEGATE				
Plurigas (*)	Milano	Euro	800.000	30,00

(*) società in liquidazione classificata tra le attività destinate ad essere cedute



PROSPETTO DI PATRIMONIO NETTO CON INFORMAZIONI AGGIUNTIVE

Natura/Descrizione	Importi in euro		
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013
CAPITALE	1.276.225.677	1.276.225.677	1.276.225.677
RISERVA DI CAPITALE			
Riserva da sovrapprezzo azioni (1)	105.102.206	105.102.206	105.102.206
Avanzo di fusione	56.792.947	56.792.947	56.792.947
RISERVA DI UTILI			
Riserva legale	39.359.722	36.854.896	32.511.926
Altre riserve:			
Riserva straordinaria	1.603.409	20.107.045	4.337.223
Riserva di conferimento	-	-	-
Riserva Fair Value	-	-	-
Altre riserve libere in sospensione d'imposta	1.402.976	1.402.976	1.402.976
Riserva hedging	(20.063.802)	(27.271.529)	(24.584.160)
Riserva attuariale IAS 19	(2.204.942)	(2.404.810)	(1.870.758)
Utili/perdite portati a nuovo	-	-	-
TOTALE	1.458.218.193	1.466.809.408	1.449.918.037
Quota non distribuibile	1.420.687.605	1.418.182.779	1.413.839.809
Residua quota distribuibile	37.530.588	48.626.629	36.078.228

(1) Distribuibile ai soci dopo che la riserva legale ha raggiunto un quinto del capitale sociale

LEGENDA:

- A: per aumento di capitale
- B: per copertura perdite
- C: per distribuzione ai soci

31/12/2012	Possibilità di utilizzazione	Quota disponibile	Importi in euro	
			Riepilogo delle utilizzazioni fatte nei tre precedenti esercizi	
			Per copertura perdite	Per altre ragioni
1 276 225 677	B	1 276 225 677		
105 102 206	A, B	105 102 206		
56 792 947	A, B, C	56 792 947		
28 996 367	B	39 359 722		
4 288 198	A, B, C	1 603 409		9.035.902
	A, B, C			7.555.032
	A, B			
1 402 976	A, B, C	1 402 976	93.549.446	
(37.090.146)		(20.063.802)		
(1.157 319)		(2 404.810)		
	A, B, C			
1.434.560.906		1.458.218.193		
1 410 324 250		1 420 687 605		
24 236 656		37 530.588		



PROSPETTO IMPOSTE ANTICIPATE E DIFFERITE

	2015			
	differenze			
	iniziale	formazione	riversamento	residuo
<u>Imposte anticipate</u>				
Compenso amministratori	104	9	46	67
Compenso revisori	91	14	91	14
Fondo rischi IRES IRAP	3.313	-	-	3.313
Fondo rischi IRES	5.957	1.870	2.338	5.488
Fondi personale	4.003	20	1.708	2.314
Fondo personale	2.419	275	-	2.694
Ammortamenti eccedenti	306	724	-	1.030
Altro	23.953	5.214	3.940	25.226
Strumenti derivati	35.495	-	8.777	26.718
Fondo TFR	2.489	1.058	483	3.064
Costi pluriennali	228	-	57	171
Totale imponibili/imposte anticipate	78.358	9.184	17.440	70.099
<u>Imposte differite</u>				
Ammortamenti eccedenti IRES	506	-	-	506
Ammortamenti eccedenti IRAP	467	-	-	467
Fondo svalutazione crediti	44	-	-	44
Dividendi non incassati	-	-	-	-
Plusvalenze cessione cespiti IRES	5.975	-	2.987	2.987
Adeguamento fondo TFR	464	-	-	464
Ammortamento pregresso terreni/fabbricati	760	-	-	760
Strumenti derivati	887	-	887	-
Fondo rischi	37	-	-	37
Totale imponibile/imposte differite	9.140	-	3.874	5.265
<u>PERDITE FISCALI</u>	-	-	-	-
Imposte anticipate (differite) nette	69.218	9.184	13.566	64.834

L'effetto fiscale derivante dalle valutazioni attuariali dei benefici ai dipendenti trova compensazione nell'effetto fiscale dei conferimenti dei rami d'azienda dalle società controllate, ampiamente descritti nella nota.

