



**Bilancio Consolidato**  
**Semestrale Abbreviato 2014**

## INDICE

### **Informazioni sulla Gestione**

Modello Organizzativo di ACEA	pag. 3
Organi sociali	pag. 5
Effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS10 (Bilancio Consolidato) e dell'IFRS11 (Accordi a controllo congiunto)	pag. 6
Sintesi dei Risultati	pag. 11
Analisi dei risultati economico/finanziari del periodo	pag. 14
Risultati economici del Gruppo ACEA	pag. 15
Risultati patrimoniali e finanziari del Gruppo ACEA	pag. 22
Contesto di riferimento	pag. 36
Andamento delle Aree di attività	pag. 54
Risultati economici per area di attività	pag. 54
Area Industriale Ambiente	pag. 55
Area Industriale Energia	pag. 60
Area Industriale Idrico	pag. 64
Area Industriale Reti	pag. 71
Corporate	pag. 78
Fatti di rilievo intervenuti nel corso del periodo	pag. 80
Fatti di rilievo successivamente alla chiusura del periodo	pag. 81
Principali rischi ed incertezze	pag. 82
Evoluzione prevedibile della gestione	pag. 87

### **Note illustrative e integrative**

Forma e struttura	pag. 90
Criteri, procedure e area di consolidamento	pag. 92
Area di consolidamento	pag. 95
Criteri di valutazione e principi contabili	pag. 96
Prospetti di Conto Economico e Stato Patrimoniale Consolidati	pag. 102
Note al Conto Economico Consolidato	pag. 109
Note alla Situazione Patrimoniale e Finanziaria Consolidata	pag. 123
Impegni e rischi potenziali	pag. 147
Informativa sui servizi in concessione	pag. 159
Informativa sulle parti correlate	pag. 160
Aggiornamento delle principali vertenze giudiziali	pag. 163
Allegati	pag. 169

## Modello Organizzativo di ACEA

ACEA è una delle principali *multiutility* italiane ed è quotata in Borsa dal 1999.

ACEA ha adottato un modello operativo basato su un assetto organizzativo che trova fondamento nel Piano Strategico Industriale basato sul rafforzamento del ruolo di governo, indirizzo e controllo della Holding che si realizza oltre che sull'attuale portafoglio di business, con una focalizzazione sulle aree di maggior creazione di valore, sullo sviluppo strategico del Gruppo in nuovi business e territori. La macrostruttura di ACEA è articolata in funzioni corporate e in quattro aree industriali – Ambiente, Energia, Idrico e Reti.

Con riguardo alle aree di business, di seguito si riportano le attività di ciascuna di esse.

### **Area Ambiente**

Il Gruppo ACEA è uno dei principali operatori italiani nella gestione a livello urbano dei servizi ambientali. Gestisce termovalorizzatori ed impianti di compostaggio per il recupero dei rifiuti e la loro trasformazione in energia e compost. Il Gruppo dedica particolare attenzione allo sviluppo di investimenti nel business *waste to energy* e nei rifiuti organici, in coerenza con l'obiettivo strategico del Gruppo di valorizzazione ambientale ed energetica dei rifiuti.

### **Area Energia**

Il Gruppo ACEA è uno dei principali *player* nazionali nella vendita di energia elettrica e offre soluzioni innovative e flessibili per la fornitura di energia elettrica e gas naturale. Opera su tutti i segmenti di mercato dalle famiglie alle grandi aziende. Il Gruppo infine è attivo nel comparto della generazione e dispone di impianti idroelettrici e termoelettrici distribuiti tra il Lazio, l'Umbria e l'Abruzzo.

### **Area Idrico**

Il Gruppo ACEA è il primo operatore italiano nel settore idrico con 8,5 milioni di abitanti serviti. Il Gruppo gestisce il servizio idrico integrato a Roma e Frosinone e nelle rispettive province ed è presente in altre aree del Lazio, in Toscana, Umbria e Campania. La Società completa la qualità dei servizi offerti con la gestione sostenibile della risorsa acqua e il rispetto dell'ambiente. Il Gruppo ha sviluppato un *know how* all'avanguardia nella progettazione, nella costruzione e nella gestione dei sistemi idrici integrati: dalle sorgenti agli acquedotti, dalla distribuzione alla rete fognaria, alla depurazione. Particolare rilevanza è dedicata ai servizi di laboratorio.

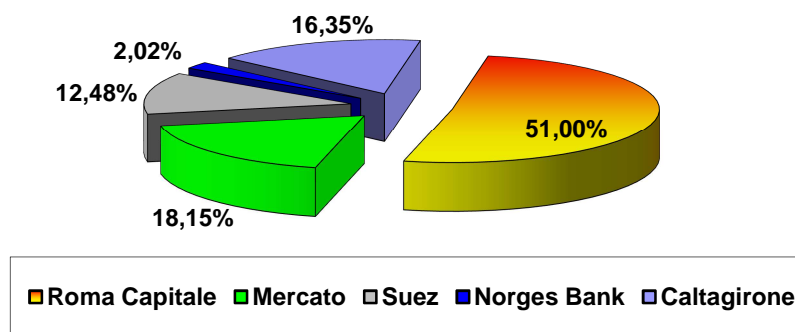
### **Area Reti**

Il Gruppo ACEA è tra i principali operatori nazionali con oltre 11 TWh elettrici distribuiti a Roma, dove gestisce la rete di distribuzione servendo 2,7 milioni di abitanti. Sempre nella Capitale il Gruppo gestisce l'illuminazione pubblica e artistica applicando soluzioni sempre più efficienti e a basso impatto ambientale. Il Gruppo ACEA è impegnato in progetti di efficienza energetica e nello sviluppo di nuove tecnologie, come le *smart grid* e la mobilità elettrica, attraverso la realizzazione di progetti pilota particolarmente innovativi.

La struttura del Gruppo, distinta per area di business, risulta composta dalle seguenti principali società.



Alla data del 30 giugno 2014, il capitale sociale di ACEA S.p.A. risulta così composto:



\*Il grafico evidenzia esclusivamente le partecipazioni superiori al 2%, così come risultanti da fonte CONSOB.

## Organi sociali

### **Consiglio di Amministrazione** <sup>1</sup>

Catia Tomasetti	Presidente
Alberto Irace <sup>2</sup>	Amministratore Delegato
Francesco Caltagirone	Consigliere
Diane D'Arras	Consigliere
Giovanni Giani	Consigliere
Elisabetta Maggini	Consigliere
Paola Antonia Profeta	Consigliere

### **Collegio Sindacale**

Enrico Laghi	Presidente
Corrado Gatti	Sindaco Effettivo
Laura Raselli	Sindaco Effettivo
Franco Biancani	Sindaco Supplente
Antonia Coppola	Sindaco Supplente

### **Dirigente preposto** <sup>2</sup>

Franco Balsamo

### **Società di revisione**

Reconta Ernst & Young S.p.A.

---

<sup>1</sup> nominato dall'Assemblea dei Soci del 5 giugno 2014

<sup>2</sup> nominato dal Consiglio di Amministrazione del 9 giugno 2014

## Effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS10 (Bilancio Consolidato) e dell'IFRS11 (Accordi a controllo congiunto)

A partire dal 1° gennaio 2014 è divenuta obbligatoria l'adozione dei nuovi principi contabili internazionali in materia di controllo.

In particolare si tratta dell'IFRS10 "Bilancio Consolidato" e dell'IFRS11 "Accordi a controllo congiunto".

Come più diffusamente descritto nel Bilancio Consolidato 2013, al fine di verificare se il nuovo concetto di controllo possa determinare variazioni nel metodo di consolidamento di alcune partecipazioni, il Gruppo ha analizzato atti e documenti societari (statuti, patti parasociali, contratti, ...).

Oltre all'analisi *on the paper* è stata effettuata la ricognizione dell'effettiva e concreta dinamica del governo societario tenendo conto altresì dell'identità dei soci, della finalità delle rispettive partecipazioni nonché dell'apporto che ciascuna delle parti dà allo sviluppo dell'impresa.

Tale analisi ha riguardato molte partecipazioni in Società del Gruppo ACEA con particolare riferimento alle partecipazioni nelle Società idriche della Toscana, Umbria e Campania che in virtù delle esistenti previsioni societarie o parasociali relative agli assetti proprietari e alla *governance* sono state consolidate con il metodo proporzionale.

Nonostante ACEA, all'interno delle Società in esame, rappresenti il Partner Industriale e, attraverso l'Amministratore Delegato, di cui ha pattiziamente il diritto alla designazione, abbia un ampio potere di gestione corrente in tutte le aree di attività, l'esito delle analisi svolte ha confermato che le partecipazioni nelle Società idriche della Toscana, Umbria e Campania vengano convenzionalmente attratte nell'ambito di applicazione dell'IFRS11 per il quale, dal 1° gennaio 2014, l'unico metodo di consolidamento ammesso è quello del patrimonio netto.

L'elenco delle entità giuridiche coinvolte da tale modifica sono riportate nella tabella che segue

Area Industriale	Società	Metodo di consolidamento fino al 31/12/2013	Metodo di consolidamento a partire dal 01/01/2014
Ambiente	Ecomed	Proporzionale	Patrimonio Netto
Energia	Umbria Energy	Proporzionale	Integrale
	Elga Sud	Proporzionale	Integrale
	Voghera Energia Vendite in liquidazione	Proporzionale	Patrimonio Netto
Idrico	Consorzio Agua Azul	Proporzionale	Patrimonio Netto
	Acque e controllate	Proporzionale	Patrimonio Netto
	Publiacqua e controllate	Proporzionale	Patrimonio Netto
	Umbra Acque	Proporzionale	Patrimonio Netto
	Acquedotto del Fiora	Proporzionale	Patrimonio Netto
	GORI	Proporzionale	Patrimonio Netto
	Intesa Aretina e Nuove Acque	Proporzionale	Patrimonio Netto
Reti			
	Ecogena	Proporzionale	Nota <sup>3</sup>

<sup>3</sup> La Società Ecogena è consolidata integralmente a partire dal 1° gennaio 2014 per effetto delle modifiche intervenute negli assetti societari. Per maggiori dettagli si rinvia al paragrafo "Area di consolidamento".

Tale modifica ha un impatto significativo sulla rappresentazione delle voci economiche e patrimoniali del Gruppo in quanto, in luogo di una esposizione effettuata linea per linea sulla base della percentuale di possesso di tali società, è divenuto obbligatorio:

- + sul conto economico esporre esclusivamente il risultato sintetico di tali società dato sostanzialmente dalle variazioni di patrimonio netto relativamente al risultato di periodo e
- + sullo stato patrimoniale esporre esclusivamente la voce Partecipazioni che viene incrementata o decrementata dal risultato sintetico del periodo.

Poiché i sopra richiamati principi hanno efficacia retrospettiva, le voci patrimoniali del Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2013 e quelle economiche del Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato 2013 sono state rideterminate (*restated*) e ripresentate ai soli fini comparativi.

Nelle tabelle seguenti sono evidenziate le variazioni agli schemi consolidati di Conto Economico al 30 giugno 2013 e di Stato Patrimoniale al 31 dicembre 2013.

Conto Economico sintetico (€ milioni)	30.06.13	Effetti IFRS10 e IFRS11	30.06.13 Restated
Ricavi consolidati	1.790,4	(148,2)	1.642,2
Costi operativi consolidati	1.420,0	(82,4)	1.337,6
<b>Proventi/(Oneri) da partecipazioni di natura non finanziaria</b>	<b>0,0</b>	<b>26,2</b>	<b>26,2</b>
Proventi (Oneri) da gestione rischio <i>commodity</i>	0,0	0,0	0,0
<b>EBITDA</b>	<b>370,4</b>	<b>(39,5)</b>	<b>330,9</b>
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	183,8	(34,7)	149,1
<b>EBIT</b>	<b>186,6</b>	<b>(4,8)</b>	<b>181,8</b>
Proventi/(Oneri) finanziari	(40,3)	11,1	(51,4)
Proventi/(Oneri) da partecipazioni	(1,8)	0,0	(1,8)
<b>Risultato ante imposte</b>	<b>144,5</b>	<b>(15,9)</b>	<b>128,6</b>
Imposte	67,5	(15,9)	51,6
<b>Risultato netto</b>	<b>77,0</b>	<b>0,1</b>	<b>77,1</b>
Utile (perdita) di competenza di terzi	6,4	0,0	6,4
<b>Risultato netto di competenza del Gruppo</b>	<b>70,6</b>	<b>0,0</b>	<b>70,6</b>

Come si evince dal prospetto sopra riportato, il risultato sintetico derivante dal consolidamento secondo l'*equity method* viene convenzionalmente incluso tra le componenti che concorrono alla formazione del Margine Operativo Lordo consolidato (EBITDA), alla voce denominata **Proventi/(Oneri) da partecipazioni di natura non finanziaria**, non essendo intervenuti eventi che abbiano determinato una discontinuità nell'assetto delle previsioni societarie o parasociali e nell'attività gestionale del partner industriale.

Stato Patrimoniale sintetico (€ milioni)	31.12.13	Effetti IFRS10 e IFRS11	31.12.13 Restated
Immobilizzazioni materiali e immateriali	3.970,2	(578,3)	3.395,1
Avviamento	149,0	0,6	149,6
Partecipazioni	14,7	200,6	215,3
Altre attività non correnti	464,7	(69,0)	392,5
<b>Attività non correnti</b>	<b>4.598,5</b>	<b>(446,0)</b>	<b>4.152,5</b>
Rimanenze	37,3	(3,6)	33,8
Crediti commerciali	1.500,7	(154,1)	1.346,6

Stato Patrimoniale sintetico (€ milioni)	31.12.13	Effetti IFRS10 e IFRS11	31.12.13 Restated
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	589,5	(26,4)	563,1
Altre attività correnti	354,6	(32,9)	321,7
<b>Attività correnti</b>	<b>2.482,1</b>	<b>(217,0)</b>	<b>2.265,1</b>
Attività possedute per la vendita	6,7	0,0	6,7
<b>Totale Attività</b>	<b>7.087,4</b>	<b>(663,1)</b>	<b>6.424,3</b>
Patrimonio Netto di Gruppo	1.322,6	0,0	1.322,6
Patrimonio Netto di Terzi	82,8	1,4	84,2
<b>Patrimonio Netto</b>	<b>1.405,4</b>	<b>1,4</b>	<b>1.406,8</b>
TFR e altri piani a benefici definiti	117,4	(10,5)	106,9
Debiti e passività finanziarie	2.507,6	(146,7)	2.360,9
Fondo per rischi ed oneri	262,5	(56,5)	206,1
Altre passività non correnti	456,2	(201,7)	254,5
<b>Passività non correnti</b>	<b>3.343,8</b>	<b>(415,4)</b>	<b>2.928,4</b>
Debiti commerciali	1.306,9	(99,3)	1.207,6
Debiti finanziari	698,1	(98,2)	599,9
Altre passività correnti	331,8	(51,5)	208,3
<b>Passività correnti</b>	<b>2.336,8</b>	<b>(249,0)</b>	<b>2.087,8</b>
<b>Passività direttamente associate ad attività destinate alla vendita</b>	<b>1,3</b>	<b>0,0</b>	<b>1,3</b>
<b>Totale Passività e Patrimonio Netto</b>	<b>7.087,4</b>	<b>(663,1)</b>	<b>6.424,3</b>



## Applicazione IFRS 10 e 11: riesposizione 2013

### Conto Economico

	Al 31.03.2013 <i>Restated</i>	Al 30.06.2013 <i>Restated</i>	Al 30.09.2013 <i>Restated</i>	Al 31.12.2013 <i>Restated</i>
Ricavi da vendita e prestazioni	812,1	1.616,5	2.374,0	3.203,6
Altri ricavi e proventi	10,9	25,7	36,3	85,4
<b>Ricavi netti consolidati</b>	<b>823,1</b>	<b>1.642,2</b>	<b>2.410,3</b>	<b>3.289,0</b>
Costo del lavoro	57,2	118,7	179,3	238,3
Costi esterni	614,3	1.218,9	1.778,5	2.405,7
<b>Costi operativi consolidati</b>	<b>671,5</b>	<b>1.337,6</b>	<b>1.957,8</b>	<b>2.644,0</b>
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	0,0	0,0	0,1	0,1
Proventi/(Oneri) da partecipazioni di natura non finanziaria	5,4	26,2	31,8	30,3
<b>Margine Operativo Lordo</b>	<b>157,0</b>	<b>330,8</b>	<b>484,4</b>	<b>675,4</b>
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	67,7	149,1	215,3	312,2
<b>Risultato operativo</b>	<b>89,3</b>	<b>181,8</b>	<b>269,0</b>	<b>363,2</b>
Proventi Finanziari	5,6	10,0	17,0	27,1
Oneri Finanziari	(28,8)	(61,3)	(91,8)	(126,4)
Proventi/(Oneri) da Partecipazioni	1,4	(1,8)	(2,5)	(4,8)
<b>Risultato ante imposte</b>	<b>67,5</b>	<b>128,6</b>	<b>191,7</b>	<b>259,2</b>
Imposte sul Reddito	28,6	51,6	78,2	105,8
<b>Risultato Netto</b>	<b>38,9</b>	<b>77,1</b>	<b>113,5</b>	<b>153,4</b>
Utile/(Perdita) di competenza di terzi	2,1	6,4	8,9	11,4
<b>Risultato netto di Competenza del gruppo</b>	<b>36,8</b>	<b>70,6</b>	<b>104,6</b>	<b>141,9</b>
Utile (perdita) per azione (in euro)				
di base	0,1729	0,3316	0,4909	0,6665
diluito	0,1729	0,3316	0,4909	0,6665

Importi in € milioni

## Stato Patrimoniale

ATTIVITA'	Al 31.03.2013 Restated	Al 30.06.2013 Restated	Al 30.09.2013 Restated	Al 31.12.2013 Restated
Immobilizzazioni Materiali	2.008,0	2.012,0	2.019,0	2.006,2
Investimenti Immobiliari	2,9	2,9	2,9	2,9
Avviamento	147,7	147,7	149,8	149,6
Concessioni	1.263,2	1.285,9	1.302,9	1.317,3
Altre immobilizzazioni Immateriali	71,2	63,9	67,9	68,8
Partecipazioni in controllate e collegate	189,8	208,2	211,4	212,0
Altre partecipazioni	4,8	4,7	4,7	3,3
Imposte differite Attive	330,3	332,5	338,5	309,0
Attività Finanziarie	31,8	34,2	34,5	34,8
Altre Attività	52,3	51,3	50,0	48,8
<b>ATTIVITA' NON CORRENTI</b>	<b>4.102,0</b>	<b>4.143,4</b>	<b>4.181,5</b>	<b>4.152,5</b>
Rimanenze	38,8	37,9	37,9	33,8
Crediti Commerciali	1.406,4	1.342,6	1.326,9	1.346,6
Altre Attività Correnti	129,4	104,3	95,5	111,4
Attività per imposte correnti	65,3	58,2	101,1	92,0
Attività Finanziarie Correnti	167,2	126,4	143,4	118,3
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	163,0	281,8	360,9	563,1
<b>ATTIVITA' CORRENTI</b>	<b>1.970,2</b>	<b>1.951,2</b>	<b>2.065,8</b>	<b>2.265,1</b>
<b>Attività non correnti destinate alla vendita</b>	<b>6,7</b>	<b>6,7</b>	<b>0,0</b>	<b>6,7</b>
<b>TOTALE ATTIVITA'</b>	<b>6.078,9</b>	<b>6.101,3</b>	<b>6.247,3</b>	<b>6.424,3</b>

PASSIVITA'	Al 31.03.2013 Restated	Al 30.06.2013 Restated	Al 30.09.2013 Restated	Al 31.12.2013 Restated
Patrimonio Netto				
capitale sociale	1.098,9	1.098,9	1.098,9	1.098,9
riserva legale	162,2	167,2	167,2	167,4
altre riserve	(446,5)	(439,8)	(435,2)	(468,7)
utile (perdita) relativa a esercizi precedenti	422,9	398,1	396,1	383,1
utile (perdita) dell'esercizio	36,8	70,6	104,6	141,9
<b>Totale Patrimonio Netto del Gruppo</b>	<b>1.274,3</b>	<b>1.295,0</b>	<b>1.331,5</b>	<b>1.322,6</b>
Patrimonio Netto di Terzi	79,7	81,9	84,1	84,2
<b>Totale Patrimonio Netto</b>	<b>1.354,0</b>	<b>1.376,9</b>	<b>1.415,6</b>	<b>1.406,8</b>
Trattamento di fine rapporto ed altri piani a benefici definiti	113,9	115,5	112,4	106,9
Fondo per rischi ed oneri	217,9	204,2	201,1	206,1
Debiti e passività Finanziarie	2.017,0	1.998,5	2.379,2	2.360,9
Altre passività	157,1	156,8	158,1	161,5
Fondo imposte differite	85,3	88,6	92,1	93,0
<b>PASSIVITA' NON CORRENTI</b>	<b>2.591,1</b>	<b>2.563,5</b>	<b>2.942,8</b>	<b>2.928,4</b>
Debiti fornitori	1.086,7	1.121,5	1.067,6	1.207,6
Altre passività correnti	227,7	241,7	229,4	239,1
Debiti finanziari	749,0	699,0	478,2	599,9
Debiti Tributarî	69,0	97,4	113,6	41,2
<b>PASSIVITA' CORRENTI</b>	<b>2.132,4</b>	<b>2.159,6</b>	<b>1.888,9</b>	<b>2.087,8</b>
<b>Passività direttamente associate ad attività destinate alla vendita</b>	<b>1,3</b>	<b>1,3</b>	<b>0,0</b>	<b>1,3</b>
<b>TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO</b>	<b>6.078,9</b>	<b>6.101,3</b>	<b>6.247,3</b>	<b>6.424,3</b>

Importi in € milioni

## Sintesi dei Risultati

Come descritto al paragrafo precedente, per effetto dell'entrata in vigore dei principi contabili internazionali IFRS10 e IFRS11, i dati economici al 30 giugno 2013 ed i dati patrimoniali al 31 dicembre 2013 sono stati rideterminati (*restated*) e ripresentati ai soli fini comparativi.

Dati Economici (€ milioni)	30.06.2014	30.06.2013 <i>restated</i>	Variazione assoluta	Variazione %
Ricavi consolidati	1.511,2	1.642,2	(131,0)	(8,0%)
Costi operativi consolidati	1.188,8	1.337,6	(148,8)	(11,1%)
Proventi/(Oneri) da partecipazioni di natura non finanziaria	8,6	26,2	(17,6)	(67,1%)
- di cui: EBITDA	60,6	65,9	(5,3)	(8,0%)
- di cui: Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	(39,5)	(34,8)	(4,7)	13,4%
- di cui: Gestione Finanziaria	(4,9)	11,2	(16,0)	144,2%
- di cui: Oneri proventi da partecipazioni	0,0	0,0	0,0	0,0%
- di cui: Imposte	(7,6)	(16,0)	8,4	52,6%
Proventi (Oneri) da gestione rischio <i>commodity</i>	0,0	0,0	0,0	0,0%
<b>EBITDA</b>	<b>331,0</b>	<b>330,8</b>	<b>0,2</b>	<b>0,0%</b>
<b>EBIT</b>	<b>188,4</b>	<b>181,8</b>	<b>6,6</b>	<b>3,6%</b>
<b>Risultato netto</b>	<b>83,7</b>	<b>77,1</b>	<b>6,6</b>	<b>8,6%</b>
Utile (perdita) di competenza di terzi	3,2	6,5	(3,3)	(50,6%)
<b>Risultato netto di competenza del Gruppo</b>	<b>80,5</b>	<b>70,6</b>	<b>9,9</b>	<b>14,0%</b>

EBITDA per Area Industriale (€ milioni)	30.06.2014	30.06.2013 <i>restated</i>	Variazione assoluta	Variazione %
<b>AMBIENTE</b>	<b>27,8</b>	<b>23,6</b>	<b>4,2</b>	<b>17,8%</b>
<b>ENERGIA</b>	<b>45,6</b>	<b>44,5</b>	<b>1,1</b>	<b>2,6%</b>
Produzione	19,1	20,5	(1,3)	(6,7%)
Vendita	26,5	24,0	2,5	10,5%
<b>IDRICO:</b>	<b>138,2</b>	<b>139,9</b>	<b>(1,7)</b>	<b>(1,2%)</b>
Estero	1,4	2,2	(0,8)	(35,1%)
Lazio - Campania	125,9	118,7	7,2	6,0%
Toscana - Umbria	6,6	13,9	(7,4)	(53,0%)
Ingegneria	4,4	5,0	(0,7)	(35,1%)
<b>RETI</b>	<b>119,1</b>	<b>119,9</b>	<b>(0,8)</b>	<b>(0,6%)</b>
<b>ACEA (Corporate)</b>	<b>0,2</b>	<b>3,0</b>	<b>(2,8)</b>	<b>(94,3%)</b>
<b>Totale EBITDA</b>	<b>331,0</b>	<b>330,8</b>	<b>0,2</b>	<b>0,0%</b>

Dati patrimoniali (€ milioni)	30.06.2014	31.12.2013 <i>restated</i>	Variazione assoluta	30.06.2013 <i>restated</i>	Variazione assoluta
<b>Capitale Investito Netto</b>	<b>3.803,8</b>	<b>3.655,5</b>	<b>148,3</b>	<b>3.633,4</b>	<b>170,3</b>
<b>Indebitamento Finanziario Netto</b>	<b>(2.376,7)</b>	<b>(2.248,6)</b>	<b>(128,1)</b>	<b>(2.256,6)</b>	<b>(120,2)</b>

Dati patrimoniali (€ milioni)	30.06.2014	31.12.2013	Variazione assoluta	30.06.2013	Variazione assoluta
		<i>restated</i>		<i>restated</i>	
<b>Patrimonio Netto Consolidato</b>	<b>(1.427,0)</b>	<b>(1.406,8)</b>	<b>(20,2)</b>	<b>(1.376,9)</b>	<b>(50,2)</b>

Indebitamento Finanziario Netto per Area Industriale (€ milioni)	30.06.2014	31.12.2013	Variazione assoluta	30.06.2013	Variazione assoluta
		<i>restated</i>		<i>restated</i>	
<b>AMBIENTE</b>	<b>178,9</b>	<b>184,6</b>	<b>(5,7)</b>	<b>194,1</b>	<b>(15,2)</b>
<b>ENERGIA</b>	<b>403,0</b>	<b>302,6</b>	<b>100,4</b>	<b>319,2</b>	<b>83,8</b>
Produzione	144,5	140,7	3,8	153,9	(9,4)
Energy management	0,0	(33,2)	33,2	(53,1)	53,1
Vendita	258,5	195,2	63,3	218,4	40,2
<b>IDRICO</b>	<b>692,6</b>	<b>610,8</b>	<b>81,8</b>	<b>596,3</b>	<b>96,3</b>
Estero	(1,9)	(9,6)	7,7	(9,3)	7,4
Lazio - Campania	685,3	617,7	67,6	601,3	84,0
Toscana - Umbria	(1,1)	(0,2)	(0,9)	(0,2)	(0,9)
Ingegneria	10,4	2,9	7,5	4,6	5,8
<b>RETI</b>	<b>657,8</b>	<b>683,5</b>	<b>(25,7)</b>	<b>725,9</b>	<b>(68,1)</b>
<b>ACEA (comprende anche IP)</b>	<b>444,4</b>	<b>467,0</b>	<b>(22,5)</b>	<b>421,1</b>	<b>23,3</b>
<b>Totale</b>	<b>2.376,7</b>	<b>2.248,6</b>	<b>128,2</b>	<b>2.256,6</b>	<b>120,2</b>

Investimenti per Area Industriale (€ milioni)	30.06.2014	30.06.2013	Variazione assoluta
		<i>restated</i>	
<b>AMBIENTE</b>	<b>4,6</b>	<b>4,8</b>	<b>(0,3)</b>
<b>ENERGIA</b>	<b>6,6</b>	<b>5,3</b>	<b>1,3</b>
Produzione	4,4	2,9	1,5
Energy management	0,0	0,0	0,0
Vendita	2,2	2,4	(0,1)
<b>IDRICO</b>	<b>67,6</b>	<b>68,7</b>	<b>(1,1)</b>
Estero	0,6	0,1	0,5
Lazio - Campania	66,9	68,5	(1,6)
Toscana - Umbria	0,0	0,0	0,0
Ingegneria	0,2	0,1	0,1
<b>RETI</b>	<b>59,1</b>	<b>52,0</b>	<b>7,1</b>
<b>ACEA (Corporate)</b>	<b>4,4</b>	<b>4,4</b>	<b>0,0</b>
<b>Totale</b>	<b>142,4</b>	<b>135,2</b>	<b>7,2</b>

Se il Gruppo avesse continuato ad applicare i principi contabili utilizzati fino al 31 dicembre 2013 i principali dati economici e patrimoniali sarebbero stati quelli rappresentati dalle tabelle che seguono.

Dati Economici (€ milioni)	30.06.2014 <i>adjusted</i>	30.06.2013	Variazione assoluta	Variazione %
<b>EBITDA</b>	<b>383,0</b>	<b>370,4</b>	<b>12,6</b>	<b>3,4%</b>
<b>EBIT</b>	<b>200,9</b>	<b>186,6</b>	<b>14,3</b>	<b>7,7%</b>
<b>Risultato netto</b>	<b>83,7</b>	<b>77,0</b>	<b>6,7</b>	<b>8,7%</b>

Dati Economici (€ milioni)	30.06.2014	<i>adjusted</i>	30.06.2014 <i>adjusted</i>	30.06.2013	Variazione assoluta	Variazione %
<b>EBITDA</b>	<b>331,0</b>	<b>52,0</b>	<b>383,0</b>	<b>370,4</b>	<b>12,6</b>	<b>3,4%</b>
- Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	142,6	39,5	182,1	183,7	(1,7)	(0,9%)
<b>EBIT</b>	<b>188,4</b>	<b>12,5</b>	<b>200,9</b>	<b>186,6</b>	<b>14,3</b>	<b>7,6%</b>
- Gestione Finanziaria	(50,9)	(4,9)	(55,8)	(40,3)	(15,5)	38,6%
- (Oneri)/Proventi da partecipazioni	1,1	0,0	1,1	(1,8)	2,9	(159,0%)
<b>Risultato ante imposte</b>	<b>138,6</b>	<b>7,6</b>	<b>146,2</b>	<b>144,5</b>	<b>1,6</b>	<b>1,1%</b>
- Imposte	54,9	7,6	62,4	67,5	(5,1)	(7,5%)
<b>Risultato netto</b>	<b>83,7</b>	<b>0,0</b>	<b>83,7</b>	<b>77,0</b>	<b>6,7</b>	<b>8,7%</b>
Utile (perdita) di competenza di terzi	3,2	0,0	3,2	6,4	(3,2)	(50,3%)
<b>Risultato netto di competenza del Gruppo</b>	<b>80,5</b>	<b>0,0</b>	<b>80,5</b>	<b>70,6</b>	<b>9,9</b>	<b>14,0%</b>

EBITDA per Area Industriale (€ milioni)	30.06.2014 <i>adjusted</i>	30.06.2013	Variazione assoluta	Variazione %
<b>AMBIENTE</b>	<b>27,8</b>	<b>23,6</b>	<b>4,2</b>	<b>17,7%</b>
<b>ENERGIA</b>	<b>45,8</b>	<b>44,7</b>	<b>1,1</b>	<b>2,4%</b>
<b>IDRICO:</b>	<b>190,1</b>	<b>179,3</b>	<b>10,8</b>	<b>6,0%</b>
<b>RETI</b>	<b>119,1</b>	<b>119,9</b>	<b>(0,8)</b>	<b>(0,7%)</b>
<b>ACEA (Corporate)</b>	<b>0,2</b>	<b>3,0</b>	<b>(2,8)</b>	<b>(94,3%)</b>
<b>Totale EBITDA</b>	<b>383,0</b>	<b>370,4</b>	<b>12,6</b>	<b>3,4%</b>

Dati patrimoniali (€ milioni)	30.06.2014 <i>adjusted</i>	30.06.2013	Variazione assoluta	Variazione %
<b>Investimenti</b>	<b>176,2</b>	<b>165,7</b>	<b>10,5</b>	<b>6,3%</b>
<b>Indebitamento Finanziario Netto</b>	<b>(2.620,9)</b>	<b>(2.479,1)</b>	<b>141,8</b>	<b>5,7%</b>

Dati patrimoniali (€ milioni)	30.06.2014 <i>adjusted</i>	31.12.2013	Variazione assoluta	Variazione %
<b>Indebitamento Finanziario Netto</b>	<b>(2.620,9)</b>	<b>(2.468,2)</b>	<b>152,7</b>	<b>6,2%</b>

## Analisi dei risultati economico/finanziari del periodo

### Definizione degli indicatori alternativi di performance

Di seguito, in linea con la raccomandazione del CESR/05-178b, si illustrano il contenuto ed il significato delle misure di risultato *non-GAAP* e degli altri indicatori alternativi di performance utilizzati nel presente bilancio:

1. il *marginale operativo lordo* (o EBITDA) rappresenta per il Gruppo ACEA un indicatore della *performance* operativa ed è determinato sommando al Risultato operativo gli "Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni";
2. la *posizione finanziaria netta* rappresenta un indicatore della struttura finanziaria del Gruppo ACEA e si ottiene dalla somma dei Debiti e Passività finanziarie non correnti al netto delle Attività finanziarie non correnti (crediti finanziari e titoli diversi da partecipazioni), dei Debiti Finanziari Correnti e delle Altre passività correnti al netto delle attività finanziarie correnti e delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti;
3. il *capitale investito netto* è definito come somma delle "Attività correnti", delle "Attività non correnti" e delle Attività e Passività destinate alla vendita al netto delle "Passività correnti" e delle "Passività non correnti", escludendo le voci considerate nella determinazione della *posizione finanziaria netta*.

## Risultati economici del Gruppo ACEA

Nel seguito viene fornito il commento all'andamento economico del periodo confrontando i dati al 30 giugno 2014 con quelli del medesimo periodo del precedente esercizio opportunamente "rideterminati" (*Restated*) come ampiamente descritto nel paragrafo "Effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS10 (Bilancio Consolidato) e dell'IFRS11 (Accordi a controllo congiunto)" del presente documento.

Rif. Nota	€ milioni	30.06.2014	30.06.2013 <i>Restated</i>	Variazione	Variazione %
	Ricavi da vendita e prestazioni	1.452,5	1.616,5	(164,0)	(10,1%)
	Altri ricavi e proventi	58,7	25,7	33,0	128,2%
<b>1</b>	<b>Ricavi netti consolidati</b>	<b>1.511,2</b>	<b>1.642,2</b>	<b>(131,0)</b>	<b>(8,0%)</b>
	Costo del lavoro	126,4	118,7	7,6	6,4%
	Costi esterni	1.062,5	1.218,9	(156,4)	(12,8%)
<b>2</b>	<b>Costi operativi consolidati</b>	<b>1.188,8</b>	<b>1.337,6</b>	<b>(148,8)</b>	<b>(11,1%)</b>
<b>3</b>	<b>Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0%</b>
<b>4</b>	<b>Proventi/(Oneri) da partecipazioni di natura non finanziaria</b>	<b>8,6</b>	<b>26,2</b>	<b>(17,6)</b>	<b>(67,1%)</b>
	<b>Margine Operativo Lordo</b>	<b>331,0</b>	<b>330,8</b>	<b>0,2</b>	<b>0,0%</b>
<b>5</b>	Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	142,6	149,1	(6,5)	(4,3%)
	<b>Risultato operativo</b>	<b>188,4</b>	<b>181,8</b>	<b>6,6</b>	<b>3,6%</b>
<b>6</b>	Proventi Finanziari	12,0	10,0	2,0	19,8%
<b>6</b>	Oneri Finanziari	(62,8)	(61,3)	(1,5)	2,5%
<b>7</b>	Proventi/(Oneri) da Partecipazioni	1,1	(1,8)	2,9	(159,0%)
	<b>Risultato ante imposte</b>	<b>138,6</b>	<b>128,6</b>	<b>10,0</b>	<b>7,7%</b>
<b>8</b>	Imposte sul Reddito	54,8	51,6	3,2	6,4%
	<b>Risultato Netto</b>	<b>83,7</b>	<b>77,1</b>	<b>6,6</b>	<b>8,6%</b>
	<i>Utile/(Perdita) di competenza di terzi</i>	3,2	6,4	(3,2)	(50,6%)
	<b>Risultato netto di Competenza del gruppo</b>	<b>80,5</b>	<b>70,6</b>	<b>9,9</b>	<b>14,0%</b>
<b>9</b>	Utile (perdita) per azione (in euro)				
	di base	0,3782	0,3316	0,0466	
	diluito	0,3782	0,3316	0,0466	

## Ricavi netti consolidati

Al 30 giugno 2014 ammontano a € 1.511,2 milioni (erano € 1.642,2 milioni al 30 giugno 2013) e registrano un decremento di € 131 milioni (- 8%) rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente e sono composti come segue:

€ milioni	30.06.2014	30.06.2013 Restated	Variazione	Variazione %
Ricavi da vendita e prestazioni	1.452,5	1.616,5	(164,0)	(10,1%)
Altri ricavi e proventi	58,7	25,7	33,0	128,2%
<b>Ricavi netti consolidati</b>	<b>1.511,2</b>	<b>1.642,2</b>	<b>(131,0)</b>	<b>(8,0%)</b>

### 1. Ricavi da vendita e prestazioni - € 1.452,5 milioni

Tale voce presenta un decremento complessivo di € 164 milioni (- 10,1%) rispetto al 30 giugno 2013 che chiudeva con l'ammontare di € 1.616,5 milioni.

Tale voce è composta come riportato nella tabella che segue.

€ milioni	30.06.2014	30.06.2013 Restated	Variazione	Variazione %
Ricavi da vendita e prestazioni di energia elettrica	1.033,9	1.216,8	(183,0)	(15,0%)
Ricavi da vendita gas	37,5	39,2	(1,7)	(4,3%)
Ricavi da vendita certificati e diritti	10,8	8,5	2,3	26,7%
Ricavi da Servizio Idrico Integrato	284,1	266,5	17,7	6,6%
Ricavi da gestioni idriche estero	3,9	5,7	(1,7)	(30,3%)
Ricavi da conferimento rifiuti e gestione discarica	21,0	18,4	2,6	14,4%
Ricavi da prestazioni a clienti	44,3	48,6	(4,3)	(8,8%)
Contributi di allacciamento	17,0	12,9	4,0	31,3%
<b>Ricavi da vendite e prestazioni</b>	<b>1.452,5</b>	<b>1.616,5</b>	<b>(164,0)</b>	<b>(10,1%)</b>

**Ricavi da vendita e prestazioni di energia elettrica** ammontano ad 1.033,9 milioni in diminuzione rispetto allo scorso anno di € 183,0 milioni. Tale diminuzione è da collegare principalmente ai seguenti eventi:

- ✚ Diminuzione dei ricavi da vendita di energia elettrica per € 176,0 milioni per effetto delle minori quantità vendute (sia nel servizio della Maggior Tutela -7,2% sia nel servizio del Mercato Libero -16,1%);
- ✚ Decremento dei ricavi da attività di trasporto e misura dell'energia per € 3,2 milioni, per effetto del diverso valore dei parametri tariffari nonché dall'effetto combinato della minore energia immessa in rete e della riduzione delle consistenze;
- ✚ Decremento dei ricavi da attività di generazione di energia elettrica e calore per € 1,5 milioni per effetto dell'abbassamento dei prezzi relativi al teleriscaldamento.

I **ricavi da vendita certificati e diritti** evidenziano un incremento di € 2,3 milioni per effetto principalmente della maturazione dei certificati verdi come conseguenza dei maggiori quantità prodotte dagli impianti di ARIA.

I **ricavi da Servizio Idrico Integrato** crescono di € 17,7 milioni principalmente a seguito dall'aggiornamento delle tariffe 2014 di ACEA Ato2 e ACEA Ato5. Tale variazione positiva è dovuta anche ai conguagli delle cd. partite passanti ovvero il riconoscimento in tariffa di alcune tipologie di costi dell'esercizio 2012. In particolare per ACEA Ato2 tali conguagli contribuiscono alla crescita dei ricavi del semestre per € 8,3 milioni e comprendono la copertura dei costi sostenuti per



fronteggiare l'emergenza ambientale e altre componenti di costo (i.e. energia elettrica e oneri locali) oltre all'inflazione prevista dalla regolazione vigente.

I **ricavi Estero** decrescono di € 1,7 milioni essenzialmente per effetto di Aguazul Bogotà.