migliaia di euro

2015				
Imposte				
imposte a CE	imposte a PN	IRES	IRAP	totale
(10)		18		18
(21)		4		4
(285)		1.140		1.140
(112)		1.526		1.526
5		101		101
(344)		1.326		1.326
174		258		258
87		6.242		6.242
(369)	(2.738)	6.654		6.654
138		822		822
(16)		47		47
(753)	(2.738)	18.138		18.138
(18)		121		121
(22)				
(2)		11		11
(822)				
		822		822
(16)		111		111
(37)		209		209
(276)				
(2)		10		10
(1.195)		1.284		1.284
(442)	(2.738)	16.854		16.854



PROSPETTO IMPOSTE ANTICIPATE E DIFFERITE

	2014			
	differenze			
	iniziale	formazione	riversamento	residuo
<u>Imposte anticipate</u>				
Compenso amministratori	73	94	64	103
Compenso revisori	91	91	91	91
Fondo rischi IRES IRAP	1.431	1.980	98	3.313
Fondo rischi IRES	7.122	1.789	2.954	5.957
Fondi personale	4.195	95	287	4.003
Fondo personale	2.056	396	33	2.419
Ammortamenti eccedenti	221	85	-	306
Altro	23.948	4	-	23.952
Strumenti derivati	31.788	3.707	-	35.495
Fondo TFR	1.941	620	72	2.489
Costi pluriennali	-	228	-	228
Totale imponibili/imposte anticipate	72.866	9.089	3.599	78.356
<u>Imposte differite</u>				
Ammortamenti eccedenti IRES	506	-	-	506
Ammortamenti eccedenti IRAP	467	-	-	467
Fondo svalutazione crediti	44	-	-	44
Dividendi non incassati	3.500	-	3.500	-
Plusvalenze cessione cespiti IRES	9.379	-	3.404	5.975
Adeguamento fondo TFR	464	-	-	464
Ammortamento pregresso terreni/fabbricati	760	-	-	760
Strumenti derivati	887	-	-	887
Fondo rischi	37	-	-	37
Totale Imponibile/imposte differite	16.044	-	6.904	9.140
<u>PERDITE FISCALI</u>				
Imposte anticipate (differite) nette	56.822	9.089	(3.305)	69.216

migliaia di euro

2014				
imposte				
imposte a CE	imposte a PN	IRES	IRAP	totale
8		28		28
		25		25
608	-	1.213	212	1.425
(320)		1.638		1.638
(3)	19	96		96
(15)	45	1.670	-	1.670
23	-	84		84
1		6.074	81	6.155
	1.019	9.761		9.761
13	138	685		685
63	-	63		63
378	1.221	21.337	293	21.630
		139		139
	-	-	22	22
		12		12
(963)	-	-	-	-
(936)		1.643		1.643
		128	-	128
		209	37	246
	-	276	-	276
	-	10	2	12
	-	-	-	-
(1.899)	-	2.417	60	2.477
2.277	1.221	18.920	233	19.153



DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

	migliaia di euro				
	Crediti Commerciali	Crediti Finanziari e Disponibilità liquide	Crediti di altra natura	Debiti Commerciali	Debiti Finanziari
Comune Genova	-	-	-	380	-
Comune Parma	-	-	-	31	-
Comune Reggio Emilia	-	-	-	194	-
Comune Torino	-	-	-	-	-
Finanziaria Sviluppo Utilities	31	-	-	-	-
Gruppo Intesa Sanpaolo	-	2.184	-	-	109.525
Aem To Distribuzione SpA	3.794	75.292	8.289	1.003	-
AGA	7	-	-	-	-
AMIAT	10.369	71	2.870	3.129	495
AMIAT Veicolo	39	-	-	-	-
Bonifica Autocisterne	37	-	-	-	-
EniaTel	54	-	-	60	-
Genova Reti Gas	1.262	10	708	486	7.073
Idrotigullio	277	6.480	-	70	-
Immobiliare delle Fabbriche	15	-	-	-	9.713
Iren Acqua Gas	19.207	400.168	-	3.814	1.941
Iren Ambiente	6.466	-	587	814	-
Iren Ambiente Holding	64	-	-	-	-
Iren Emilia	25.893	122.578	1.706	7.445	13.589
Iren Energia	13.991	812.526	15.506	1.762	-
Iren Gestioni Energetiche	689	18.246	54	186	-
Iren Mercato	8.848	447.307	3.223	2.002	108.549
Iren Servizi e Innovazione	3.297	-	1.364	1.568	41.397
Laboratori Idrici Acqua Gas	139	-	-	-	-
Mediterranea delle acque	1.755	56	5.153	699	36.419
Nichelino Energia	-	-	-	-	-
Tecnoborgo	450	-	133	129	-
TLR Veicolo S.p.A.	16	-	-	-	753
Acquedotto Savona	115	1.010	-	-	-
ENIA Solaris	1	18.437	149	-	-
Greensource	-	-	18	-	-
Sviluppo Idrico s.r.l.	47	-	-	-	-
OLT Offshore LNG	80	-	-	-	-
Società Acque Potabili	106	-	-	-	-
Iren Rinnovabili S.p.A.	103	5.121	46	-	-
A2A Alfa	-	-	-	-	-
Acos S.p.A.	16	-	-	-	-
Acquaenna S.c.p.a.	22	-	-	-	-
Amter S.p.A.	93	-	-	8	-
ASA S.p.A.	30	-	-	-	-
- Asti Energia e Calore	-	338	-	-	-

DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

	migliaia di euro			
	Debiti di altra natura	Ricavi e proventi	Costi e altri oneri	Oneri finanziari
Comune Genova	-	-	380	-
Comune Parma	-	-	-	-
Comune Reggio Emilia	-	-	152	-
Comune Torino	-	-	34	-
Finanziaria Sviluppo Utilities	-	28	-	-
Gruppo Intesa Sanpaolo	-	-	-	3.335
Aem To Distribuzione SpA	-	3.886	125	3.168
AGA	103	7	-	-
AMIAT	-	9.578	3.092	-
AMIAT Veicolo	-	399	-	-
Bonifica Autocisterne	-	33	-	-
EniaTel	44	52	47	-
Genova Reti Gas	163	1.076	194	25
Idrotigullio	41	105	70	65
Immobiliare delle Fabbriche	-	30	-	-
Iren Acqua Gas	6.385	12.199	2.757	33.326
Iren Ambiente	1.786	6.457	688	58
Iren Ambiente Holding	189	59	5	177
Iren Emilia	275	20.544	3.381	22.245
Iren Energia	6.543	14.249	2.873	133.272
Iren Gestioni Energetiche	222	622	61	351
Iren Mercato	237	8.156	553	38.135
Iren Servizi e Innovazione	800	4.428	2.602	-
Laboratori Idrici Acqua Gas	-	58	-	-
Mediterranea delle acque	461	1.356	258	-
Nichelino Energia	-	31	-	266
Tecnoborgo	248	355	42	40
TLR Veicolo S.p.A.	21	31	-	2
Acquedotto Savona	-	78	-	-
ENIA Solaris	9	-	-	796
Greensource	-	-	4	-
Sviluppo Idrico s.r.l.	-	3	-	-
OLT Offshore LNG	-	80	-	-
Società Acque Potabili	-	30	-	-
Iren Rinnovabili S.p.A.	-	57	22	221
A2A Alfa	-	-	-	-
Acos S.p.A.	-	16	-	-
Acquaenna S.c.p.a.	-	10	-	18
Amter S.p.A.	-	13	-	-
ASA S.p.A.	-	7	-	-
Asti Energia e Calore	-	-	-	2



DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

	Crediti Commerciali	Crediti Finanziari e Disponibilità liquide	Crediti di altra natura	Debiti Commerciali	Debiti Finanziari
Atena S.p.A.	20				
Climatel srl	10				
Domus Acqua S.r.l.	3				
Iniziative Ambientali S.r.l.	1				
Mondo Acqua	1				
Nord Ovest Servizi		970			
O.C.Clim srl	125	1.405			
Piana Ambiente S.p.A.	62				
Plurigas in liquidazione S.p.A.					
S.M.A.G. srl	33				
So. Sel. S.p.A.	4			13	
TRM V.	17				
TRM	412				
Valle Dora Energia Srl	8				107
Varsi			13		
Studio Alfa				28	
Millenaria fotovoltaico					
	98.008	1.912.199	39.819	23.823	329.561