I **ricavi da conferimento rifiuti e gestione discarica** sono aumentati di € 2,6 milioni. L'andamento del primo semestre 2014 si riferisce principalmente ad ARIA ed è determinato dall'aumento sia delle quantità conferite (in particolare da agricoltura e compostaggio) che del prezzo medio.

I **ricavi da prestazioni a clienti** diminuiscono di € 4,3 milioni principalmente per effetto:

- ✚ delle minori nuove realizzazioni previste dal contratto con Roma Capitale per € 0,9 milioni;
- ✚ della diminuzione delle prestazioni rese alle società del Gruppo per € 1,4 milioni;
- ✚ della diminuzione dei ricavi per lavori effettuati presso terzi per € 2,0 milioni.

I **contributi di allacciamento** risultano in crescita di € 4,0 milioni e la variazione è principalmente da attribuire ad Acea Distribuzione.

#### Altri ricavi e proventi - € 58,7 milioni

Evidenziano una crescita di € 33,0 milioni. Di seguito il dettaglio:

	30.06.2014	30.06.2013 Restated	Variazione	Variazione %
Contributi da Enti per TEE	31,3	0,0	31,3	100%
Sopravvenienze attive e altri ricavi	14,7	15,0	(0,3)	(1,9%)
Rimborsi per danni, penalità e rivalse	4,0	3,8	0,2	4,8%
Conto energia	2,1	2,5	(0,4)	(16,7%)
Contributo statale ex DPCM 23/04/04	1,9	0,0	1,9	100%
Contributi regionali	1,0	0,8	0,2	22,0%
Proventi da utenze	0,9	0,6	0,3	54,8%
Personale distaccato	0,8	1,2	(0,4)	(34,4%)
Proventi immobiliari	0,7	0,7	0,0	2,7%
Margine IFRIC 12	0,6	0,5	0,0	8,9%
Riaddebito oneri per cariche sociali	0,5	0,5	0,0	1,9%
Plusvalenze da cessione beni	0,1	0,0	0,1	100%
<b>Altri ricavi e proventi</b>	<b>58,7</b>	<b>25,7</b>	<b>33,0</b>	<b>128,2%</b>

La variazione rispetto al 30 giugno 2013 è determinata:

- (i) dall'iscrizione di € 31,3 milioni relativi ai proventi conseguenti all'iscrizione dei certificati bianchi relativi per € 22,9 milioni alla stima del contributo tariffario da annullamento spettante ad ACEA Distribuzione in relazione all'assolvimento dell'obbligo 2013 e 2014 e per € 8,4 milioni al rilascio del fondo oneri stanziato nel 2013 a copertura dei costi di acquisto dei titoli sostenuti nel periodo di osservazione per fronteggiare il citato obbligo regolatorio di efficienza energetica,
- (ii) dall'aumento di € 1,9 milioni del contributo riconosciuto dallo Stato italiano ad integrazione dei ricavi derivanti dai servizi forniti allo Stato Città del Vaticano. La variazione è determinata dal diverso trattamento di tale contributo nella determinazione del Vincolo ai Ricavi Garantiti (VRG) di ACEA Ato2.

## 2. Costi operativi consolidati - € 1.188,8 milioni

Essi sono composti come risulta dalla tabella che segue.

€ milioni	30.06.2014	30.06.2013 Restated	Variazione	Variazione %
Costo del lavoro	126,4	118,7	7,6	6,4%
Costi esterni	1.062,5	1.218,9	(156,4)	(12,8%)
<b>Costi operativi consolidati</b>	<b>1.188,8</b>	<b>1.337,6</b>	<b>(148,8)</b>	<b>(11,1%)</b>

### Costo del lavoro - € 126,4 milioni

L'incremento del costo del lavoro, al lordo dei costi capitalizzati, si attesta a € 8,9 milioni ed è influenzato dal rilascio parziale avvenuto nel corso del primo trimestre 2013, degli importi accantonati a fronte di DPO e Premi destinati a Dirigenti e Quadri in quanto gli obiettivi assegnati furono raggiunti solo in parte.

Il costo del lavoro del periodo è influenzato dalla riduzione dell'organico medio di 45 unità parzialmente compensato dall'aumento dei costi medi pro capite in conseguenza dei rinnovi dei contratti di lavoro e delle politiche retributive e da alcuni fattori di tipo gestionale quali straordinari e reperibilità.

L'andamento per Area Industriale, al netto dei costi capitalizzati, è evidenziato dalla tabella che segue:

€ milioni	30.06.2014	30.06.2013 Restated	Variazione	Variazione%
Ambiente	5,5	4,8	0,6	13,2%
Energia	13,6	13,0	0,6	4,9%
Idrico	42,0	41,7	0,2	0,6%
Reti	36,5	36,3	0,3	0,7%
Capogruppo	28,8	22,9	5,9	25,5%
<b>Costo del lavoro</b>	<b>126,4</b>	<b>118,7</b>	<b>7,6</b>	<b>6,4%</b>

### Costi esterni - € 1.062,5 milioni

Tale voce presenta un decremento complessivo di € 156,4 milioni (- 12,8% rispetto al 30 giugno 2013 che ammontava a € 1.218,9 milioni).

€ milioni	30.06.2014	30.06.2013 Restated	Variazione	Variazione %
Energia, gas e combustibili	889,1	1.041,9	(152,8)	(14,7%)
Servizi	115,4	117,0	(1,6)	(1,3%)
Canoni di concessione	21,4	20,2	1,2	6,1%
Materie	13,1	14,6	(1,5)	(10,4%)
Oneri diversi di Gestione	12,4	13,9	(1,6)	(11,3%)
Godimento Beni di terzi	11,1	11,3	(0,2)	(1,4%)
<b>Costi esterni</b>	<b>1.062,5</b>	<b>1.218,9</b>	<b>(156,4)</b>	<b>(12,8%)</b>

I **costi per acquisto di energia, gas e combustibili** ammontano ad € 889,1 milioni in diminuzione rispetto allo scorso anno di € 152,8 milioni. Tale diminuzione è da collegare agli oneri relativi all'approvvigionamento dell'energia elettrica per il mercato tutelato e per il mercato libero ed i relativi costi di trasporto nonché al costo di combustibili e gas per complessivi € 179,4 milioni a causa delle minori quantità vendute nel periodo. Tale andamento è parzialmente compensato dagli

oneri per l'acquisto di certificati bianchi sostenuti da ACEA Distribuzione ed Arse rispettivamente per € 21,2 milioni e € 4,4 milioni.

I **costi per servizi** sono pari ad € 115,4 milioni in diminuzione rispetto allo scorso anno di € 1,6 milioni. Tale andamento risente principalmente: **i)** della riduzione dei costi per consumi elettrici ed idrici per € 2,0 milioni **ii)** dalla diminuzione delle spese sostenute per sponsorizzazioni.

I **canoni di concessione** sono aumentati di € 1,2 milioni ed al 30 giugno 2014 ammontano ad € 21,4 milioni. Tale andamento è correlato principalmente ai maggiori costi sostenuti da ACEA Ato2 per € 1,1 milioni.

I **costi per acquisto di materie** ammontano a € 13,1 milioni ed evidenziano una diminuzione di € 1,5 milioni che si riferisce a tutte le aree di attività.

Gli **oneri diversi di gestione** ammontano ad € 12,4 milioni e decrescono di € 1,6 milioni rispetto al primo semestre 2013. La variazione risente della diminuzione delle spese generali e delle sopravvenienze passive relative ai costi di competenza di esercizi precedenti e da rettifiche di ricavi precedentemente iscritti.

I **costi per godimento beni di terzi** sono diminuiti di € 0,2 milioni a seguito della diminuzione dei costi per altri noleggi e canoni di macchine.

### 3. Proventi / (Oneri) netti da gestione rischio *commodity* - € (0,0) milioni

Al 30 giugno 2014 la variazione della valutazione a *Fair Value* dei contratti finanziari è sostanzialmente pari a € 0,0 milioni.

Il portafoglio degli strumenti finanziari in *hedge Accounting* rappresenta la componente predominante rispetto al totale del portafoglio in essere.

Per maggiori dettagli si rinvia a quanto illustrato nel paragrafo "Informativa integrativa sugli strumenti finanziari e politiche di gestione dei rischi" del Bilancio Consolidato 2013.

### 4. Proventi/(Oneri) da partecipazioni di natura non finanziaria - € 8,6 milioni

La voce rappresenta il risultato consolidato secondo l'*equity method* ricompreso tra le componenti che concorrono alla formazione del Margine Operativo Lordo consolidato. Di seguito è riportato il dettaglio della sua composizione:

€ milioni	30.06.2014	30.06.2013 Restated	Variazione
MOL	60,6	65,9	(5,3)
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	(39,5)	(34,8)	(4,7)
Gestione finanziaria	(4,9)	11,2	(16,1)
Imposte	(7,6)	(16,0)	8,4
<b>Totale</b>	<b>8,6</b>	<b>26,2</b>	<b>(17,6)</b>

Il decremento rispetto al 30 giugno 2013 discende principalmente:

- ✓ per quanto riguarda il Margine Operativo Lordo, dall'iscrizione nel primo semestre 2013 di maggiori ricavi (€ 12,8 milioni) di competenza del 2012 con particolare riferimento alla componente FNI (Fondo Nuovi Investimenti) approvata dagli Enti d'Ambito nel primo semestre 2013;
- ✓ per quanto riguarda la gestione finanziaria dall'iscrizione nella precedente semestrale del provento finanziario di € 14,4 milioni derivante dall'attualizzazione del debito di GORI verso la Regione Campania: si ricorda che nel mese di giugno 2013 GORI, l'Ente d'Ambito e la

Regione Campania hanno sottoscritto un Accordo avente ad oggetto, tra l'altro, la determinazione in € 212 milioni (quota Gruppo € 78,6 milioni) della debitoria relativa all'acquisto di acqua nonché la definizione di un piano di rientro di durata ventennale con l'applicazione di interessi a partire dall'undicesimo anno.

Al netto di tali effetti straordinari l'andamento del periodo è sostanzialmente in linea con quello del primo semestre 2013.

## 5. Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni - € 142,6 milioni

€ milioni	30.06.2014	30.06.2013 <i>Restated</i>	Variazione	Variazione %
Ammortamenti immateriali e materiali	93,2	91,0	2,2	2,4%
Svalutazione crediti	40,6	39,6	1,0	2,6%
Accantonamento per rischi	8,7	18,4	(9,7)	(52,5%)
<b>Totale</b>	<b>142,6</b>	<b>149,1</b>	<b>(6,5)</b>	<b>(4,3%)</b>

Gli **ammortamenti e le perdite di valore** sono pari a € 93,2 milioni, in aumento di € 2,2 milioni (+ 2,4%). Tale incremento è riferibile ad: **i)** ACEA Produzione per effetto della riduzione della vita utile dell'impianto di Tor di Valle a seguito di un'analisi tecnica-ingegneristica dell'intero sito produttivo che ha comportato una rivisitazione delle vite utili di alcune componenti; **ii)** ACEA Distribuzione (+ € 1,7 milioni) ed ACEA Ato2 (+ € 1,6 milioni); parzialmente compensati dalla riduzione degli ammortamenti di A.R.I.A: per effetto della conclusione dell'ammortamento della I linea dell'impianto WTE di San Vittore del Lazio, attualmente sottoposto ad operazioni di *Revamping*.

Le **svalutazioni dei crediti** ammontano ad € 40,6 milioni ed aumentano di € 1,0 milioni.

Gli **accantonamenti** al fondo rischi ammontano ad € 8,7 milioni (- 52,5% rispetto allo scorso semestre). La diminuzione è da imputare principalmente ai minori accantonamenti: per esodo e mobilità per € 8,5 milioni; (ii) per rischi di natura legale per € 2,0 milioni; (iii) per rischi di natura contributiva per € 1,4 milioni, parzialmente compensati da un incremento degli accantonamenti per fronteggiare il potenziale onere del sovracanone regionale e locale.

## 6. (Oneri) e Proventi Finanziari - € (50,9) milioni

Gli **oneri finanziari netti** ammontano ad € 50,9 milioni e diminuiscono di € 0,5 milioni. In particolare, tale andamento deriva: **i)** dalla diminuzione del costo globale medio "all in" del debito del Gruppo ACEA (3,42% nel 2014 contro il 3,45% del semestre precedente); **ii)** dal decremento delle commissioni sui crediti ceduti (- € 4,4 milioni) parzialmente compensati da un incremento degli interessi su prestiti obbligazionari per effetto della quota relativa al Bond emesso all'inizio del mese di settembre 2013.

## 7. (Oneri) e Proventi da Partecipazioni - € 1,1 milioni

Si riferiscono al risultato del consolidamento secondo il metodo del patrimonio netto di alcune società del Gruppo, con particolare riferimento ad Agua de San Pedro, GEAL, Sienergia. La voce accoglie inoltre il risultato (€ 2,3 milioni) della valutazione a patrimonio netto della partecipata Marco Polo.

### 8. Imposte sul reddito - € 54,9 milioni

Il carico fiscale del periodo è stimato pari complessivamente a € 54,8 milioni contro € 51,6 milioni del 30 giugno 2013.

Il *tax rate* del periodo si attesta al 39,6% in riduzione dell'1,2% rispetto al periodo di confronto, mentre lo scorso semestre era pari al 40,1%.

### 9. Utile (perdita) per azione

€ migliaia	30.06.2014	30.06.2013 <i>Restated</i>	Variazioni
Utile del periodo di Gruppo (€/000)	80.538	70.619	9.919
Utile del periodo di Gruppo di spettanza delle azioni ordinarie (€/000) (A)	80.538	70.619	9.919
Numero medio ponderata delle azioni ordinarie in circolazione ai fini del calcolo dell'utile per azione			
- di base (B)	212.964.900	212.964.900	0
- diluito (C)	212.964.900	212.964.900	0
Utile per azione (in €)			
- di base (A/B)	<b>0,3782</b>	<b>0,3316</b>	<b>0,0466</b>
- diluito (A/C)	<b>0,3782</b>	<b>0,3316</b>	<b>0,0466</b>

## Risultati Patrimoniali e Finanziari del Gruppo ACEA

Rif Nota	GRUPPO ACEA STATO PATRIMONIALE (Importi in milioni di €)	30.06.2014 (a)	31.12.2013 Restated (b)	Variazione (a) - (b)	Variazione %	30.06.2013 Restated (c)	Variazione (a) - (c)	Variazione %
	<b>ATTIVITA' E PASSIVITA' NON CORRENTI</b>	<b>3.627,9</b>	<b>3.559,7</b>	<b>68,3</b>	<b>1,9%</b>	<b>3.550,9</b>	<b>77,0</b>	<b>2,2%</b>
	Immobilizzazioni materiali/immateriali	3.604,6	3.551,5	53,1	1,5%	3.519,2	85,4	2,4%
10	Partecipazioni	216,7	215,3	1,4	0,7%	212,9	3,8	1,8%
12	Altre attività non correnti	358,9	357,7	1,1	0,3%	383,9	(25,0)	(6,5%)
13	Tfr e altri piani a benefici definiti	(111,8)	(106,9)	(4,9)	4,5%	(115,5)	3,7	(3,2%)
14	Fondi rischi e oneri	(183,9)	(203,4)	19,5	(9,6%)	(204,2)	20,3	(10,0%)
15	Altre passività non correnti	(256,6)	(254,5)	(2,1)	0,8%	(245,3)	(11,2)	4,6%
	<b>CIRCOLANTE NETTO</b>	<b>175,8</b>	<b>95,8</b>	<b>80,0</b>	<b>83,6%</b>	<b>82,5</b>	<b>93,3</b>	<b>113,1%</b>
16	Crediti correnti	1.440,8	1.346,6	94,2	7,0%	1.342,6	98,2	7,3%
17	Rimanenze	34,3	33,8	0,5	1,6%	37,9	(3,6)	(9,6%)
18	Altre attività correnti	201,9	203,4	(1,5)	(0,7%)	162,5	39,4	24,2%
19	Debiti correnti	(1.163,9)	(1.207,6)	43,7	(3,6%)	(1.121,5)	(42,4)	3,8%
20	Altre passività correnti	(337,3)	(280,3)	(57,0)	20,3%	(339,1)	1,8	(0,5%)
	<b>CAPITALE INVESTITO</b>	<b>3.803,8</b>	<b>3.655,5</b>	<b>148,3</b>	<b>4,1%</b>	<b>3.633,4</b>	<b>170,3</b>	<b>4,7%</b>
21	<b>INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>	<b>(2.376,7)</b>	<b>(2.248,6)</b>	<b>(128,1)</b>	<b>5,7%</b>	<b>(2.256,6)</b>	<b>(120,2)</b>	<b>5,3%</b>
	Crediti finanziari medio lungo termine	34,0	34,8	(0,8)	(2,2%)	34,2	(0,2)	(0,5%)
	Debiti finanziari a medio lungo termine	(2.351,3)	(2.360,9)	9,6	(0,4%)	(1.998,5)	(352,8)	17,7%
	Crediti finanziari a breve termine	119,6	115,6	4,0	3,5%	126,4	(6,7)	(5,3%)
	Disponibilità liquide	311,0	563,1	(252,1)	(44,8%)	281,8	29,2	10,4%
	Debiti finanziari a breve termine	(490,1)	(601,2)	111,1	(18,5%)	(700,4)	210,3	(30,0%)
22	<b>Totale Patrimonio Netto</b>	<b>(1.427,0)</b>	<b>(1.406,8)</b>	<b>(20,2)</b>	<b>1,4%</b>	<b>(1.376,9)</b>	<b>(50,2)</b>	<b>3,6%</b>
	<b>COPERTURE</b>	<b>(3.803,8)</b>	<b>(3.655,5)</b>	<b>(148,3)</b>	<b>4,1%</b>	<b>(3.633,4)</b>	<b>(170,3)</b>	<b>4,7%</b>

Lo Stato Patrimoniale sopra riportato è stato riclassificato mostrando le voci del capitale investito e le corrispondenti coperture finanziarie.

In particolare è stato sommato il valore netto delle attività immobilizzate al valore del circolante netto costituito dalle voci dei crediti correnti, degli altri crediti, delle rimanenze, dei debiti correnti e la parte a breve dei debiti a lungo termine.

Il valore ottenuto di capitale investito è confrontato con i corrispondenti valori relativi ai mezzi propri ed alla posizione finanziaria netta evidenziando in tal modo il peso delle coperture.

Nel corso del primo semestre 2014, la situazione patrimoniale del Gruppo ACEA evidenzia una crescita del capitale investito, rispetto al 31 dicembre 2013 *restated*, pari a € 148,3 milioni (+ 4,1%). Tale variazione è il risultato dell'aumento che si registra sia nell'attivo fisso netto (€ 68,3 milioni) che nel capitale circolante netto (€ 80,0 milioni).

### **Attività e passività non correnti - € 3.627,9 milioni**

Rispetto al 31 dicembre 2013, registrano una crescita complessiva di € 68,3 milioni (+ 1,9%) e di seguito ne viene illustrata la composizione.

#### **10. Immobilizzazioni materiali/immateriali - € 3.604,6 milioni**

Aumentano rispetto alla fine dell'esercizio precedente di € 53,1 milioni (+ 1,5%).

Alla variazione contribuiscono gli investimenti del primo semestre 2014 che si sono attestati a € 143 milioni e gli ammortamenti e svalutazioni pari a € 93,2 milioni; si segnala altresì che, per effetto del consolidamento integrale della società Ecogena, in seguito all'acquisto dell'ulteriore quota di partecipazione detenuta nel capitale della Società, le immobilizzazioni hanno subito un

incremento dovuto alla variazione dell'area di consolidamento pari a € 13,7 milioni. La restante parte è da attribuire al riconoscimento di ulteriori certificati verdi corrispondenti a € 11,7 milioni. Le immobilizzazioni si riducono di € 13,8 Milioni per effetto delle decisioni assunte dalla Conferenza dei Sindaci dell'AATO2 nella seduta del 10 luglio in merito alle tariffe per il 2014 che prevedono l'adempimento anticipato degli obblighi a carico di ACEA Ato2 derivanti dalla delibera n. 7 del 17 aprile 2012. Si ricorda infatti che tale delibera prevedeva che, in luogo della penalità MALL, il Gestore avrebbe assunto l'obbligazione di effettuare in futuro investimenti a proprio carico per l'importo di € 3,47 milioni all'anno per un periodo di sei anni. La riduzione delle immobilizzazioni ha comportato l'annullamento del Fondo Impegni da Convenzione all'uopo costituito nel 2012.