migliaia di euro

DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

migliaia di euro

	Debiti di altra natura	Ricavi e proventi	Costi e altri oneri	Proventi finanziari	Oneri finanziari
Atena S.p.A.	-	24	-	-	-
Climatel srl	-	-	-	-	-
Domus Acqua S.r.l.	-	-	-	-	-
Iniziative Ambientali S.r.l.	-	1	-	-	-
Mondo Acqua	-	1	-	-	-
Nord Ovest Servizi	-	-	-	-	-
O.C.Clim srl	96	125	-	16	-
Plana Ambiente S.p.A.	-	-	-	-	-
Plurigas in liquidazione S.p.A.	-	-	-	4.500	-
S.M.A.G. srl	-	33	-	-	-
So. Sel. S.p.A.	-	4	14	-	-
TRM V.	-	202	-	-	-
TRM	-	411	-	-	-
Valle Dora Energia Srl	-	7	-	-	-
Varsi	11	-	-	-	-
Studio Alfa	-	-	16	-	-
Millenaria fotovoltaico	104	-	-	-	-
	17.738	84.841	17.370	236.683	3.335



**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	12.091		
Attività immateriali	23.888		
Partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate	2.544.322		
Altre partecipazioni	100		
Totale (A)	2.580.401	Attivo immobilizzato (A)	2.580.401
Altre attività non correnti	10.706		
Altre passività non correnti	(8.681)		
Totale (B)	2.025	Altre attività (Passività) non correnti (B)	2.025
Crediti commerciali	98.587		
Crediti per imposte correnti	-		
Crediti vari e altre attività correnti	54.189		
Debiti commerciali	(61.116)		
Debiti vari e altre passività correnti	(39.460)		
Debiti per imposte correnti	(18.078)		
Totale (C)	34.122	Capitale circolante netto (C)	34.122
Attività per imposte anticipate	18.138		
Passività per imposte differite	(1.284)		
Totale (D)	16.854	Attività (Passività) per imposte differite (D)	16.854
Benefici ai dipendenti	(19.286)		
Fondi per rischi ed oneri	(19.432)		
Fondi per rischi ed oneri - quota corrente	(1.933)		
Totale (E)	(40.651)	Fondi Rischi e Benefici ai dipendenti (E)	(40.651)
		Capitale investito netto (G=A+B+C+D+E)	2.592.751
Patrimonio Netto (F)	1.582.719	Patrimonio Netto (F)	1.582.719
Attività finanziarie non correnti	(1.887.041)		
Passività finanziarie non correnti	2.660.368		
Totale (G)	773.327	Indeb. finanziario a medio e lungo termine (G)	773.327
Attività finanziarie correnti	(23.085)		
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(116.061)		
Passività finanziarie correnti	376.090		
Totale (H)	236.944	Indeb. finanziario a breve termine (H)	236.944
		Indebitamento finanziario netto (I=G+H)	1.010.271
		Mezzi propri e indeb. finanziario netto (F+I)	2.592.990

ATTESTAZIONE DEL BILANCIO D'ESERCIZIO AI SENSI DELL'ART. 81-TER DEL REGOLAMENTO CONSOB N. 11971 DEL 14 MAGGIO 1999 E SUCCESSIVE MODIFICHE E INTEGRAZIONI

1. I sottoscritti Massimiliano Bianco, Amministratore Delegato, e Massimo Levrino, Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e Direttore Amministrazione Finanza e Controllo, 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 d'esercizio, nel corso dell'esercizio 2015
2. Si attesta, inoltre, che:
 - 2.1 il bilancio d'esercizio:
 - 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 sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

15 marzo 2016

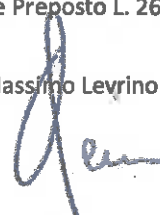
L'Amministratore Delegato

Dr. Massimiliano Bianco



Il Direttore Amministrazione
Finanza e Controllo
e Dirigente Preposto L. 262/05

Dr. Massimo Levrino



RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE INDIPENDENTE AI SENSI DEGLI ARTICOLI 14 E 16 DEL DLGS 27 GENNAIO 2010, N. 39

Agli Azionisti della
Iren SpA

Relazione sul bilancio separato

Abbiamo svolto la revisione contabile dell'allegato bilancio separato della Iren SpA costituito dal prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria al 31 dicembre 2015, dal prospetto di conto economico, dal prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data, da una sintesi dei principi contabili significativi e dalle altre note illustrative.

Responsabilità degli amministratori per il bilancio separato

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio separato che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n. 38/05.

Responsabilità della società di revisione

È nostra la responsabilità di esprimere un giudizio sul bilancio separato sulla base della revisione contabile. Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) elaborati ai sensi dell'articolo 11, comma 3, del DLgs n. 39/10. Tali principi richiedono il rispetto di principi etici, nonché la pianificazione e lo svolgimento della revisione contabile al fine di acquisire una ragionevole sicurezza che il bilancio separato non contenga errori significativi.

La revisione contabile comporta lo svolgimento di procedure volte ad acquisire elementi probativi a supporto degli importi e delle informazioni contenuti nel bilancio separato. Le procedure scelte dipendono dal giudizio professionale del revisore, inclusa la valutazione dei rischi di errori significativi nel bilancio separato dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali. Nell'effettuare tali valutazioni del rischio, il revisore considera il controllo interno relativo alla redazione del bilancio separato dell'impresa che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta al fine di definire procedure di revisione appropriate alle circostanze, e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno dell'impresa. La revisione contabile comprende altresì la valutazione dell'appropriatezza dei principi contabili adottati, della ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, nonché la valutazione della presentazione del bilancio separato nel suo complesso.

Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

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 Wuhler 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 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521275911 - Pescara 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 0854545711 - 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 - Vicenza 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444393311

www.pwc.com/it

Giudizio

A nostro giudizio, il bilancio separato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Iren SpA al 31 dicembre 2015, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data, in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n. 38/05.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari con il bilancio separato

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere, come richiesto dalle norme di legge, un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e delle informazioni della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs n. 58/98, la cui responsabilità compete agli amministratori della Iren SpA, con il bilancio separato della Iren SpA al 31 dicembre 2015. A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e le informazioni della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio separato della Iren SpA al 31 dicembre 2015.

Torino, 15 aprile 2016

PricewaterhouseCoopers SpA



Piero De Lorenzi
(Revisore legale)



RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE DI IREN S.p.A. ALL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI

(ai sensi dell'art. 153 del D.Lgs. 58/1998 e dell'art. 2429 del codice civile)

oOo

Signori Azionisti,

il Collegio Sindacale, ai sensi dell'art. 153 del D. Lgs. 58/1998 (di seguito, "TUF") e dell'art. 2429, comma 2, del codice civile, è chiamato a riferire all'Assemblea degli Azionisti sull'attività di vigilanza svolta e sulle omissioni e sui fatti censurabili eventualmente rilevati. Il Collegio Sindacale può altresì fare osservazioni e proposte in ordine al bilancio, alla sua approvazione e alle materie di propria competenza.

Nel corso dell'esercizio sono stati svolti i compiti di vigilanza attribuiti al Collegio Sindacale dalle vigenti disposizioni di legge e regolamentari.

1. Indipendenza dei membri del Collegio sindacale

Il Collegio ha verificato l'assenza di cause di decadenza, ai sensi dell'art. 148 TUF, in capo ai suoi componenti, nonché, in capo agli stessi, la permanenza dei requisiti di indipendenza: (i) ai sensi dello stesso art. 148 TUF, comma 3, nonché ii) ai sensi del punto 10.C.2 dell'attuale Codice di autodisciplina delle società quotate (il "Codice di Autodisciplina"), al quale il Codice di autodisciplina di IREN S.p.A, adottato in data 18 dicembre 2012 dal Consiglio di amministrazione e da ultimo emendato in data 13 marzo 2015, rinvia.

2. Operazioni ed eventi di particolare rilevanza

Le operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale, nonché gli eventi significativi dell'esercizio 2015 e successivi, riferiti a IREN S.p.A e alle società da questa direttamente e indirettamente controllate ("Gruppo IREN" o "Gruppo"), sono esposti nei paragrafi "Fatti di rilievo dell'esercizio" e "Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio ed evoluzione prevedibile della gestione" della Relazione sulla Gestione.

3. Operazioni infragruppo o con parti correlate

Ai sensi dell'art. 2391-bis del cod. civ. e della delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010, successivamente modificata con delibera Consob n. 17389 del 23 giugno 2010 (il "Regolamento Consob OPC"), il Consiglio di Amministrazione di IREN ha adottato, in data 30 novembre 2010, e successivamente modificato da ultimo in data 13 marzo 2015, il "Regolamento Interno in materia di operazioni con parti correlate". In data 15 marzo 2016 il Consiglio di amministrazione ha approvato la specifica procedura operativa prevista dall'art. 3 bis del citato Regolamento interno.