La tabella che segue evidenzia, per Area Industriale, il livello degli investimenti realizzati nel corso di questo primo semestre confrontati con il medesimo periodo dell'esercizio 2013.

€ milioni	30.06.2014	30.06.2013 Restated	Variazione
<b>AMBIENTE</b>	<b>4,6</b>	<b>4,8</b>	<b>(0,3)</b>
<b>ENERGIA</b>	<b>6,6</b>	<b>5,3</b>	<b>1,3</b>
<i>Produzione</i>	<i>4,4</i>	<i>2,9</i>	<i>1,5</i>
<i>Energy Management</i>	<i>0,0</i>	<i>0,1</i>	<i>(0,1)</i>
<i>Vendita</i>	<i>2,2</i>	<i>2,3</i>	<i>(0,1)</i>
<b>IDRICO:</b>	<b>67,6</b>	<b>68,7</b>	<b>(1,1)</b>
<i>Estero</i>	<i>0,6</i>	<i>0,1</i>	<i>0,5</i>
<i>Lazio - Campania</i>	<i>66,9</i>	<i>68,5</i>	<i>(1,6)</i>
<i>Toscana - Umbria</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>
<i>Ingegneria</i>	<i>0,2</i>	<i>0,1</i>	<i>0,1</i>
<b>RETI</b>	<b>59,1</b>	<b>52,0</b>	<b>7,1</b>
<b>ACEA</b>	<b>4,4</b>	<b>4,4</b>	<b>0,1</b>
<b>Totale Investimenti</b>	<b>142,4</b>	<b>135,2</b>	<b>7,2</b>

La principali riguardano:

- l'**Area Energia** che registra una crescita di € 1,3 milioni da attribuire all'effetto netto prodotto dalla riduzione degli investimenti di Acea Produzione (- € 1 milione) compensato dagli investimenti di Ecogena (€ 2,5 milioni), consolidata integralmente a partire dal 1° gennaio 2014;
- l'**Area Reti che** registra una crescita di € 7,1 milioni da attribuire principalmente ai maggiori investimenti di ACEA Distribuzione nello sviluppo dei sistemi informatici.

#### 11. Partecipazioni - € 216,7 milioni

Rispetto al 31 dicembre 2013, aumentano di € 1,4 milioni principalmente per effetto della valutazione delle società consolidate con il metodo del patrimonio netto..

Contribuisce all'incremento di tale voce anche la valutazione della società Marco Polo (+ € 2,3 milioni) per la quale si prevede una positiva chiusura della fase di liquidazione.

#### 12. Altre attività non correnti - € 358,9 milioni

Il saldo di tale voce è riepilogato come segue:

€ milioni	30.06.2014	31.12.2013 <i>restated</i>	Variazione
Imposte differite Attive	312,5	309,0	3,5
Crediti verso altri	45,2	46,9	(1,8)
Ratei/Risconti Attivi	1,4	1,8	(0,5)
<b>Totale Attività non correnti</b>	<b>358,9</b>	<b>357,7</b>	<b>1,1</b>

Rispetto al 31 dicembre 2013 registrano un aumento di € 1,1 milioni (+ 0,3%).

Gli stanziamenti delle **imposte differite attive** crescono rispetto alla fine dell'esercizio precedente di € 3,5 milioni.

I **crediti verso altri**, ammontano a € 45,2 milioni (- € 1,8 milioni) e rappresentano il complesso degli investimenti effettuati, fino al 31 dicembre 2010, nell'ambito del contratto di servizio di Illuminazione Pubblica: tali crediti sono stati iscritti in conseguenza dell'applicazione dell'IFRIC 12 con il metodo finanziario al citato servizio.

I **risconti e ratei attivi**, si riducono di € 0,5 milioni e si riferiscono prevalentemente ai premi assicurativi pagati in via anticipata, a canoni di locazione, di manutenzione e demaniali.

### 13. TFR e altri piani a benefici definiti - € 111,8 milioni

La crescita dello stock, rispetto alla fine del precedente esercizio è pari a € 4,9 milioni, prevalentemente per effetto di:

- + € 3,2 milioni riferiti al Fondo TFR,
- + € 1,1 milioni riferiti al Fondo Pegaso,
- + € 0,1 milioni riferiti alle agevolazioni tariffarie, mensilità aggiuntive e piani di incentivazione a lungo termine.

La variazione risente oltre che dell'accantonamento, che in seguito alla riforma del TFR, è rappresentativo del TFR dei dipendenti fino al 31 dicembre 2006, dall'impatto derivante dalla revisione del tasso di attualizzazione utilizzato per la valutazione in base allo IAS19, che ha comportato un aumento della passività per effetto della rideterminazione degli utili e perdite attuariali (€ 4,3 milioni) contabilizzate nel prospetto di "Other Comprehensive Income" (OCI).

### 14. Fondo rischi e oneri - € 183,9 milioni

Rispetto all'esercizio precedente, registra una variazione in diminuzione di € 19,5 milioni che deriva principalmente dagli accantonamenti del periodo (€ 8,8 milioni) al netto degli utilizzi ed altri movimenti (complessivamente pari a € 28,3 milioni) con riferimento agli stanziamenti effettuati nei precedenti esercizi a titolo di mobilità, per vertenze giudiziarie, oneri concessori e a copertura di rischi su appalti.

La tabella di seguito riportata dettaglia la composizione del fondo rischi per natura.

Natura del fondo	31.12.2013 Restated	ACC.TI 30.06.2014	UTILIZZI	30.06.2014
Legale	17,7	0,3	(1,4)	16,6
Fiscale	2,7	0,1	(0,1)	2,8
Rischi regolatori	65,8	1,5	(4,2)	63,1
Partecipate	9,3	0,1	(0,2)	9,2
Rischi contributivi	6,6	0,3	(0,0)	6,9
Esodo e mobilità	2,0	3,5	(0,8)	4,6
Post mortem	26,4	0,0	0,0	26,4
Canoni di concessione	0,0	0,0	0,0	0,0
Altri rischi ed oneri	21,8	0,6	(9,0)	13,4
<b>TOTALE</b>	<b>152,3</b>	<b>6,4</b>	<b>(15,8)</b>	<b>143,0</b>
Fondo Oneri di Ripristino	38,6	2,3	0,0	40,9
Impegni da convenzioni	12,5	0,0	(12,5)	0,0



Natura del fondo	31.12.2013 Restated	ACC.TI 30.06.2014	UTILIZZI	30.06.2014
<b>TOTALE FONDO</b>	<b>203,4</b>	<b>8,7</b>	<b>(28,3)</b>	<b>183,9</b>

Le principali variazioni si riferiscono sostanzialmente:

- all'annullamento del fondo impegni da convenzione, stanziato da ACEA Ato2 nel 2012 per fronteggiare l'obbligazione relativa alla penalità MALL, che è stato azzerato in conseguenza delle decisioni assunte dalla Conferenza dei Sindaci dell'AATO2 nella seduta del 10 luglio 2014 in merito alle tariffe per il 2014. La proposta tariffaria elaborata dalla Segreteria Tecnica Operativa prevede la riduzione degli incrementi patrimoniali 2012 (a base delle tariffe 2014) dell'ammontare degli investimenti che il Gestore è tenuto a realizzare a proprio carico adempiendo così anticipatamente agli obblighi derivanti dalla delibera 7 del 17 aprile 2012,
- al fondo rischi regolatori che subisce una riduzione di € 4,2 milioni essenzialmente per effetto della definizione, ex delibera del 3 aprile 2014 n° 163/2014/R/idr, della passività relativa alla restituzione della remunerazione del capitale investito 2011 dovuta da ACEA Ato2 ai propri utenti,
- al fondo rischi per controversie di natura legale che si riduce di € 1,1 milioni, per effetto delle controversie concluse nel corso del periodo,
- al fondo accantonato per affrontare gli oneri derivanti dal piano di mobilità e esodo che cresce di € 2,7 milioni per effetto degli stanziamenti effettuati nel periodo da ACEA e dalle maggiori controllate per complessivi € 3,5 milioni,
- al fondo stanziato nel 2013 per la stima dell'onere derivante dall'acquisto e/o produzione dei titoli di efficienza energetica utili per l'annullamento dell'obiettivo assegnato ad ACEA Distribuzione utilizzato completamente (€ 8,4 milioni) in conseguenza dell'acquisto di un quantitativo di titoli sufficienti ad assolvere l'obbligo,
- al fondo oneri di ripristino che cresce di € 2,3 milioni, in seguito agli accantonamenti del primo semestre 2014 relativi agli oneri necessari al mantenimento in buono stato dell'infrastruttura utilizzata nell'ambito della gestione del servizio idrico.

#### 15. Altre passività non correnti - € 256,6 milioni

Rispetto al 31 dicembre 2013, crescono di € 2,1 milioni (+ 0,8%).

La voce è composta come segue:

€ milioni	30.06.2014	31.12.2013 restated	Variazione
Acconti da utenti e clienti	92,0	91,4	0,5
Contributi in conto impianti	16,4	16,8	(0,3)
Contributi di allacciamento idrici	25,0	25,3	(0,3)
Fondo imposte differite	92,2	93,0	(0,8)
Ratei e risconti passivi	31,1	28,0	3,1
<b>TOTALE</b>	<b>256,6</b>	<b>254,5</b>	<b>2,1</b>

Nella voce **Acconti** è compreso: **i)** l'ammontare dei depositi cauzionali e anticipo consumi oggetto di adeguamento da parte delle società idriche e **ii)** l'ammontare degli acconti relativi alle passività per anticipi su consumi di energia elettrica, corrisposti dai clienti del servizio di Maggior Tutela, fruttiferi di interessi alle condizioni previste dalla normativa emanata dall'AEEG (deliberazione n. 204/99).

I **contributi in conto impianti** e quelli di **allacciamento idrici** registrano una riduzione netta complessiva di € 0,6 milioni.

I **ratei e risconti passivi**, pari a € 31,1 milioni, si riferiscono principalmente ai contributi ricevuti, rilasciati a conto economico in misura pari all'ammortamento generato dall'investimento a cui essi sono collegati. In particolare è allocato in tale voce il contributo ricevuto da ACEA Distribuzione a fronte dell'attività di sostituzione dei misuratori elettromeccanici con misuratori elettronici (delibera AEEG 292/06).

### **Circolante netto - € 175,8 milioni**

Aumenta di € 80,0 milioni rispetto alla fine dell'esercizio precedente e si compone come di seguito esposto.

€ milioni	30.06.2014 (a)	31.12.2013 restated (b)	Variazione (a-b)	30.06.2013 restated (c)	Variazione (a-c)
<b>Crediti correnti</b>	<b>1.440,8</b>	<b>1.346,6</b>	<b>94,2</b>	<b>1.342,6</b>	<b>98,2</b>
- di cui utenti/clienti	1.320,3	1.244,4	76,0	1.217,0	103,4
- di cui Roma Capitale	88,5	69,6	18,9	93,7	(5,1)
<b>Rimanenze</b>	<b>34,3</b>	<b>33,8</b>	<b>0,5</b>	<b>37,9</b>	<b>(3,6)</b>
<b>Altre attività correnti</b>	<b>201,9</b>	<b>203,4</b>	<b>(1,5)</b>	<b>162,5</b>	<b>39,4</b>
<b>Debiti correnti</b>	<b>(1.163,9)</b>	<b>(1.207,6)</b>	<b>43,7</b>	<b>(1.121,5)</b>	<b>(42,4)</b>
- di cui Fornitori	(1.058,8)	(1.114,1)	55,3	(1.039,5)	(19,3)
- di cui Roma Capitale	(100,8)	(85,6)	(15,2)	(71,2)	(29,6)
<b>Altre passività correnti</b>	<b>(337,3)</b>	<b>(280,3)</b>	<b>(57,0)</b>	<b>(339,1)</b>	<b>1,8</b>
<b>Totale</b>	<b>175,8</b>	<b>95,8</b>	<b>80,0</b>	<b>82,5</b>	<b>93,3</b>

### **16. Crediti correnti - € 1.440,8 milioni**

Si compongono come esposto nella tabella seguente:

€ milioni	30.06.2014 (a)	31.12.2013 restated (b)	Variazione (a-b)	30.06.2013 restated (c)	Variazione (a-c)
Crediti verso clienti	1.320,3	1.244,4	76,0	1.217,0	103,4
Crediti verso Roma Capitale	88,5	69,6	18,9	93,7	(5,1)
Crediti verso controllate e collegate	31,9	32,5	(0,6)	32,0	(0,1)
<b>Totale Crediti Commerciali</b>	<b>1.440,8</b>	<b>1.346,6</b>	<b>94,2</b>	<b>1.342,6</b>	<b>98,2</b>

### **Crediti verso utenti e clienti**

Rispetto al primo semestre 2013 ed alla fine dell'esercizio precedente crescono rispettivamente di € 103,4 milioni e di € 76,0 milioni. Di seguito si illustra l'andamento per Area Industriale sia rispetto al medesimo periodo del precedente esercizio che rispetto alla fine del 2013.

€ milioni	30.06.2014			30.06.2013 restated			Variazione		
	Utenti (a)	Clienti (b)	Totale	Utenti (c)	Clienti (d)	Totale	Utenti (a)-(c)	Clienti (b)-(d)	Totale
Area Ambiente	0,0	34,1	34,1	0,0	46,1	46,1	0,0	(12,0)	(12,0)
Area Energia	604,9	52,2	657,2	515,3	92,8	608,1	89,6	(40,6)	49,1
Area Idrico	479,9	31,9	511,8	389,9	36,8	426,7	89,9	(4,8)	85,1
Area Reti	38,0	39,5	77,5	40,4	47,2	87,5	(2,4)	(7,6)	(10,0)
ACEA	0,0	39,8	39,8	0,0	48,6	48,6	0,0	(8,7)	(8,7)
<b>Totale</b>	<b>1.122,7</b>	<b>197,6</b>	<b>1.320,3</b>	<b>1.027,6</b>	<b>271,4</b>	<b>1.217,0</b>	<b>177,2</b>	<b>(73,8)</b>	<b>103,4</b>

€ milioni	30.06.2014			31.12.2013 restated			Variazione		
	Utenti (a)	Clienti (b)	Totale	Utenti (c)	Clienti (d)	Totale	Utenti (a)-(c)	Clienti (b)-(d)	Totale
Area Ambiente		34,1	34,1	0,0	27,6	27,6	0,0	6,4	6,4
Area Energia	604,9	52,2	657,2	570,2	57,3	627,5	34,7	(5,0)	29,7
Area Idrico	479,9	31,9	511,8	417,5	38,7	456,2	62,4	(6,7)	55,6
Area Reti	38,0	39,5	77,5	39,9	49,2	89,1	(1,9)	(9,7)	(11,6)
ACEA	0,0	39,8	39,8	0,0	44,0	44,0	0,0	(4,2)	(4,2)
<b>Totale</b>	<b>1.122,7</b>	<b>197,6</b>	<b>1.320,3</b>	<b>1.027,6</b>	<b>216,8</b>	<b>1.244,4</b>	<b>95,2</b>	<b>(19,2)</b>	<b>76,0</b>

Si informa che nel corso del primo semestre sono stati ceduti *pro-soluto* crediti per un ammontare complessivo pari a € 648,1 milioni di cui di seguito si fornisce il dettaglio per Area Industriale.

€ milioni	30.06.2014	di cui Pubblica Amministrazione
Area Energia	303,9	13,9
Area Idrico	118,0	15,3
Area Reti	226,2	75,6
<b>Totale</b>	<b>648,2</b>	<b>104,8</b>

In riferimento alle principali variazioni dei crediti verso utenti e clienti, si informa che, rispetto alla fine del precedente esercizio:

- + L'[Area Ambiente](#) accresce lo stock dei crediti per complessivi € 6,4 milioni prevalentemente attribuibili alle Società ARIA e SAO,
- + L'[Area Energia](#) registra una crescita dei crediti sia verso gli utenti che verso i clienti di complessivi € 29,7 milioni attribuibile per € 22,7 milioni ad Acea Energia e per € 2,1 milioni ad Acea Produzione. Contribuisce alla variazione complessiva Ecogena (+ € 4,6 milioni) per effetto del consolidamento con il metodo integrale a partire dal 1° gennaio 2014,
- + L'[Area Idrico](#) aumenta lo stock di € 55,6 milioni. La variazione deriva sostanzialmente dall'effetto prodotto dall'aumento dei crediti per fatture da emettere in conseguenza dell'applicazione delle regole del MTT e del MTI,
- + L'[Area Reti](#) riduce lo stock dei crediti per complessivi € 11,6 milioni, attribuibili all'effetto netto prodotto dalla riduzione registrata da ARSE per € 11,9 milioni e da ACEA Distribuzione per € 0,8 milioni con l'incremento di quelli di Acea Illuminazione Pubblica per € 1 milione,
- + la [Capogruppo](#) registra un riduzione di € 4,2 milioni, prevalentemente attribuibile ai rapporti con il Comune di Napoli nel quale viene svolto in ATI il servizio di gestione dell'illuminazione pubblica. Lo stock dei crediti al 30 giugno 2014, pari a € 39,8 milioni, comprende i crediti in contestazione per € 20,5 milioni e riguardano la nota controversia con lo Stato Città del Vaticano.

### **Crediti verso controllante Roma Capitale**

I crediti commerciali verso Roma Capitale al 30 giugno 2014 ammontano complessivamente ad € 88,5 milioni (al 31 dicembre 2013 erano pari ad € 69,6 milioni).

L'ammontare complessivo dei crediti, inclusi quelli finanziari derivanti dal contratto di pubblica illuminazione sia a breve che a medio – lungo termine, è di € 198,7 milioni contro € 152,1 milioni alla fine del precedente esercizio.

La tabella che segue espone congiuntamente le consistenze scaturenti dai rapporti intrattenuti con Roma Capitale dal Gruppo Acea, sia per quanto riguarda l'esposizione creditoria che per quella debitoria ivi comprese le partite di natura finanziaria.

Crediti verso Roma Capitale	30.06.2014	31.12.2013 Restated	Variazione
Crediti per Utenze	62,7	42,5	20,2
Crediti per lavori	16,6	19,3	(2,7)
Crediti per servizi	2,6	1,4	1,2
Crediti diversi	0,2	0,3	(0,2)
<b>Totale Prestazioni Fatturate</b>	<b>82,0</b>	<b>63,5</b>	<b>18,5</b>
Crediti per Contributi	2,4	2,4	0,0
Crediti per Addizionali	0,0	0,0	0,0
<b>Totale Prestazioni Richieste</b>	<b>84,4</b>	<b>65,9</b>	<b>18,5</b>
<b>Totale Prestazioni da fatturare</b>	<b>7,3</b>	<b>7,1</b>	<b>0,2</b>

Crediti verso Roma Capitale	30.06.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazione
Anticipi	0,0	0,8	(0,8)
<b>Totale Crediti Commerciali</b>	<b>91,7</b>	<b>73,8</b>	<b>18,0</b>
Crediti finanziari per Illuminazione Pubblica	77,9	50,1	27,8
<b>Totale Crediti Esigibili Entro l'esercizio Successivo (A)</b>	<b>169,6</b>	<b>123,9</b>	<b>45,7</b>
Debiti verso Roma Capitale	30.06.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazione
Debiti per addizionali energia elettrica	(15,0)	(14,8)	(0,3)
Debiti per canone di concessione	(59,6)	(48,9)	(10,6)
<b>Totale Debiti Commerciali</b>	<b>(74,6)</b>	<b>(63,7)</b>	<b>(10,9)</b>
<b>Totale Debiti Esigibili entro l'esercizio successivo (B)</b>	<b>(74,6)</b>	<b>(63,7)</b>	<b>(10,9)</b>
<b>Totale (A) - (B)</b>	<b>95,0</b>	<b>60,2</b>	<b>34,8</b>
<b>Altri crediti/(debiti) di natura finanziaria</b>	<b>14,3</b>	<b>(0,7)</b>	<b>14,9</b>
<i>di cui: Debiti Finanziari (compresi dividendi)</i>	<i>(18,1)</i>	<i>(33,0)</i>	<i>14,9</i>
<i>di cui: crediti finanziari a medio - lungo termine per Illuminazione Pubblica</i>	<i>32,3</i>	<i>32,3</i>	<i>0,0</i>
<b>Altri crediti/debiti di natura commerciale</b>	<b>(8,9)</b>	<b>(5,5)</b>	<b>(3,4)</b>
<b>Saldo Netto</b>	<b>100,4</b>	<b>54,0</b>	<b>46,4</b>

Nel corso del periodo di osservazione si registra un significativo aumento dei crediti commerciali fatturati con particolare riferimento ai crediti di utenza elettrica per € 20,2 milioni.

Si registra un incremento anche dei crediti finanziari relativamente al contratto di servizio di Illuminazione Pubblica pari a € 27,8 milioni dovuti alla fatturazione del corrispettivo maturato fino al 28 febbraio 2014 oltre alla quota degli interessi maturati sui corrispettivi di illuminazione pubblica al 31 dicembre 2013.

Si segnala anche la crescita dei debiti legati alla maturazione del canone di concessione del servizio idrico integrato di competenza del periodo per € 10,6 milioni.

Per quanto riguarda i debiti il primo semestre risente dell'iscrizione del saldo dei dividendi 2013 di ACEA S.p.A. per € 18,5 milioni e di quelli della controllata ACEA Ato2 per € 2,2 milioni per complessivi € 20,6 milioni. A tale variazione in aumento si contrappone quella in diminuzione, per complessivi € 28,9 milioni, relativa ai dividendi iscritti al 31 dicembre 2013 e oggetto di compensazioni avvenute nel corso del periodo con altrettanti crediti del Gruppo.

Si informa che ai debiti evidenziati nella tabella sopra riportata si aggiungono quelli relativi ai canoni di depurazione e fognatura derivanti dal rapporto di fornitura con lo Stato Città del Vaticano che non sono esigibili da parte di Roma Capitale in quanto il corrispondente credito verso SCV risulta a tutt'oggi impagato.

Le compensazioni avvenute nel primo semestre hanno riguardato crediti commerciali per € 25,0 milioni principalmente per utenze idriche e crediti finanziari per € 10,5 milioni relativi al corrispettivo del contratto di illuminazione pubblica di ottobre e novembre 2013.

Con riferimento ai rapporti commerciali intrattenuti dal Gruppo con le correlate di Roma Capitale si informa infine che i crediti vantati dal Gruppo verso AMA e ATAC per l'ammontare complessivo di 51 milioni inclusi tra i crediti verso clienti.

### **Crediti verso collegate**

Ammontano a € 7,8 milioni e risultano sostanzialmente in linea rispetto all'esercizio precedente (erano € 7,3 milioni).

### **Crediti verso controllate**

Ammontano a € 24,1 milioni (€ 25,2 milioni al 31 dicembre 2013) e registrano una riduzione di € 1,1 milione. Si riferiscono a crediti vantati nei confronti delle società consolidate con il metodo del patrimonio netto in seguito all'applicazione del principio IFRS 11.

## **17. Rimanenze - € 34,3 milioni**

Aumentano di € 0,5 milioni rispetto al 31 dicembre 2013 e nella tabella che segue si riepilogano le variazioni per area industriale:

€ milioni	30.06.2014	31.12.2013 <i>restated</i>	Variazione
Area Ambiente	3,6	3,4	0,2
Area Energia	1,8	1,8	0,0
Area Idrico	9,9	9,9	0,0
Area Reti	18,7	18,3	0,3
ACEA	0,3	0,3	0,0
<b>Totale</b>	<b>34,3</b>	<b>33,8</b>	<b>0,5</b>

## **18. Altre attività correnti - € 201,9 milioni**

€ milioni	30.06.2014	31.12.2013 <i>restated</i>	Variazione
Crediti verso altri	82,3	101,2	(19,0)
Ratei e risconti attivi	17,9	10,1	7,7
Crediti tributari	101,8	92,0	9,8
<b>Altre attività correnti</b>	<b>201,9</b>	<b>203,4</b>	<b>(1,5)</b>

I **crediti verso altri** ammontano complessivamente a € 82,3 milioni e si riducono di € 19 milioni e di seguito si riporta una tabella che ne illustra la composizione e le variazioni intervenute rispetto all'esercizio precedente:

€ milioni	30.06.2014	31.12.2013 <i>restated</i>	Variazione
Crediti verso Autorità d'Ambito per conguagli Tariffari	17,9	17,9	0,0
Crediti verso Cassa Conguaglio per CT da annullamento	13,1	0,4	12,7
Crediti finanziari verso Trifoglio immobiliare	10,3	10,3	0,0
Depositi cauzionali	7,7	4,1	3,6
Crediti da contributi INPS ai sensi dell'articolo 41, 2° comma, lettera A della Legge 488/1999	6,7	7,1	(0,4)
Crediti per contributi regionali	4,3	4,3	0,0
Crediti verso Equitalia	4,1	4,1	0,0
Crediti verso Cassa Conguaglio per Perequazione Energia	4,0	41,1	(37,1)
Crediti verso Citelum per incassi Comune di Napoli	3,3	0,0	3,3
Crediti da cessioni individuali	2,5	2,5	0,0
Crediti verso istituti previdenziali	2,3	3,7	(1,4)
Altri crediti minori	2,0	2,4	(0,4)
Crediti per anticipi fornitori	1,8	2,2	(0,4)
Credito per rimborso assicurativo	1,3	0,0	1,3
Altri Crediti Verso Cassa Conguaglio	1,0	1,2	(0,3)
<b>Totale</b>	<b>82,3</b>	<b>101,2</b>	<b>(19,0)</b>

La variazione in diminuzione di € 19 milioni rispetto al 2013 è da imputare principalmente ai seguenti fenomeni:

- per + € 12,7 milioni ai crediti di ACEA Distribuzione verso Cassa Conguaglio per effetto della maturazione del contributo da annullamento dei titoli di efficienza energetica legati all'obiettivo assegnato per il 2013 e 2014,
- per - € 37,1 milioni di crediti verso Cassa Conguaglio per perequazione generale iscritti a tutto il 31 dicembre 2013, per effetto delle operazioni di cessione pro - soluto perfezionate nel corso di questo primo semestre. Tali cessioni si sono attestate complessivamente a € 65,4 milioni.

I **Ratei e Risconti attivi** ammontano a € 17,9 milioni (€ 10,1 milioni al 31 dicembre 2013) e si riferiscono principalmente a canoni demaniali, canoni di locazione, assicurazioni e costi di vendita.

I **crediti tributari**, si attestano a € 101,8 milioni (+ € 9,8 milioni) e comprendono principalmente i crediti IVA per € 57,1 milioni ed i crediti IRES e IRAP per € 18,3 milioni.

### 19. Debiti correnti - € 1.163,9 milioni

€ milioni	30.06.2014	31.12.2013 restated	Variazione
Debiti verso fornitori terzi	1.058,8	1.114,1	(55,3)
Debiti verso controllante Roma Capitale	100,8	85,6	15,2
Debiti verso collegate	4,2	7,2	(3,0)
Debiti verso controllate	0,1	0,7	(0,6)
<b>TOTALE</b>	<b>1.163,9</b>	<b>1.207,6</b>	<b>(43,7)</b>

#### **Debiti verso fornitori terzi**

I debiti verso fornitori ammontano a € 1.058,8 milioni (al 31 dicembre 2013 erano pari a € 1.114,1 milioni).

La tabella di seguito illustra la composizione per aree industriali:

€ milioni	30.06.2014	31.12.2013 restated	variazione
Area Ambiente	32,8	33,4	(0,6)
Area Energia	453,3	488,9	(35,5)
Area Idrico	209,5	210,6	(1,0)
Area Reti	302,8	314,7	(11,9)
ACEA	60,4	66,5	(6,1)
<b>Totale</b>	<b>1.058,8</b>	<b>1.114,1</b>	<b>(55,3)</b>

Registrano una riduzione i debiti verso fornitori di tutte le Aree di business, in particolare per l'area energia (- € 35,5 milioni).

#### **Debiti verso Controllante Roma Capitale**

Ammontano ad € 100,8 milioni e la loro crescita, di € 15,2 milioni, è legata essenzialmente alla maturazione del canone di concessione del servizio idrico integrato di competenza del primo semestre 2014.

#### **Debiti verso imprese controllate e collegate**

Il saldo, pari a € 4,3 milioni, si riduce rispetto al 31 dicembre 2013 di € 3 milioni e comprende prevalentemente i debiti iscritti derivanti dalla gestione del servizio di Illuminazione Pubblica svolto dalla società collegata Citelum Napoli Pubblica Illuminazione, nel Comune di Napoli.

## 20. Altre passività correnti - € 337,3 milioni

Registrano una crescita di € 57 milioni (pari al 20%). Nella tabella che segue si evidenziano le principali voci che compongono tale saldo nonché la variazione rispetto al 31 dicembre 2013.

€ milioni	30.06.2014	31.12.2013 <i>restated</i>	Variazione
Altre passività correnti	236,8	217,1	19,7
Debiti Tributari	80,4	41,2	39,2
Debiti verso Istituti di previdenza e sicurezza	13,6	17,5	(3,9)
Debiti verso utenti per vincoli tariffari	1,2	1,2	(0,0)
Ratei	0,9	2,8	(1,9)
Debiti per derivati su <i>commodities</i>	4,4	0,5	3,9
<b>TOTALE</b>	<b>337,3</b>	<b>280,3</b>	<b>57,0</b>

Le **Altre Passività correnti** ammontano a € 236,8 milioni ed aumentano complessivamente di € 19,7 milioni rispetto al 31 dicembre 2013, in quanto si attestavano a € 217,1 milioni. Di seguito si riporta la tabella che ne illustra la composizione e le variazioni intervenute rispetto all'esercizio precedente:

€ milioni	30.06.2014	31.12.2013 <i>restated</i>	Variazione
Debiti verso i Comuni per canoni di concessione	53,8	48,6	5,1
Debiti verso Cassa Conguaglio	52,7	31,8	20,9
Debiti per incassi soggetti a verifica	48,2	41,9	6,2
Debiti verso il Personale dipendente	36,7	37,4	(0,7)
Altri debiti verso i Comuni	13,0	14,5	(1,6)
Debito verso Equitalia	12,0	12,8	(0,8)
per altri debiti	9,4	9,3	0,2
Debiti per contributo solidarietà	5,5	12,0	(6,5)
Debito rateizzato INPS	3,4	7,4	(4,0)
Debiti per aggio ambientale Art. 10 Convenzione ATI4 del 13/08/2007	1,5	1,3	0,2
Debiti verso utenti per restituzione Componente Tariffaria da esito referendum	0,7	0,0	0,7
<b>Altre passività correnti</b>	<b>236,8</b>	<b>217,1</b>	<b>19,7</b>

Registrano una crescita i debiti verso Cassa Conguaglio del secondo e terzo trimestre 2014 e i debiti verso i Comuni per canoni di concessione, con particolare riferimento a quelli maturati da ACEA Ato2 e ACEA Ato5, il tutto parzialmente compensato dalla riduzione dei debiti verso la STO per contributo di solidarietà destinato alle agevolazioni tariffarie per le famiglie disagiate e dalla diminuzione del debito rateizzato verso l'INPS, per effetto delle rate liquidate nel corso del primo semestre.

Trova allocazione in tale voce l'importo di € 0,6 milioni, compresi nel fondo rischi ed oneri a fine 2013, afferenti il debito verso gli utenti per la restituzione della componente tariffaria del servizio idrico integrato relativa alla remunerazione del capitale, abrogata in esito al referendum popolare del 12 e 13 giugno 2011 per il periodo 21 luglio 2011 - 31 dicembre 2011, in ossequio alla deliberazione del 3 aprile 2014 n° 163/2014/R/idr.

I **debiti tributari** ammontano a € 80,4 milioni (€ 41,2 milioni al 31 dicembre 2013) ed accolgono il carico fiscale del periodo relativamente all'IRES e IRAP per € 35,6 milioni e all'IVA per € 23 milioni. La restante parte comprende per € 21,9 milioni debiti per addizionali comunali e provinciali.

I **debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale** si attestano a € 13,6 milioni (€ 17,5 milioni a dicembre 2013) e sono così ripartiti per Aree industriali:

€ milioni	30.06.2014	31.12.2013 <i>restated</i>	Variazione
Area Ambiente	0,5	0,6	(0,1)
Area Energia	1,2	1,8	(0,6)
Area Idrico	5,1	6,0	(0,9)
Area Reti	4,6	5,9	(1,3)
ACEA	2,3	3,2	(0,9)
<b>Totale</b>	<b>13,6</b>	<b>17,5</b>	<b>(3,9)</b>

Sono compresi fra i **debiti per derivati su commodities** i *Fair Value* di alcuni contratti finanziari stipulati da Acea Energia. Tale valore si è attestato al 30 giugno 2014 a € 4,4 milioni.

I **ratei e risconti passivi** ammontano a € 0,9 milioni e si riducono di € 1,9 milioni rispetto all'esercizio precedente.

## 21. Posizione finanziaria netta - € (2.376,7) milioni

L'indebitamento del Gruppo registra, al 30 giugno 2014, una crescita complessiva pari a € 128,1 milioni, passando da € 2.248,6 milioni della fine dell'esercizio 2013 a € 2.376,7 milioni.

La tabella di seguito riportata illustra la composizione delle voci:

€ milioni	30.06.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazione	30.06.2013 <i>Restated</i>	Variazione
Attività (Passività) finanziarie non correnti	1,7	2,5	(0,8)	1,4	0,3
Attività (Passività) finanziarie non correnti infragruppo	32,3	32,3	0,0	32,8	(0,5)
Debiti e passività finanziarie non correnti	(2.351,3)	(2.360,9)	9,6	(1.998,5)	(352,8)
<b>Posizione finanziaria a medio - lungo termine</b>	<b>(2.317,3)</b>	<b>(2.326,1)</b>	<b>8,8</b>	<b>(1.964,3)</b>	<b>(353,0)</b>
Disponibilità liquide e titoli	311,0	563,1	(252,1)	281,8	29,2
Indebitamento a breve verso banche	(377,0)	(371,3)	(5,7)	(579,0)	202,0
Attività (Passività) finanziarie correnti	(65,8)	(139,6)	73,8	(56,2)	(9,6)
Attività (Passività) finanziarie correnti infragruppo	72,4	25,3	47,0	61,2	11,1
<b>Posizione finanziaria a breve termine</b>	<b>(59,4)</b>	<b>77,5</b>	<b>(136,9)</b>	<b>(292,3)</b>	<b>232,8</b>
<b>Totale posizione finanziaria netta</b>	<b>(2.376,7)</b>	<b>(2.248,6)</b>	<b>(128,1)</b>	<b>(2.256,6)</b>	<b>(120,2)</b>

### Posizione finanziaria a medio - lungo termine - € (2.317,3) milioni

Per quanto riguarda tale componente si informa che:

- le attività/(passività) finanziarie non correnti presentano un saldo pari a € 1,7 milioni e si riducono di € 0,8 milioni rispetto al 31 dicembre 2013 (erano € 2,5 milioni),
- le attività/(passività) finanziarie infragruppo si attestano a € 32,3 milioni ed accolgono i crediti finanziari verso Roma Capitale afferenti gli interventi per l'adeguamento degli impianti alla sicurezza ed alla normativa e le nuove realizzazioni così come concepite nell'*addendum* al contratto di Illuminazione Pubblica. Tale credito si riferisce alla quota a lungo termine scaturita dall'applicazione del metodo finanziario previsto dall'IFRIC 12 in materia di Servizi in Concessione e risulta in linea con la fine dell'esercizio precedente,
- i debiti e le passività finanziarie non correnti ammontano complessivamente ad € 2.351,3 milioni, si riducono di € 9,6 milioni rispetto al 31 dicembre 2013 e sono composti come riportato nella tabella che segue:

€ milioni	30.06.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazione
Obbligazioni	1.296,2	1.290,8	5,5
Finanziamenti a medio - lungo termine	1.055,1	1.070,1	(15,1)
<b>Totale</b>	<b>2.351,3</b>	<b>2.360,9</b>	<b>(9,6)</b>



### **Obbligazioni - € 1.296,2 milioni**

Registrano una crescita di € 5,5 milioni, che discende da fenomeni di segno opposto: da un lato dal pagamento della quota interessi maturata sul prestito obbligazionario emesso da ACEA il 16 marzo 2010, dall'altro dalla maturazione degli interessi di competenza, nonché dalle valutazioni a *fair value* al 30 giugno. Trovano allocazione in tale voce:

- € 606,3 milioni (comprensivo del rateo di interessi maturato e del *fair value* dello strumento di copertura) relativi al prestito obbligazionario emesso da ACEA a settembre 2013, della durata di 5 anni con scadenza il 12 settembre 2018. Il *fair value* dei derivati montati su tale debito è positivo ed è pari a € 1,2 milioni. La quota di interessi maturata nel periodo è pari a € 11,2 milioni,
- € 504,1 milioni (comprensivo del rateo di interessi maturato e del *fair value* dello strumento di copertura) relativi al prestito obbligazionario emesso da ACEA nel mese di marzo 2010, della durata di 10 anni con scadenza il 16 marzo 2020. La quota di interessi maturata nel periodo è pari a € 11,2 milioni,
- € 185,8 milioni (comprensivo del rateo di interessi maturato e del *fair value* dello strumento di copertura) relativi al *Private Placement*. Il *fair value* dello strumento di copertura è negativo per € 41,0 milioni ed è allocato in una specifica riserva di patrimonio netto. In apposita riserva cambio è allocata la differenza di cambio, positiva per € 20,7 milioni, dello strumento coperto calcolato al 30 giugno 2014. Il cambio alla fine di questo primo semestre si è attestato a € 138,44 contro € 144,72 del 31 dicembre 2013. La quota interessi maturata nel periodo è pari € 1,8 milioni.

### **Finanziamenti a medio – lungo termine (comprensivi delle quote a breve termine) - € 1.101,1 milioni**

Registrano una riduzione complessiva di € 19,5 milioni, rispetto a € 1.120,5 milioni dell'esercizio 2013, attribuibile all'effetto netto generato dal pagamento delle rate capitali in scadenza il 30 giugno e dalla maturazione dei interessi del periodo.

Nella tabella che segue viene esposta la situazione dell'indebitamento finanziario a medio – lungo e a breve termine suddiviso per scadenza e per tipologia di tasso di interesse:

<b>Finanziamenti Bancari:</b>	<b>Debito Residuo Totale</b>	<b>Entro il 30.06.2015</b>	<b>Dal 30.06.2015 al 30.06.2019</b>	<b>Oltre il 30.06.2019</b>
a tasso fisso	332,2	20,2	81,1	230,9
a tasso variabile	697,0	17,5	417,4	262,1
a tasso variabile verso fisso	71,9	8,3	33,3	30,2
<b>Totale</b>	<b>1.101,1</b>	<b>46,0</b>	<b>531,8</b>	<b>523,3</b>

Il *fair value* degli strumenti derivati di copertura di ACEA è negativo per € 9,4 milioni e si incrementa rispetto al 31 dicembre 2013 di € 0,7 milioni (era negativo per € 8,7 milioni).

Per quanto riguarda, le condizioni dei finanziamenti a medio – lungo termine nonché dei prestiti obbligazionari si rinvia a quanto illustrato nel Bilancio Consolidato 2013.

### **Posizione finanziaria a breve termine – (€ 59,4 milioni)**

La componente a breve termine è negativa per € 59,4 milioni. Rispetto alla fine dell'esercizio 2013 si evidenzia un peggioramento complessivo di € 136,9 milioni imputabile principalmente alle riduzioni delle disponibilità liquide (- € 252,1 milioni) e dell'indebitamento verso banche sul breve periodo (- € 5,7 milioni), parzialmente mitigate dalle attività e passività finanziarie correnti verso terzi e infragruppo (+ € 120,8 milioni).