Nei paragrafi "Informativa sui rapporti con parti correlate" delle Note esplicative del Bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2015 di IREN S.p.A. e delle Note esplicative del Bilancio consolidato sono illustrati i rapporti tra IREN e le società controllate e collegate, nonché con altre parti correlate. Le informazioni relative ai rapporti patrimoniali ed economici con le parti correlate sono riportate nelle Note illustrative del Bilancio di esercizio e del Bilancio consolidato.

4. Operazioni atipiche o inusuali

La Relazione sulla Gestione, le informazioni prodotte in Consiglio di Amministrazione e quelle ricevute dagli amministratori e dal *management* aziendale non hanno evidenziato l'esistenza di operazioni atipiche e/o inusuali, anche infragruppo o con parti correlate. Il Collegio sindacale non ha inoltre ricevuto, alla data di redazione della presente relazione, comunicazioni dagli Organi di controllo delle società controllate, collegate o partecipate, così come dalla Società di Revisione, contenenti rilievi che meritino di essere segnalati nella presente relazione.

5. Attività del Collegio sindacale

Nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2015 il Collegio sindacale si è riunito n. 12 volte, con una partecipazione pressoché totalitaria dei suoi componenti. Il dettaglio delle presenze è riprodotto nella tabella riportata nell'apposita sezione della Relazione sul Governo societario e gli assetti proprietari redatta ai sensi dell'art. 123 bis del TUF.

Il Collegio ha altresì assistito alle adunanze del Consiglio di Amministrazione e ha di regola assicurato la presenza di almeno un componente alle riunioni del Comitato Controllo e Rischi, alle riunioni del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate e alle riunioni del Comitato per la Remunerazione e le Nomine.

Ai sensi di legge il Collegio sindacale nel corso del 2015 ha vigilato sull'osservanza della legge e dell'atto costitutivo, nonché sul rispetto dei principi di corretta amministrazione; ha altresì vigilato sulla adeguatezza dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile della Società per quanto di sua competenza.

Il Collegio non ritiene che vi siano al riguardo irregolarità che richiedono segnalazione in questa Relazione.

6. Osservazioni ai sensi del D. Lgs. 39/2010 (Testo unico della revisione legale dei conti) e sull'indipendenza della Società di Revisione

Per quanto attiene ai compiti di revisione legale dei conti, il Collegio sindacale ricorda che essi sono attribuiti alla società di revisione PricewaterhouseCoopers S.p.A. (la Società di Revisione, o PwC), alle cui Relazioni emesse in data 15 aprile 2016, relative al Bilancio d'esercizio e consolidato al 31 dicembre 2015, Vi rimandiamo, rilevando nel contempo che non presentano rilievi o richiami di informativa.

Il Collegio sindacale ha vigilato sull'efficacia del processo di revisione legale dei conti, incontrando periodicamente la Società di Revisione per discutere in merito alle attività svolte. Essa ci ha comunicato che, sulla base delle informazioni ottenute e delle verifiche condotte tenuto conto dei principi regolamentari e professionali che disciplinano l'attività di revisione, non sono state riscontrate situazioni che possano compromettere l'indipendenza o cause di incompatibilità indicate dagli articoli 10 e 17 del DLgs n. 39/2010 e dalle relative disposizioni di attuazione.

La Società di Revisione ha comunicato le ore impiegate e i corrispettivi fatturati complessivamente dalla stessa per la revisione del Bilancio d'esercizio e del Bilancio consolidato della Società chiuso al 31 dicembre 2015, per la revisione contabile limitata della relazione semestrale al 30 giugno 2015 del Gruppo, per le attività di revisione svolte sulle società appartenenti al Gruppo, nonché per gli incarichi aggiuntivi.