Le **disponibilità liquide** ammontano complessivamente a € 311,0 milioni e si riducono complessivamente di € 252,1 milioni, prevalentemente per la variazione registrata nel periodo dalla Capogruppo. Di seguito è illustrata la composizione per aree di attività:

€ milioni	30.06.2014	31.12.2013 Restated	Variazioni
Area Ambiente	1,9	2,3	(0,5)
Area Energia	4,1	1,1	3,0
Area Idrico	13,5	18,1	(4,6)
ACEA	291,5	541,5	(250,0)
<b>Totale</b>	<b>311,0</b>	<b>563,1</b>	<b>(252,1)</b>

L'**indebitamento verso banche a breve** è pari a € 377,0 milioni con la seguente composizione:

€ milioni	30.06.2014	31.12.2013 Restated	Variazione
Obbligazioni a breve	313,6	306,3	7,3
Debiti verso banche per linee di credito a breve	17,4	14,6	2,8
Debiti verso banche per mutui - quote a breve	46,0	50,4	(4,4)
<b>Totale</b>	<b>377,0</b>	<b>371,3</b>	<b>5,7</b>

Di seguito se ne fornisce la composizione per Area Industriale:

€ milioni	30.06.2014	31.12.2013 Restated	Variazioni
Area Ambiente	3,9	4,0	(0,1)
Area Energia	10,6	7,7	2,9
Area Idrico	5,9	5,4	0,5
Area Reti	18,8	19,8	(1,0)
ACEA	337,8	334,4	3,4
<b>Totale</b>	<b>377,0</b>	<b>371,3</b>	<b>5,7</b>

La variazione registrata nel periodo (+ € 5,7 milioni) discende principalmente dalla crescita dell'esposizione debitoria della Capogruppo (+ € 3,4 milioni) e dall'Area Energia (+ € 2,9 milioni), prevalentemente attribuibile alla maturazione degli interessi di competenza del periodo ed al consolidamento integrale delle Società appartenenti all'Area, il tutto parzialmente mitigato dal pagamento delle rate capitali in scadenza il 30 giugno 2014.

Si informa che al termine del primo semestre 2014 la Capogruppo dispone di linee di credito *uncommitted* e *committed* rispettivamente per € 699 milioni e € 400 milioni, non utilizzate. Per l'ottenimento di tali linee non sono state rilasciate garanzie.

Le linee *committed* sono di tipo *revolving* ed hanno durata contrattuale triennale dal momento della sottoscrizione. La disponibilità di tali linee scade (i) per € 100 milioni entro il termine dell'esercizio 2014, e (ii) per i restanti € 300 milioni nel 2015. I contratti stipulati prevedono la corresponsione di una commissione di mancato utilizzo oltre ad una *up front* pagata al momento di stipula delle aperture di credito.

Le **attività e (passività) finanziarie correnti** registrano un saldo al 30 giugno 2014 che accresce l'indebitamento di € 65,8 milioni (€ 139,6 milioni al 31 dicembre 2013).

Di seguito se ne fornisce la composizione e l'andamento del primo semestre per Area Industriale:

€ milioni	30.06.2014	31.12.2013 Restated	Variazioni
Area Ambiente	(3,3)	(3,3)	0,0

€ milioni	30.06.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazioni
Area Energia	(61,9)	(78,0)	16,1
Area Idrico	(10,0)	(22,2)	12,1
Area Reti	(5,6)	(20,2)	14,6
ACEA	15,1	(15,9)	31,0
<b>Totale</b>	<b>(65,8)</b>	<b>(139,6)</b>	<b>73,8</b>

La riduzione dell'esposizione debitoria di € 73,8 milioni discende dalla riduzione dei debiti verso i *factor* per la restituzione degli incassi ricevuti a fronte dei crediti ceduti dalle Società dell'Area Energia, Idrico e Reti (€ 45,2 milioni), nonché dalla regolazione dell'acconto sul dividendo 2013, deliberato in data 18 dicembre 2013 dal Consiglio d'Amministrazione di ACEA (€ 26,0 milioni), spettante al mercato.

Si segnala che, con riferimento alla cessione del business fotovoltaico ad RTR Capital a fine 2012, era stato istituito un *escrow account*, corrispondente al valore di alcuni impianti che dovevano essere sottoposti a controlli formali da parte del cedente; in seguito agli esiti positivi delle verifiche effettuate sul principale impianto, alla fine del mese di giugno è stata svincolata una parte dell'*escrow account* per un valore pari a € 4,9 milioni.

Le **attività e (passività) finanziarie correnti infragruppo** riducono l'indebitamento di € 72,4 milioni e comprendono principalmente l'esposizione netta verso Roma Capitale (€ 59,8 milioni).

La variazione complessiva di € 47,0 milioni, discende principalmente dalla crescita dei crediti finanziari (+ € 27,8 milioni) derivanti dal contratto di servizio per la gestione della pubblica illuminazione nel territorio romano e dalla riduzione del residuo debito per dividendi, iscritto in ossequio alla deliberazione del Consiglio d'Amministrazione del 18 dicembre 2013, dell'acconto sui dividendi 2013. Tale riduzione, pari a € 14,9 milioni, discende dalle compensazioni perfezionate nel corso del semestre con crediti commerciali vantati dal Gruppo nei confronti di Roma Capitale.

## 22. Patrimonio netto – € 1.427,0 milioni

Le variazioni intervenute nel corso del periodo, pari a € 20,2 milioni, sono analiticamente illustrate nell'apposita tabella.

La variazione, al netto dell'utile di periodo pari a € 80,5 milioni, deriva essenzialmente dalla movimentazione della riserva di *cash flow hedge* relativa agli strumenti finanziari per - € 11,0 milioni (al netto della relativa imposizione fiscale), da quella relativa alla valutazione al *Fair Value* dei contratti derivati di ACEA Energia per - € 2,8 milioni e dalla variazione degli utili e perdite attuariali pari a + € 3,6 milioni. Influenza la variazione anche la distribuzione dei dividendi per € 45,0 milioni.

## Contesto di riferimento

### Andamento dei mercati azionari e del titolo ACEA

Nel primo semestre del 2014, è proseguito il *trend* positivo dei mercati azionari in Europa e USA registrato nel 2013, parzialmente interrotto all'inizio dell'anno da alcuni fattori che hanno determinato una momentanea inversione di tendenza, quali la pubblicazione di dati congiunturali inferiori alle aspettative, le incertezze legate al deflusso di capitali dai Paesi emergenti e la crisi in Ucraina.

#### BORSA ITALIANA

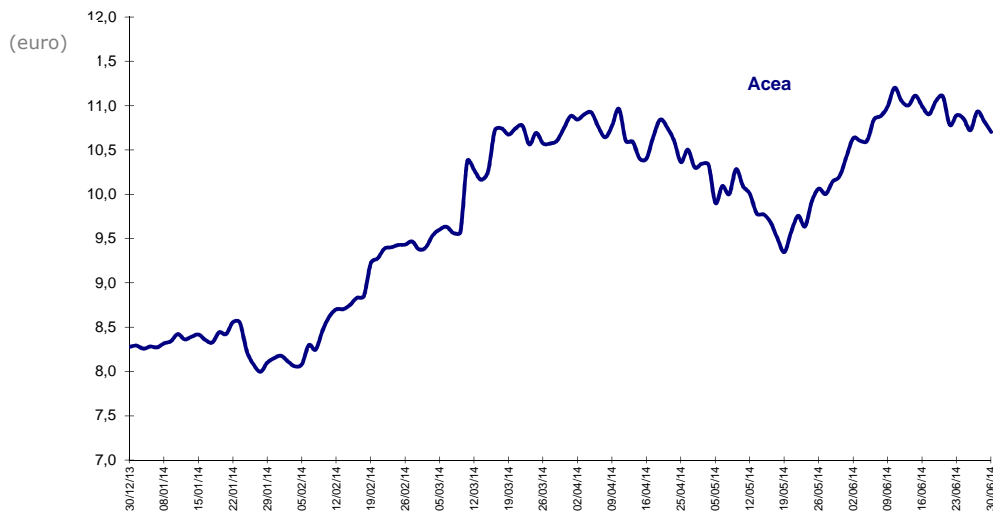
Si riportano di seguito le variazioni dei principali indici di Piazza Affari: **FTSE Italia All Share +11,8%**, **FTSE MIB +12,2%** e **FTSE Italia Mid Cap +6,9%**.

#### ANDAMENTO DEL TITOLO ACEA

Nel primo semestre del 2014, il titolo ACEA ha "sovraperformato" il mercato in generale, registrando una crescita del 29,3% rispetto ad un incremento del FTSE Italia Mid Cap del 6,9%.

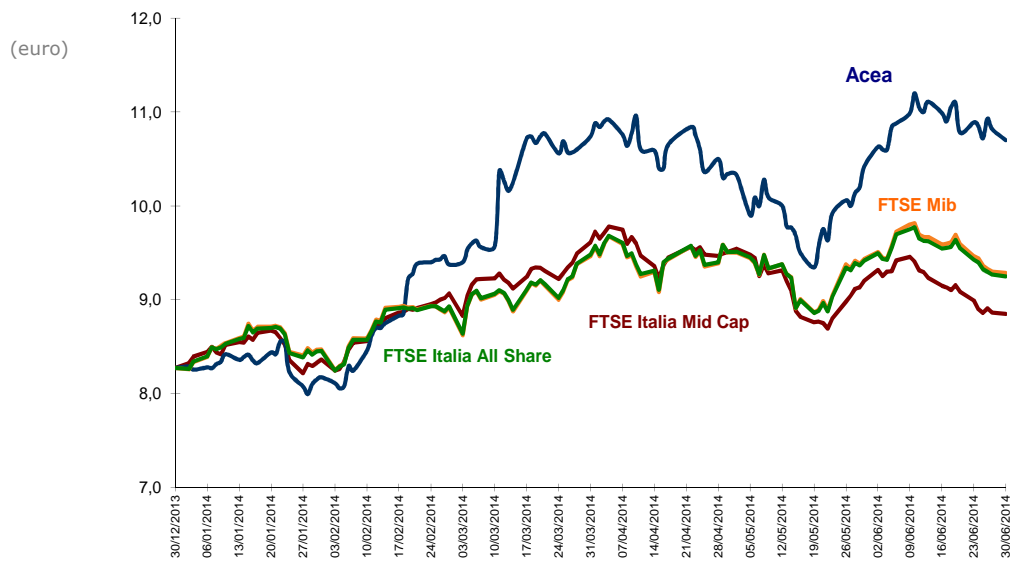
In dettaglio, ACEA ha registrato il 30 giugno 2014 un prezzo di riferimento pari ad € 10,70 (capitalizzazione: € 2.278,7 milioni). Nel primo semestre 2014, il valore massimo di € 11,20 è stato raggiunto il 10 giugno, mentre il valore minimo di € 7,99 il 28 gennaio.

Nel corso del periodo oggetto di analisi, i volumi medi giornalieri sono stati pari a 133.962, in linea con il primo semestre 2013 (137.910).



(Fonte Bloomberg)

Si riporta di seguito il grafico normalizzato sull'andamento del titolo ACEA, confrontato con gli indici di Borsa.



(grafico normalizzato ai valori di Acea – Fonte Bloomberg)

	<b>Var.% 30/6/2014</b> (rispetto al 31/12/13)
<b>Acea</b>	<b>+29,3%</b>
FTSE Italia All Share	+11,8%
FTSE Mib	+12,2%
FTSE Italia Mid Cap	+6,9%

(Fonte Bloomberg)

Nel corso del primo semestre 2014 sono stati pubblicati circa 60 studi/note sul titolo ACEA.

### **Mercato energetico**

Nel primo semestre del 2014 la domanda di energia elettrica in Italia (152.949 GWh)<sup>4</sup> ha mostrato un decremento del 3,0%, rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente; in termini decalendarizzati la variazione in diminuzione è pari al 2,8%. La potenza massima richiesta sulla rete nazionale, pari a 51.550 MW, e registrata il 12 giugno, alle ore 12.00, è stata inferiore dell'1,0% rispetto alla punta massima registrata nel corrispondente mese dell'anno precedente. Il fabbisogno di energia elettrica è stato coperto per l'85,5% con la produzione nazionale e per la quota restante, pari al 14,5%, facendo ricorso alle importazioni dall'estero.

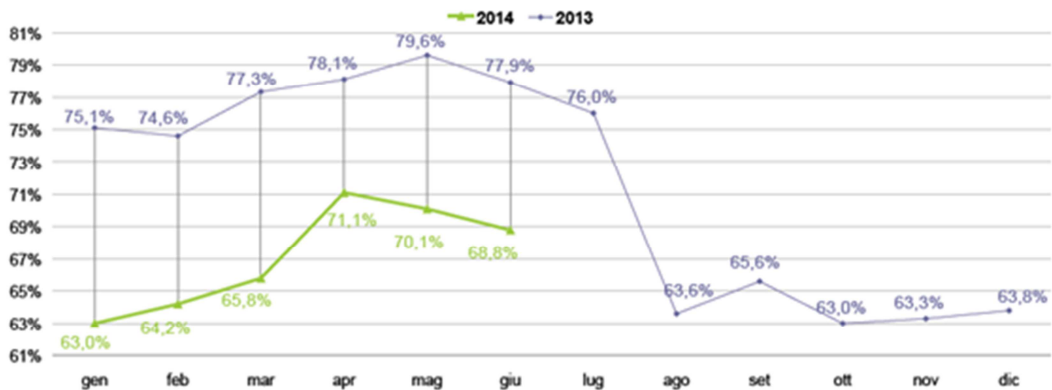
In tale contesto, la produzione nazionale netta (132.057 GWh) evidenzia un decremento del 4,0% rispetto al primo semestre 2013. Ad eccezione delle fonti eoliche (- 8,1%) e termoelettriche (- 10,1%) tutte le fonti di produzione nazionale hanno mostrato un incremento rispetto all'anno precedente; in particolare: fonti fotovoltaiche (+ 8,6%), idroelettriche (+ 11,1%) e geotermoelettriche (+ 4,7%).

<b>GWh</b>	<b>GEN - GIU 2014</b>	<b>GEN - GIU 2013</b>	<b>Var. % 2014/2013</b>
<b>Produzione Netta</b>			
-Idroelettrica	<b>30.351</b>	<b>27.317</b>	<b>11,1%</b>
-Termoelettrica	<b>78.989</b>	<b>87.862</b>	<b>(10,1%)</b>
-Geotermoelettrica	<b>2.722</b>	<b>2.599</b>	<b>4,7%</b>
-Eolica	<b>8.214</b>	<b>8.937</b>	<b>(8,1%)</b>
-Fotovoltaica	<b>11.781</b>	<b>10.853</b>	<b>8,6%</b>
<b>Produzione Netta Totale</b>	<b>132.057</b>	<b>137.568</b>	<b>(4,0%)</b>
Importazione	<b>23.193</b>	<b>22.491</b>	<b>3,1%</b>
Esportazione	<b>942</b>	<b>1.107</b>	<b>(14,9%)</b>
<b>Saldo Estero</b>	<b>22.251</b>	<b>21.384</b>	<b>4,1%</b>
<b>Consumo pompaggi</b>	<b>1.359</b>	<b>1.329</b>	<b>2,3%</b>
<b>Richiesta di Energia Elettrica</b>	<b>152.949</b>	<b>157.623</b>	<b>(3,0%)</b>

Anche il primo semestre 2014 è stato caratterizzato dal perdurare della crisi economica che incide fortemente sulla domanda di energia elettrica che si riduce del 3,0% rispetto al primo semestre 2013 anche se i dati del solo mese di giugno denotano una lieve ripresa (+ 0,7%) in seguito alle elevate temperature della prima parte del mese.

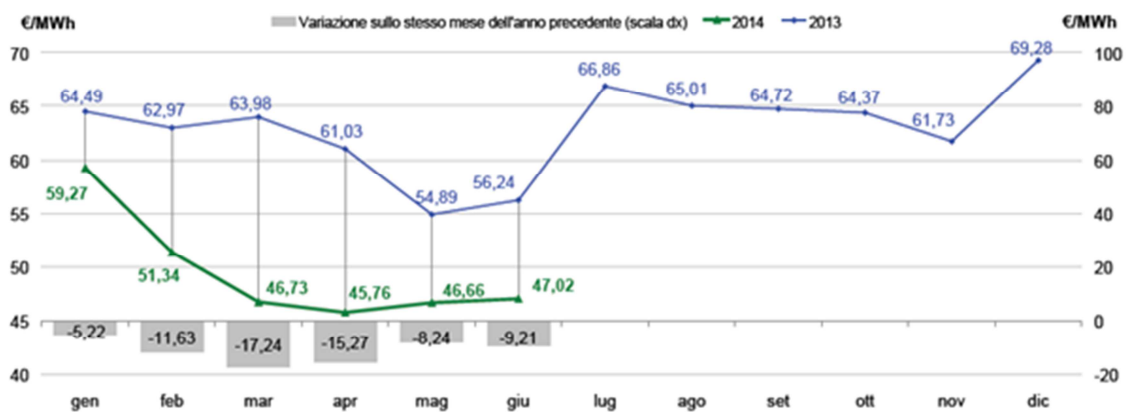
A fronte del calo della domanda di energia elettrica si registra in tutti i mesi del primo semestre 2014 si rileva un netto aumento degli scambi *over the counter*. La liquidità delle quantità di energia elettrica scambiata in Borsa nel Mercato del Giorno Prima ripiega di 1,3 punti percentuali rispetto al mese di maggio e di 9,1 rispetto al mese di giugno 2013 attestandosi al 68,8% come si vede dal grafico seguente.

<sup>4</sup> Fonte: Terna – Giugno 2014, rapporto mensile sul sistema elettrico

**Liquidità su MGP <sup>5</sup>**


Il prezzo di acquisto nella borsa elettrica (PUN) registra un aumento di 37 centesimi di €/MWh su maggio (+0,8%), ma un calo di 9,21 €/MWh su base annua (-16,4%) attestandosi a 47,02 €/MWh, minimo storico per il mese di giugno. L'analisi per gruppi di ore rivela un calo su base annua di 10,15 €/MWh (-16,0%) nelle ore di picco, mentre il prezzo nelle ore fuori picco, pari a 43,98 €/MWh, segna una riduzione tendenziale di 8,75 €/MWh (-16,6%). Il rapporto picco/baseload si attesta, pertanto, a quota 1,13.

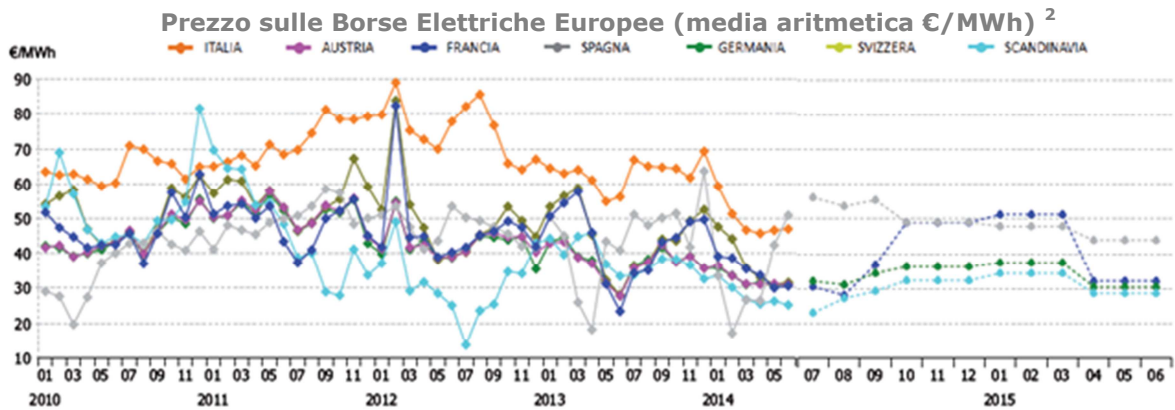
I prezzi medi di vendita hanno registrato una decisa contrazione in tutte le zone ad eccezione della Sardegna, che ha registrato un aumento del 3,9%. I prezzi delle zone continentali evidenziano, anche a giugno, una convergenza nei livelli oscillando tra i 41,24 €/MWh del Sud ed i 44,83 €/MWh del Nord. La Sicilia riporta il prezzo più alto pari a 77,43€/MWh, dove nelle ore fuori picco il prezzo medio di vendita ha superato quello delle ore di picco. Nelle altre zone del continente il prezzo si è attestato attorno ai 56,91 €/MWh.

**Prezzo di acquisto PUN <sup>2</sup>**


Sulle principali borse elettriche europee modeste variazioni congiunturali portano le quotazioni in Europa centro-occidentale sui 31 €/MWh, non rispettando le attese rialziste degli operatori. I prezzi mostrano un significativo incremento rispetto allo scorso anno (+31%/+13%) quando tuttavia i prezzi nell'area franco-tedesca toccavano il loro minimo annuo.

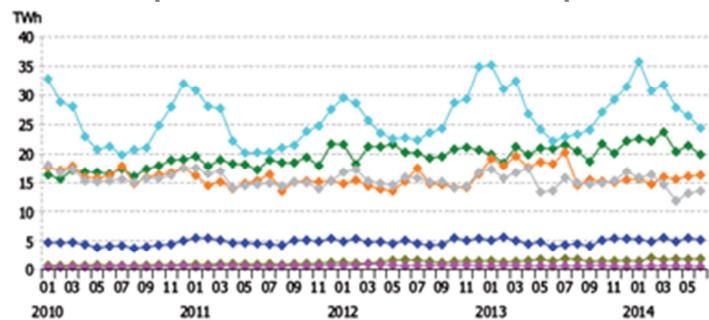
<sup>5</sup> Fonte: GME – Giugno 2014, Newsletter del GME

Sul fronte italiano, come detto in precedenza, il PUN segna una lieve ripresa (+1%) rispetto al mese precedente mentre risulta in netto calo su base annua (-16%). Da rilevare l'ulteriore aumento congiunturale della quotazione spagnola (+20%) arrivando a sfiorare i 51 €/MWh superando anche il riferimento italiano, storicamente più elevato.



**Volumi Annuali e Mensili sui mercati spot sulle Borse Elettriche Europee <sup>2</sup>**

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Giu 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	16,3	+1%	-11%
FRANCIA	5,2	-6%	+30%
GERMANIA	19,9	-7%	-5%
SPAGNA	13,5	+3%	-0%
AREA SCANDINAVA	24,4	-8%	+10%
AUSTRIA	0,6	-10%	-9%
SVIZZERA	1,9	+3%	+26%



In Italia, dopo un semestre di continui ribassi tendenziali, i consumi di gas naturale tornano a crescere con consumi del settore civile in aumento come peraltro il settore termoelettrico che registra un aumento dell'1,4% su base annua, mentre risultano sostanzialmente stabili i prelievi del settore industriale.

Dal lato offerta, ancora in flessione la produzione nazionale, mentre prosegue la crescita delle importazioni di gas naturale. Tra i punti in entrata, in evidenza le importazioni di gas naturale del nord Europa da Passo Gries; in controtendenza il gas russo da Tarvisio ed il rigassificatore di Cavarzere, mentre risulta ancora a regime ridotto il rigassificatore di Panigaglia.

La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV) è scesa a 18,99 €/MWh (-31,3% su base annua).



## **Aspetti normativi e tariffari**

Rispetto al Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2013, cui si rinvia per una trattazione completa, di seguito sono riportate le principali variazioni rilevate nel periodo di riferimento.

### **I regimi di incentivazione alla produzione di energia da fonti rinnovabili**

#### *Evoluzione della disciplina delle convenzioni CIP 6/92*

In attuazione del D.L. 69/2013, in data 31 gennaio 2014, il Ministero dello Sviluppo Economico ha emanato le nuove modalità per la determinazione della componente del costo evitato di combustibile di cui al provvedimento CIP 6/92, individuando il valore di conguaglio del costo evitato di combustibile per l'anno 2013 e del valore di acconto per il primo trimestre dell'anno 2014.

Con il nuovo Decreto, il Ministero ha ribadito l'estensione alle c.d. "iniziative prescelte" del criterio di aggiornamento del CEC fondato sull'"evoluzione dell'efficienza di conversione", definito dall'art. 30, c. 15, della L. 23 luglio 2009, n. 99, così come il riferimento al parametro del "valore del consumo specifico" di cui al D.M. 20 novembre 2012; ARIA S.r.l., essendo titolare di una Convenzione in regime CIP 6/92, ha proposto motivi aggiunti al ricorso già presentato in materia di CEC, lamentando l'illegittimità dei citati profili.

#### *Rimodulazione degli incentivi per la produzione di energia da fonti rinnovabili -Legge 21 febbraio 2014, n. 9 "Conversione del Decreto Legge 23 dicembre 2013, n. 145"*

Per effetto delle disposizioni in esame, al fine di contenere l'onere annuo sui prezzi e sulle tariffe elettriche e, nel contempo, massimizzare l'apporto produttivo nel medio-lungo termine degli impianti esistenti, i produttori titolari di impianti che beneficiano di incentivi (quali certificati verdi, tariffe omnicomprensive o tariffe premio) dovranno scegliere fra due diverse alternative:

- a) continuare a godere del regime incentivante spettante per il periodo residuo applicabile.  
In tal caso, per qualunque tipo di intervento che verrà realizzato sullo stesso sito nei dieci anni successivi e decorrenti dal termine del periodo di diritto agli incentivi, non si potrà accedere 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, con la quale verrà valorizzata l'intera vita utile dell'impianto. In tal caso, il produttore accederà ad un incentivo ridotto di una percentuale specifica per ciascuna tipologia di impianto, che dovrà essere definita, con decreto ministeriale, da approvarsi entro 60 giorni dall'entrata in vigore del Decreto Legge n.145/2013 in commento.

La riduzione di cui sopra verrà applicata in modo differenziato, in quanto si dovrà tener conto:

- ✓ del tipo di fonte rinnovabile;
- ✓ del residuo periodo di incentivazione;
- ✓ dell'istituto incentivante;
- ✓ dei costi indotti dall'operazione di rimodulazione degli incentivi, incluso un premio adeguatamente maggiorato per gli impianti per i quali non sono previsti, per il periodo successivo a quello di diritto al regime incentivante, incentivi diversi dallo scambio sul posto e dal ritiro dedicato per interventi realizzati sullo stesso sito.

L'incentivo così rimodulato verrà erogato per un periodo rinnovato di incentivazione e pari al periodo residuo dell'incentivazione spettante alla data di entrata in vigore del D.L. 145/2013 incrementato di 7 anni.

Con il decreto ministeriale di cui sopra sarà individuato il periodo residuo di incentivazione entro il quale non si applicherà la penalizzazione sopra descritta sub a).

Per salvaguardare gli investimenti in corso, tale periodo residuo non potrà scadere prima del 31 dicembre 2014.

Per poter accedere alla rimodulazione di cui alla lettera b) - e mantenere il diritto a nuovi incentivi, dopo la decorrenza di quelli in corso, senza attendere il citato periodo decennale - dovrà essere

inoltrata specifica richiesta al GSE, entro 90 giorni decorrenti dalla entrata in vigore del Decreto Ministeriale di prossima emanazione.

Successivamente alla pubblicazione del citato decreto ministeriale potrà essere effettuata un'adeguata valutazione delle opzioni da adottare in relazione agli impianti del Gruppo interessati dalle disposizioni in esame; ciò anche in riferimento agli scenari, di lungo periodo, che verranno a delinearsi.

Dall'applicazione di tale nuova disposizione risultano esclusi solo gli impianti incentivati ai sensi del CIP 6/92 ed i nuovi impianti incentivati ai sensi del D.M. del 6 luglio 2012 (ad eccezione di quelli rientranti nel regime transitorio fissato da tale ultimo decreto).

### [Interventi sulle tariffe incentivanti dell'elettricità prodotta da impianti fotovoltaici – Decreto Legge 24 giugno 2014 n. 91](#)

Con il Decreto legge 91/2014, attualmente in fase di conversione, si prevede, con effetto dal 1° gennaio 2015, un meccanismo di rimodulazione della tariffa incentivante per l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici di potenza nominale superiore a 200 kW.

In particolare, in tale scenario, la stessa tariffa incentivante è rimodulata secondo una percentuale compresa tra il 25% ed il 17%, in ragione degli anni residui di incentivazione delle singole realtà impiantistiche ed è erogata per un periodo di 24 anni, decorrente dall'entrata in esercizio degli impianti.

Le medesime riduzioni si applicano anche alla sola componente incentivante delle tariffe onnicomprensive erogate ai sensi del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 5 luglio 2012.

Il beneficiario della tariffa incentivante, assoggettata alle citate disposizioni, può accedere a finanziamenti bancari per un importo massimo pari alla differenza tra l'incentivo già spettante al 31 dicembre 2014 e l'incentivo come sopra rimodulato. Tali finanziamenti possono beneficiare, cumulativamente o alternativamente, sulla base di apposite convenzioni con il sistema bancario, di provvista dedicata o di garanzia concessa, dalla Cassa depositi e prestiti (Cdp) a valere sui fondi di cui al comma 7, lettera a), dell'articolo 5 del decreto legge n. 269 del 30 settembre 2003, n. 269, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 novembre 2003, n. 326. L'esposizione di Cdp è garantita dallo Stato ai sensi del articolo 1, comma 47, della legge 27 dicembre 2013, n. 147, secondo criteri e modalità stabiliti con decreto di natura non regolamentare del Ministro dell'economia e delle finanze.

È, altresì, previsto l'adeguamento della validità temporale dei permessi rilasciati per la costruzione e l'esercizio degli impianti fotovoltaici in questione alla durata dell'incentivo, come sopra rimodulata.

Le disposizioni in esame non trovano applicazione per i titolari degli impianti fotovoltaici di potenza nominale superiore a 200 kW che optino per una riduzione di una quota pari all'8 per cento dell'incentivo riconosciuto alla data di entrata in vigore del decreto-legge, per la durata residua del periodo di incentivazione. L'opzione deve essere esercitata e comunicata al GSE entro il 30 novembre 2014 e la riduzione dell'incentivo decorre dal 1° gennaio 2015.

Le citate disposizioni sono oggetto di diverse proposte di emendamento e, quindi, per la definizione dell'assetto normativo finale dovrà attendersi la conversione in legge del decreto.

Solo all'esito di detta conversione in legge, pertanto, potranno essere convenientemente valutate le opzioni percorribili, in relazione alle specifiche attività del Gruppo nel settore fotovoltaico, eventualmente interessate dalla descritta rimodulazione dei regimi di incentivazione.

Il medesimo decreto prevede inoltre l'adozione di ulteriori interventi quali in particolare:

- gli oneri per lo svolgimento dell'attività del GSE inerente ai meccanismi di incentivazione e sostegno alle imprese in materia di fonti rinnovabili ed efficienza energetica sono posti a carico dei beneficiari della medesima attività, e non ricadranno più sull'onere generale A3 in capo a consumatori, imprese e famiglie;

- a decorrere dal 1° luglio 2014, l'Autorità è tenuta ad escludere, dall'applicazione dei corrispettivi tariffari, gli oneri per lo sconto dipendenti previsti dal Contratto collettivo nazionale di lavoro del settore elettrico.

### Certificati Verdi

Per quanto attiene al 2014, la Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed il Sistema Idrico, con delibera 20/2014/R/EFR, ha stabilito il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nell'anno 2013 in misura pari a 65,54 €/MWh.

Il GSE, nel mese di Gennaio 2014, ha emanato un aggiornamento della procedura applicativa per l'emissione dei certificati verdi in favore dei produttori titolari di impianti qualificati IAFR ai sensi del DM 18 dicembre 2008 per le produzioni degli anni 2013 al 2015 (data di termine del regime di incentivazione di cui ai certificati verdi) anche in applicazione di quanto previsto dal citato D.M. 6 luglio 2012.

In tale sede, è stato chiarito che, in attuazione dell'articolo 20, comma 2, del DM del 6 luglio 2012, non è più prevista l'emissione dei Certificati Verdi a preventivo, sulla base di garanzia sulla producibilità attesa o sulla base di garanzia fideiussoria, ad eccezione di particolari tipologie di impianti, quali quelli che utilizzano la frazione biodegradabile dei rifiuti, per i quali i produttori non potranno usufruire delle emissioni mensili.

## **L'evoluzione della Normativa Ambientale**

### Recepimento della Direttiva 2010/75/UE relativa alle emissioni industriali: modifiche e novità introdotte al Titolo II del D.lgs. 152/06 e s.m.i. dal D.lgs. n. 46/2014.

Con il D.lgs. 4 Marzo 2014, n. 46 "Attuazione della direttiva 2010/75/UE relativa alle emissioni industriali (prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento)", sono state introdotte significative modifiche ed integrazioni al D.lgs. 3 Aprile 2006, n. 152, per quanto attiene, in particolare, alle tematiche afferenti le procedure autorizzative, di controllo ed i profili di carattere sanzionatorio, per le attività ad elevato potenziale inquinante rientranti nell'ambito applicativo della Direttiva 2008/1/CE meglio nota come "Direttiva IPPC" e della successiva Direttiva 2010/75/UE.

Le modifiche più significative hanno ad oggetto la Parte II del citato D.lgs. 152/2006 e riguardano principalmente:

- l'introduzione della definizione di "Installazione" in luogo di quella di "Impianto" che reca con sé una diversa modalità di applicazione della disciplina dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA);
- l'introduzione dell'obbligo di definire le condizioni dell'AIA (compresi i valori limite di emissione in essa fissati) sulla base della migliore tecnologia disponibile;
- nel caso l'impianto non fosse soggetto precedentemente ad AIA, la nuova autorizzazione integrata dovrà richiamare le prescrizioni già contenute nelle autorizzazioni sostituite e prevedere, già in fase di rilascio le modalità di ripristino delle matrici ambientali del sito che saranno oggetto d'indagine alla cessazione dell'attività industriale; l'introduzione della possibilità di disciplinare in AIA la pulizia e messa in sicurezza vale anche per quelle parti delle installazioni per le quali il Gestore non preveda l'utilizzo nell'ambito del periodo di vigenza dell'AIA stessa;
- l'introduzione dell'obbligo di presentare, in sede di domanda di AIA, una relazione di riferimento recante informazioni sullo stato di qualità del suolo e delle acque sotterranee;
- l'introduzione dell'obbligo di prevedere in AIA un controllo delle acque sotterranee e del suolo;
- la modifica dei tempi di vigenza dell'AIA e delle modalità di riesame della stessa (10 anni in assenza di certificazioni, 12 anni in caso di certificazione ISO 14001, 16 anni in caso di certificazioni EMAS).

Particolare attenzione deve essere dedicata alla riformulazione dell'Allegato VIII alla Parte II del D.lgs. 152/2006, che individua nuove attività soggette ad AIA.

Per tali attività, assoggettate "ex novo" alla disciplina dell'AIA, dovrà essere presentata, entro il 7 settembre 2014, istanza di adeguamento ai requisiti previsti del Titolo III-bis della citata Parte II del D.lgs. 152/2006.

Sono attualmente in corso di valutazione sia il perimetro di applicazione delle nuove disposizioni alle attività del Gruppo che i conseguenti adempimenti.

#### Il Sistema di Tracciabilità dei Rifiuti – SISTRI

Con Legge 27 febbraio 2014, n. 15 è stato definitivamente convertito il Decreto Legge 30 dicembre 2013, m. 150, c.d."Milleproroghe", con il quale è stata confermata la vigente operatività del Sistri, con specifico riferimento, per le attività che interessano il Gruppo, ai rifiuti speciali pericolosi.

In particolare, con l'art. 10 del citato decreto è stata prevista un'estensione, fino al 31 dicembre 2014, del periodo nel quale gli operatori saranno tenuti al "doppio regime", ovvero dovranno essere compiuti sia gli adempimenti previsti dal Sistri sia quelli previsti nei registri e formulari.

Solo a decorrere dal 1° gennaio 2015 troveranno poi applicazione le sanzioni di cui agli articoli 260-bis e 260-ter del D.lgs. 152/2006 relative al Sistri.

### **Attività dell'AEEGSI in materia di servizi idrici**

#### **Delibera 643/2013/R/idr**

Il 27 dicembre 2013 l'AEEGSI ha infine emanato la delibera 643/2013/R/idr con la quale viene approvato il **Metodo Tariffario Idrico (MTI) per gli anni 2014 e 2015**, a compimento del primo periodo regolatorio 2012 - 2015.

Il metodo introduce importanti novità finalizzate, nell'obiettivo della stessa Autorità, a garantire le condizioni tese a favorire l'ammmodernamento delle infrastrutture idriche, assicurare e facilitare l'attuazione della disciplina regolatoria, superando le difficoltà di accesso al credito. In sintesi la determina introduce, tra le altre, le seguenti novità:

- possibilità di utilizzare forme di ammortamento accelerato;
- sostituzione del meccanismo di gradualità previsto dal metodo transitorio con un meccanismo di schemi regolatori definiti in base alla necessità o meno di variare gli obiettivi o il perimetro di attività del gestore e dal valore della somma degli investimenti necessari nel periodo 2014/2017 rapportati al valore dei cespiti gestiti;
- riconoscimento dei costi di morosità;
- individuazione dei criteri di quantificazione del valore residuo.

La delibera fissa inoltre le modalità di definizione delle tariffe introducendo un sistema per ridurre il rischio regolatorio, riconoscendo al gestore, nel caso di inadempienza da parte delle Autorità locali, di presentare all'Autorità istanza per l'aggiornamento tariffario.

#### **Determina n. 5/2014 – DSID - Raccolta dati sulla qualità**

Con la determina n. 5/2014 – DSID "Definizione delle procedure di raccolta dati ai fini dell'indagine conoscitiva sull'efficienza del servizio idrico integrato e della relativa regolazione della qualità" l'AEEGSI avvia una raccolta dati al fine di acquisire informazioni relative alla regolazione della qualità, al grado di copertura e di efficienza del servizio idrico sul territorio nazionale con particolare attenzione al servizio di misura. I dati richiesti, che dovranno essere forniti all'AEEGSI dagli Enti d'Ambito entro il 12 maggio 2014, concernono l'affidamento del servizio, gli investimenti e la morosità, l'energia elettrica, i servizi di acquedotto, depurazione e fognatura, nonché la qualità del servizio (Carta dei servizi, accessibilità e continuità del servizio, gestione del rapporto contrattuale, disponibilità di procedure di risoluzione alternativa delle controversie).

### **Delibera 163/2014/R/idr – Approvazione delle istruttorie per la restituzione della remunerazione del capitale investito 2011**

Con la delibera 163/2014/R/idr *“Ordine di restituzione agli utenti finali della componente tariffaria del servizio idrico integrato relativa alla remunerazione del capitale, abrogata in esito al referendum popolare del 12 e 13 giugno 2011 per il periodo 21 luglio 2011 – 31 dicembre 2011”* l’AEEGSI conclude il procedimento precedentemente avviato completando l’elenco degli Enti d’Ambito le cui proposte di restituzione risultano positivamente verificate. Di tale elenco fanno parte gli Ambiti Territoriali di pertinenza del Gruppo ACEA ovvero:

- a) elenco degli Enti d’Ambito che hanno determinato un ammontare positivo della quota da restituire agli utenti:
- Ato2 – Lazio Centrale – Roma;
  - Ato Toscana
- b) elenco degli Enti d’Ambito che, a seguito delle valutazioni compiute nel rispetto del principio della copertura dei costi, hanno determinato un importo da restituire agli utenti pari a zero, ovvero che non avevano previsto alcuna quota di tariffa a titolo di remunerazione del capitale investito nel periodo 21 luglio-31 dicembre 2011:
- Ato5 – Frosinone;
  - Ato SV – Sarnese Vesuviano;
  - Ato2 – Perugia.

### **DCO 171/2014/R/Idr - Documento di Consultazione sulla Convenzione Tipo**

Con il DCO 171/2014/R/Idr *“Orientamenti per la predisposizione di schemi di convenzione tipo per la regolazione dei rapporti tra ente affidante e soggetto gestore dei servizi idrici”*, del 10 aprile 2014, l’AEEGSI intende affrontare, con un provvedimento di carattere introduttivo e generale, i temi relativi al ruolo delle convenzioni tipo nell’ambito della definizione di un quadro di norme chiaro, stabile e coerente per la regolazione idrica. A questo primo documento di consultazione, al quale l’AEEGSI chiede una risposta entro il 12 maggio, ne seguiranno un secondo ed un terzo, maggiormente articolati, in luglio e novembre per giungere al provvedimento finale entro l’anno. L’entrata in vigore della regolazione è prevista a partire dall’anno 2016. L’orientamento dell’AEEGSI è volto a definire una matrice di schemi di convenzioni tipo sulla base della tipologia di affidamento e del tipo di schema regolatorio selezionato ai sensi Metodo Tariffario Idrico consentendo, in tal modo, *“una maggiore flessibilità al crescere della complessità degli obiettivi che devono essere raggiunti dal soggetto affidatario del servizio”*. Gli schemi “base” definiti di tipo “A” (affidamento tramite gara), “B” (affidamento a società mista pubblico privata - PPP) e “C” (società in *house providing*) saranno differentemente declinati a seconda dello schema tariffario selezionato dando vita a 12 diversi schemi contrattuali applicabili.

Ferma restando la necessità di sviluppare in tutti gli schemi di convenzione tipo i criteri legislativi di riferimento, alcuni contenuti contrattuali saranno declinati in maniera differenziata all’interno dei diversi schemi in considerazione degli aspetti peculiari delle diverse tipologie di affidamento e del quadrante prescelto dai soggetti competenti.