7. Osservazioni sul processo di informativa finanziaria e sul sistema di controllo interno

Nel corso dell'esercizio 2015 il Collegio sindacale ha vigilato sull'adeguatezza del sistema amministrativo e contabile, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante l'ottenimento di informazioni dai responsabili delle funzioni amministrative e assistendo ai lavori del Comitato Controllo e Rischi. Inoltre il Collegio sindacale ha vigilato, anche incontrando periodicamente il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili e societari, sull'organizzazione e sulle procedure aziendali previste per la formazione del Bilancio d'esercizio, del Bilancio consolidato e della Relazione semestrale, nonché delle altre comunicazioni di carattere finanziario, al fine di valutarne l'adeguatezza e l'efficace adozione. Il Collegio sindacale ritiene complessivamente il sistema amministrativo e contabile adeguato e affidabile in relazione alla dimensione e alla complessità della Società e del Gruppo.

Il Collegio sindacale ha vigilato, nell'ambito delle proprie funzioni, sull'adeguatezza del sistema di controllo interno mediante: (i) l'ottenimento di informazioni dai responsabili delle rispettive funzioni aziendali, volte anche a verificare l'esistenza, l'adeguatezza e la concreta implementazione delle procedure adottate; (ii) la partecipazione alle riunioni dei Comitati consiliari; (iii) periodici incontri con il Dirigente responsabile della funzione di Controllo Interno (Internal audit); (iv) il costante scambio di informazioni con la Società di Revisione.

Il Collegio sindacale inoltre è stato informato, mediante le relazioni semestrali trasmesse al Consiglio di amministrazione, sull'attività svolta dall'Organismo di Vigilanza istituito ai sensi del D. Lgs. 231/2001 e successive modificazioni.

Il Collegio sindacale ha infine preso atto di quanto attestato dall'Amministratore Delegato e dal Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili e societari sull'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio d'esercizio e del Bilancio consolidato.

Il Collegio sindacale ritiene, sulla base delle risultanze delle attività di controllo, che il sistema di controllo interno possa ritenersi adeguato alla dimensione e all'articolazione dell'operatività.

8. Osservazioni sull'adeguatezza della struttura organizzativa

Il Collegio Sindacale ha vigilato, per quanto di propria competenza, sull'adeguatezza dell'assetto organizzativo della Società, acquisendo dati e informazioni dai responsabili delle funzioni aziendali, e ritiene tale assetto complessivamente adeguato alle caratteristiche della Società e all'attività svolta.

9. Ulteriori attività del Collegio Sindacale

Ai sensi delle disposizioni Consob in materia, riferiamo che il Collegio sindacale:

- (i) nel corso dell'esercizio non ha ricevuto richieste di informativa da parte della Consob;
- (ii) non ha ricevuto denunce ex art. 2408 del codice civile;
- (iii) ha espresso il proprio parere ex art. 2389, comma 3, cod. civ. in merito alla remunerazione del vicepresidente di IREN S.p.A. nel corso della seduta del Consiglio di amministrazione tenutasi in data 28 luglio 2015. Nel corso dell'esercizio non sono stati rilasciati ulteriori pareri da parte del Collegio sindacale; non ricorrendone i presupposti di legge;
- (iv) ha esaminato le disposizioni impartite dalla Società alle società controllate, ai sensi dell'art. 114, comma 2, del TUF, che sono apparse adeguate. Per le società controllate il Collegio sindacale ha assunto informazioni in relazione alla struttura organizzativa e al sistema di controllo interno delle principali società tramite le funzioni centrali della capogruppo, nonché mediante richieste di informative ai Presidenti dei Collegi sindacali delle società controllate di primo livello;
- (v) ha preso atto della avvenuta predisposizione della Relazione sulla Remunerazione ex artt. 123-ter del TUF e 84-quater del Regolamento Emittenti e non ha osservazioni particolari da segnalare;
- (vi) con riguardo all'adesione della Società al Codice di Autodisciplina, rinvia alla Relazione sul Governo societario e gli assetti proprietari;
- (vii) riferisce che nel corso dei periodici incontri con gli esponenti della Società di non sono emersi aspetti che debbano essere evidenziati nella presente relazione.

oOo

Nel corso dell'attività di vigilanza, come sopra descritta, non sono stati rilevati fatti censurabili, omissioni e irregolarità che richiedano di essere segnalati nella presente relazione.

Il Collegio Sindacale, inoltre, non ritiene sussistano elementi per l'esercizio da parte sua della facoltà di formulare proposte all'Assemblea ai sensi dell'art. 153, comma 2, TUF.

Il progetto di Bilancio d'esercizio, il Bilancio consolidato al 31 dicembre 2015 e la Relazione sulla Gestione sono stati approvati nella riunione del Consiglio di Amministrazione tenutasi il 15 marzo u.s. Il Bilancio di esercizio espone un utile pari a Euro/milioni 124,5, mentre il Bilancio consolidato evidenzia un utile di Euro/milioni 140.

Non avendo la responsabilità del controllo legale dei conti, il Collegio sindacale ha vigilato sull'impostazione generale del Bilancio d'esercizio e del Bilancio consolidato e sulla loro conformità alle norme che ne disciplinano la formazione e la struttura. Il Collegio sindacale ha altresì verificato la loro rispondenza ai fatti e alle informazioni di cui è venuto a conoscenza a seguito dell'espletamento dei propri doveri. A tale riguardo il Collegio sindacale non ha osservazioni particolari da riferire.

Gli Amministratori al paragrafo "Rischi e incertezze" della Relazione sulla Gestione descrivono i principali rischi cui la Società è esposta: rischi finanziari (liquidità, tasso di interesse, tasso di cambio); di credito; energetici, operativi, strategici. Le passività potenziali sono invece considerate nel paragrafo "Garanzie e passività potenziali" delle Note illustrative al Bilancio di esercizio e al Bilancio consolidato.

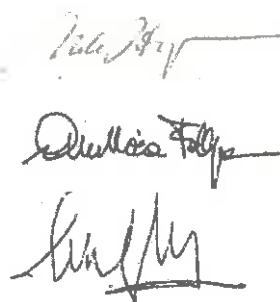
Tutto quanto sopra premesso, il Collegio sindacale, preso atto delle attestazioni rilasciate alla Società di Revisione congiuntamente dall'Amministratore Delegato e dal Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, considerato il contenuto delle relazioni redatte da PwC, non rileva, sotto i profili di propria competenza, motivi ostativi all'approvazione della proposta di Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2015 formulata dal Consiglio di Amministrazione. Il Collegio sindacale concorda con la proposta formulata dal Consiglio di Amministrazione in merito alla destinazione del risultato di esercizio.

Reggio Emilia, 16 aprile 2016

prof. Michele Rutigliano, presidente

prof.ssa Annamaria Fellegara

dr. Emilio Gatto



SINTESI DELLE DELIBERAZIONI DELL'ASSEMBLEA

L'assemblea ordinaria degli Azionisti:

- preso atto del Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2015 e della Relazione del Consiglio di Amministrazione sulla gestione;
- preso atto della Relazione del Collegio Sindacale;
- preso atto della Relazione della Società di revisione PriceWaterhouse Coopers S.p.A.;
- preso atto della proposta di destinazione dell'utile di esercizio pari ad Euro 124.500.783,32 come segue:
 - quanto ad Euro 6.225.039,17 pari al 5% dell'utile di esercizio, a riserva legale;
 - quanto ad Euro 70.192.412,24 a dividendo agli Azionisti, corrispondente ad Euro 0,055 per ciascuna delle n. 1.181.725.677 azioni ordinarie e delle n. 94.500.000 azioni di risparmio in pagamento a partire dal giorno 22 giugno 2016 contro stacco cedola il 20 giugno 2016 e record date il 21 giugno 2016;
 - a riserva straordinaria l'importo residuo, pari ad Euro 48.083.331,91;

delibera

- 1) di approvare il Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2015 di Iren S.p.A. e la Relazione sulla gestione predisposta dal Consiglio di Amministrazione;
- 2) di approvare la proposta di destinazione dell'utile di esercizio pari ad Euro 124.500.783,32 come segue:
 - quanto ad Euro 6.225.039,17 pari al 5% dell'utile di esercizio, a riserva legale;
 - quanto ad Euro 70.192.412,24 a dividendo agli Azionisti, corrispondente ad Euro 0,055 per ciascuna delle n. 1.181.725.677 azioni ordinarie e delle n. 94.500.000 azioni di risparmio in pagamento a partire dal giorno 22 giugno 2016 contro stacco cedola il 20 giugno 2016 e record date il 21 giugno 2016;
 - a riserva straordinaria l'importo residuo, pari ad Euro 48.083.331,91.



F.to: Francesco Profumo.

F.to: Carlo Maria Canali.

•••
iren

Iren S.p.A.
Via Nubi di Magellano, 30
42123 Reggio Emilia - Italy
www.gruppoiren.it