Le previsioni degli schemi di convenzione tipo avranno natura imperativa rispetto alle convenzioni in essere - all’interno delle quali dovranno essere recepite a pena di inefficacia - ed il loro rispetto verrà controllato dall’AEEGSI medesima nell’ambito dei procedimenti di verifica e approvazione degli schemi regolatori.

### **DCO 299/2014/R/Idr - Documento di Consultazione sulla definizione delle tariffe di collettamento e depurazione dei reflui industriali autorizzati in pubblica fognatura**

Il provvedimento contiene gli orientamenti iniziali dell’AEEGSI per la definizione delle tariffe di collettamento e depurazione dei reflui industriali autorizzati in pubblica fognatura. L’obiettivo di carattere generale perseguito dal documento, nel rispetto degli obiettivi definiti dal quadro comunitario e nazionale, è quello della semplificazione della normativa tariffaria caratterizzata oggi

da una eccessiva stratificazione di interventi di carattere centrale e regionale e della minimizzazione degli oneri di sistema. Tra gli obiettivi specifici sottesi al provvedimento si evidenziano quelli tesi a garantire che le tariffe del servizio riflettano i costi effettivi e la prevenzione di distorsioni e disallineamenti tariffari a parità di tipologia di reflujo e di situazione ambientale.

Gli orientamenti principali che l'AEEGSI illustra nel DCO sono i seguenti:

- il rispetto del principio "Chi più inquina più paga", che affina l'applicazione del principio comunitario "chi inquina paga" (*polluter pays principle* - PPP) e che si propone una tariffazione commisurata ai costi che il singolo tipo di reflujo impone per abbattere il suo specifico carico inquinante, tenendo conto delle condizioni di sostenibilità economica degli utilizzatori finali del servizio;
- la distinzione tra il servizio di fognatura/collettamento e quello di depurazione, poiché le loro diverse caratteristiche suggeriscono modalità differenziate di calcolo dei relativi corrispettivi da costruire anche attraverso l'individuazione di driver per l'attribuzione di costi distinti tra i diversi servizi;
- l'indicazione, relativamente al servizio di depurazione, di un perimetro di riferimento aggregato (gli ATO, in prima definizione), e non quello del singolo impianto ritenuto foriero di molteplici differenziazioni tariffarie non giustificate anche nell'ambito dei medesimi contesti territoriali.

I provvedimenti che l'AEEGSI intende adottare nel prossimo futuro sono:

- a) una seconda consultazione sulle opzioni regolatorie di dettaglio entro ottobre 2014;
- b) l'adozione della delibera di approvazione dei criteri per la determinazione della nuova tariffa entro dicembre 2014;
- c) la relazione AIR (Analisi di impatto della regolazione) per gli aspetti più rilevanti del provvedimento entro febbraio 2015.

### **Sentenze TAR Lombardia sui ricorsi delle Associazioni "ACQUA BENE COMUNE", "FEDERCONSUMATORI - FEDERAZIONE NAZIONALE DI CONSUMATORI E UTENTI" e CODACONS**

Il TAR della Lombardia, sezione seconda, con sentenze nn. 779/2014 e 780/2014, depositate in data 26 marzo u.s., ha respinto totalmente i ricorsi presentati dalle associazioni in epigrafe avverso la delibera dell'AEEGSI n. 585/2012/R/idr (e di tutti gli atti connessi, presupposti e consequenziali) che nel dicembre 2012 ha introdotto il Metodo Transitorio (MTT) per la determinazione delle tariffe del Servizio Idrico Integrato. Si sottolinea che nei citati ricorsi citati si sono costituite in giudizio anche ACEA Ato2 ("ricorso Codacons") e Publiacqua (procedimento "ABC").

Il TAR Lombardia ha dunque accolto tutte le tesi dell'AEEGSI respingendo i motivi dei ricorsi con i quali sono denunciati, rispettivamente, la violazione dell'art. 9 della Direttiva quadro sulle acque 2000/60/CE (recupero dei costi relativi ai servizi idrici), dell'art. 75 della Costituzione (sul referendum abrogativo), del DPR 116/2011 (abrogazione a seguito di referendum dell'adeguata remunerazione del capitale investito), dell'art. 154 del D.Lgs. 152/2006 (tariffa del servizio idrico integrato), dell'art. 10, comma 11°, del DL 70/2011 (istituzione dell'Agenzia nazionale per la regolazione e la vigilanza in materia di acqua), la modalità di determinazione degli oneri finanziari secondo il modello dei costi standardizzati, l'istituzione del Fondo Nuovi investimenti (FoNi), l'applicazione retroattiva della delibera che pur essendo stata adottata a dicembre 2012, produce effetti nel biennio 2012-2013.

Per il collegio del TAR, "il principio del c.d. full cost recovery trova esplicito fondamento normativo non solo a livello nazionale ma anche comunitario". Ne discende che "anche dopo il più volte citato referendum abrogativo, il servizio idrico integrato deve essere qualificato come servizio di interesse economico caratterizzato, quanto ai profili tariffari, dalla necessità della copertura integrale dei costi". Il TAR chiarisce infatti che l'AEEGSI, "nell'esercizio del proprio potere regolatorio, alla stessa assegnata in via generale dalla legge istitutiva n. 481/1995, ha optato per una nozione di "costo economico" del capitale investito "riferibile anche all'impiego di capitale proprio (nel senso di costo-opportunità)... conforme all'orientamento dominante della scienza economica". Del resto, l'impiego

di quest'ultimo per un investimento in beni durevoli determina un rischio di impresa non differente da quello derivante dall'impiego di capitale preso a prestito attribuendo pertanto al Gestore il diritto alla copertura in tariffa del relativo costo.

La motivazione delle associazioni ricorrenti, secondo cui la delibera ha prodotto effetti retroattivi, non trova fondamento: *"qualora l'Autorità non avesse adottato il nuovo metodo tariffario, successivo al noto referendum abrogativo"* – osserva il TAR – *"avrebbero avuto comunque vigenza le precedenti tariffe, determinate nel rispetto del metodo del 1996, certamente maggiormente sfavorevole ai consumatori di quello attuale"*.

Relativamente all'istituzione del FoNi e del fatto che, *"a detta dei ricorrenti, si porrebbe in contrasto con il principio della necessaria corrispettività della tariffa poiché una provvista per i futuri investimenti"*, il TAR ribatte che, ponendo in combinato disposto la disposizione dell'AEEGSI con l'art. 155 del Codice dell'Ambiente, risulta chiaro che il *"fondo deve utilizzarsi per il miglioramento della rete e degli impianti ("nuovi investimenti"), già esistenti a favore dell'utenza ("territorio servito"), per cui non viene meno la natura di corrispettivo della tariffa, come indicato nella sentenza 335/2008"*.

In data 25 giugno 2014, è stato presentato ricorso in appello alla sentenza del TAR dall'Associazione Acqua Bene Comune e da FederConsumatori. L'argomentazione principale sostenuta dai ricorrenti si riferisce al fatto che, per esito del referendum, l'AEEGSI avrebbe dovuto adottare un modello peculiare di regolazione per il servizio idrico che, a differenza di quelli ordinari che ammettono il profitto e la remunerazione del capitale, avrebbe dovuto prevedere una gestione in equilibrio di bilancio e non produttiva di profitti né remunerativa del costo del capitale. La disciplina idrica, dopo il referendum, non ammettendo la "remunerazione del costo del capitale" non consente di reintrodurre per altre vie un ristoro del costo del capitale. Quello che, viceversa, è accaduto è stato un progressivo avvicinamento della tariffa idrica verso un modello regolatorio coerente con la situazione precedente al referendum, analoga a quella che si potrebbe avere in ogni altro "normale" settore regolato che ammetta la remunerazione del costo del capitale. Viene poi riproposta la tematica relativa al FoNi adducendo anche l'illegittimità della componente riscossa a titolo di ammortamento delle immobilizzazioni realizzate con contribuzione a fondo perduto che secondo i ricorrenti rappresenta una duplicazione di esborso a carico degli utenti finali (tramite la fiscalità pubblica e la tariffa idrica).

### **Sentenze TAR Lombardia sui ricorsi presentati da alcuni Gestori**

Le sentenze in epigrafe sono state depositate dal Collegio del TAR tra il 4 ed il 23 aprile del 2014 ed accolgono, in parte, i ricorsi presentati dai Gestori avverso la delibera 585/2012 (e 88/2013 - Metodo transitorio Gestori "ex Cipe"), le delibere 73/2013 e 459/2013 di modifica/integrazione della 585/2012 nonché il tool di calcolo predisposto dall'AEEGSI per il Metodo Tariffario Transitorio. Si riassumono di seguito i principali temi trattati e la posizione assunta dal Collegio

- sono state accolte le seguenti principali doglianze delle ricorrenti laddove evidenziavano il **mancato rispetto del principio di "full cost recovery"** per quanto riguarda:
  - il mancato riconoscimento degli **oneri fiscali** in relazione al **FoNi** (diversamente il TAR considera corretta la scelta dell'AEEGSI di non riconoscere **oneri finanziari** sulla quota del FoNi, atteso che lo stesso viene alimentato dalla tariffa e, dunque, nessun onere finanziario grava sul gestore per la sua costituzione);
  - il mancato riconoscimento dell'**IRAP** quale costo non efficientabile;
  - la mancata copertura degli **oneri finanziari** per l'indisponibilità delle somme ammesse a **conguaglio** tra il momento della maturazione del diritto e quello dell'effettivo incasso ed il **recupero solo parziale dell'inflazione**;
  - l'irragionevolezza del meccanismo di calcolo dei conguagli di cui all'articolo 46 dell'allegato A per il quale il TAR rileva una violazione del principio del *full cost recovery* in quanto nel calcolo si tiene conto (in negativo) del maggiore ricavo per volumi di acqua aggiuntivi rispetto al bilancio 2011 senza considerare i maggiori costi correlati;



- il riconoscimento in tariffa della **morosità** visto che una componente a tale titolo è stata viceversa riconosciuta dall'AEEGSI per il successivo biennio 2014-2015 dal Metodo Tariffario Idrico (MTI);
- il riconoscimento delle perdite su crediti anche per la determinazione della componente tariffaria funzionale alla costituzione del FoNI.
- viene confermata l'illogicità della previsione inserita nella delibera n. 459 del 2013 che rimette sostanzialmente **all'arbitrio dell'Autorità d'Ambito la scelta di applicare meccanismi di riconoscimento dei costi necessari per assicurare l'equilibrio economico e finanziario dei gestori**. Infatti, se le novità sono dettate dalla necessità di assicurare la copertura integrale dei costi allora l'applicazione delle medesime deve reputarsi doverosa per gli Enti d'Ambito;
- viene accolta la doglianza per la quale l'AEEGSI non avrebbe alcun potere di regolare il settore delle c.d. **acque bianche**, dovendosi circoscrivere il potere regolatorio al solo servizio idrico integrato. L'AEEGSI avrebbe competenza esclusivamente sul Servizio Idrico Integrato e sarebbe conseguentemente illegittima la previsione che le "altre attività idriche" svolte dal gestore possano concorrere a formare la tariffa del Servizio Idrico Integrato. "L'attribuzione, da parte della delibera 585/2012, all'AEEGSI del potere regolatorio per le attività idriche diverse, senza alcuna base legislativa a fondamento, **viola il principio di legalità dell'azione amministrativa**".

Dall'accoglimento delle diverse censure deriva anche l'annullamento per illegittimità derivata, nei limiti di cui nella motivazione dell'accoglimento dei ricorsi, delle delibere AEEGSI citate e dei provvedimenti di approvazione delle tariffe da parte degli enti preposti.

Infine per il TAR non ha meritato accoglimento:

- **retroattività delle disposizioni impartite a Enti d'Ambito e gestori e alla loro incidenza nei rapporti contrattuali pregressi**: Il TAR ha ribadito il legittimo potere dell'AEEGSI di incidere sulle convenzioni in essere respingendo i motivi del ricorso. "I principi della certezza del diritto e del legittimo affidamento... non possono però essere invocati per evitare che, nell'ambito di rapporti di gestione di un servizio pubblico di lunga durata, le novità normative sopravvenute nel corso nel tempo non possano mai trovare applicazione". Peraltro, le stesse Convenzioni di gestione spesso prevedono che le tariffe possano essere aggiornate a seguito di sopraggiunte disposizioni legislative.
- la censura rivolta al calcolo del **capitale circolante netto**, dal quale sono esclusi ricavi e costi delle attività idriche diverse dal servizio idrico integrato.
- la contestazione di insufficienza della valorizzazione (per la garanzia della copertura dei costi) dei **parametri Kd, ERP, BETA e CS/CnS** poiché tali scelte non solo costituiscono esercizio di discrezionalità tecnica da parte dell'AEEGSI, nella quale il Collegio non può entrare, ma non vengono repute manifestamente irragionevoli.
- la contestazione sul c.d. **tool di calcolo** che, in quanto tale, non costituisce atto di per sé impugnabile. Si riconosce però che la sua costruzione ha sostanzialmente violato quando disposto dalla del. 585/2012 non comprendendo nel calcolo del capitale investito netto (CIN) il fondo "rischi e oneri". I ricorrenti potranno, se necessario, contestare l'applicazione *contra legem* della delibera stessa, per il profilo che interessa.

In data 27 giugno 2014, l'Avvocatura Generale dello Stato per conto dell'AEEGSI ha effettuato ricorso in appello avverso le sentenze del TAR Milano sui principali temi che sono stati accolti dai ricorsi presentati dai gestori.



## Attività dell'AEEGSI in materia di energia elettrica

### **Delibera 13/2014/R/efr – Contributo tariffario efficienza energetica a favore del distributore di energia elettrica 2013 - 2014**

Con la delibera 13/2014/R/efr del 23 gennaio 2014 vengono definiti i criteri per la quantificazione del contributo tariffario a copertura dei costi sostenuti dai distributori di energia elettrica e gas in materia di titoli di efficienza energetica (TEE) a partire dall'anno d'obbligo 2013, che è iniziato il 1° giugno 2013 e termina il prossimo 31 maggio. Il meccanismo introduce elementi per tener conto dei prezzi medi di mercato dei TEE, evitando il riconoscimento a piè di lista degli oneri sostenuti dai distributori.

All'inizio di ogni anno d'obbligo l'AEEGSI definisce il valore di un contributo preventivo che, per il 2013, è stato fissato a 96,43 €/TEE, sulla base dei valori di scambio registrati in borsa negli ultimi due anni, in modo da ridurre il disequilibrio accumulato tra i contributi sinora riconosciuti e i prezzi medi di mercato dei titoli.

Alla fine di ogni anno d'obbligo sarà poi calcolato e pubblicato il contributo definitivo, che verrà erogato alle imprese di distribuzione in sede di annullamento dei titoli.

In base alle predette considerazioni, quindi, l'AEEGSI, con la determina 9/2014 – DMEG dello scorso 2 luglio, ha reso noto sia il valore del contributo tariffario definitivo per il 2013, pari a 110,27 €/TEE, che il valore del contributo tariffario preventivo per il 2014, pari a 110,39 €/TEE.

Infine, si ricorda che con la determina 9/2013 – DIUC l'Autorità ha reso pubblici, e trasmesso al Ministero dello Sviluppo Economico ed al GSE, i dati relativi alla quantità di energia elettrica e di gas naturale distribuita sul territorio nazionale dai distributori obbligati nell'anno 2012. Tali dati sono funzionali alla determinazione degli obiettivi di efficienza energetica in capo a ciascuna impresa di distribuzione per l'anno 2014.

### **Determina 6/2014 - DIUC – Perequazione ricavi di distribuzione elettrica e costi di trasmissione 2014**

Con la determina 6/2014 - DIUC del 17 marzo 2014 l'AEEGSI ha reso facoltativo per l'anno 2014 il meccanismo di acconti bimestrali delle perequazioni dei ricavi di distribuzione elettrica e dei costi di trasmissione elettrica. L'Autorità, infatti, con la determina 4/2014 – DIUC del 15 luglio 2013 ha previsto un meccanismo di acconti e conguagli per il pagamento di dette perequazioni, tale per cui detto meccanismo (comprensivo della modifica apportata con la determina del 2014):

- ✓ è operativo per le perequazioni del 2014 e 2015 sui dati delle perequazioni, rispettivamente, del 2012 e 2013;
- ✓ è facoltativo per il 2014 e, salvo ulteriori modifiche di AEEGSI, è obbligatorio per il 2015;
- ✓ prevede l'erogazione di sei rate bimestrali di acconto, pari all'80% della perequazione di due anni precedenti, e di una rata di conguaglio, calcolata sulla perequazione dell'anno in corso.

### **Delibera 136/2014/R/eel – Tariffa di riferimento relativa all'attività di commercializzazione di energia elettrica**

Con la delibera 136/2014/R/eel del 27 marzo 2014 l'AEEGSI ha aggiornato, dal 1° aprile 2014, la tariffa di commercializzazione al dettaglio di energia elettrica per il servizio di maggior tutela. Tale tariffa è stata rivista al rialzo per effetto della revisione del *tax rate* inglobato nel tasso di remunerazione del capitale investito netto (WACC), ora pari all'8%, e del riconoscimento separato dell'IRAP in tariffa, prima incorporato nel WACC.

Già a fine 2013 AEEGSI, con la delibera 637/2013/R/eel, aveva fissato l'aumento della tariffa di commercializzazione della vendita di energia elettrica, a valere per il primo trimestre del 2014, per tener conto del rischio morosità dei clienti finali. Contestualmente, l'Autorità, nelle more della definizione di un meccanismo a regime, aveva anche istituito un meccanismo transitorio di

compensazione della morosità per prelievi fraudolenti, cui gli esercenti la maggior tutela presentano istanza di adesione entro il 30 giugno 2014.

### **Delibera 154/2014/R/eel – Tariffa di riferimento 2014 relative al servizio di distribuzione di energia elettrica**

Con la delibera 154/2014/R/eel del 3 aprile 2014 l'AEEGSI ha pubblicato le tariffe di riferimento relative al servizio di distribuzione di energia elettrica per l'anno 2014. Sono stati aggiornati sia i parametri che concorrono alla quantificazione dei ricavi ammessi di ciascun distributore per l'erogazione del solo servizio di distribuzione elettrica (tariffe specifiche aziendali) che i parametri a copertura dei costi di commercializzazione riguardanti il servizio di distribuzione elettrica (tariffa unica nazionale).

### **Delibera 169/2014/R/eel – Perequazione perdite di rete 2012 - 2014**

Con la delibera 169/2014/R/eel del 10 aprile 2014 AEEGSI ha deciso di applicare per l'anno 2015, per le perdite di energia elettrica registrate sulle reti dei distributori nell'anno 2014, il meccanismo transitorio di perequazione tra imprese distributrici già previsto nella deliberazione 559/2012/R/eel (per le perdite dell'anno 2012), come modificato dalla delibera 608/2013/R/eel, e valido per l'anno 2014 sulla perequazione dell'anno 2013.

In sintesi, in attesa del meccanismo definitivo di calcolo della perequazione delle perdite di rete, che sarà reso noto a valle della conclusione del progetto di studio delle perdite di rete specifiche aziendali previsto per fine 2014, i distributori che hanno perdite di rete inferiori a quelle standard (come ACEA Distribuzione) riceveranno 1/4 dell'importo di perequazione relativo all'energia di competenza 2014, come già successo per il 2013 (per il 2012 gli stessi distributori hanno ricevuto metà dell'importo). Conseguentemente, i distributori che hanno perdite di rete superiori a quelle *standard* verseranno importi ridotti.

Inoltre, le rettifiche tardive (energia di competenza ante 2012, 2013 e 2014) sarà considerata nella rideterminazione degli importi in capo alle imprese distributrici.

È da segnalare che il TAR Lombardia, a seguito di ricorso presentato dalla società A2A reti elettriche S.p.A., con la sentenza n. 1307 del 20 maggio 2014 ha annullato le delibere 559/2012/R/eel e 608/2013/R/eel, ovvero il meccanismo transitorio di perequazione delle perdite di rete per gli anni 2012 e 2013. Ciò perché AEEGSI, pur partendo dalle risultanze di uno studio commissionato al Politecnico di Milano che aveva evidenziato una significativa differenziazione tra perdite effettive e perdite standard a livello territoriale soprattutto a causa dei prelievi fraudolenti, ha di conseguenza corretto il vigente meccanismo di perequazione provvedendo a ridurre gli importi sia positivi che negativi, pur in assenza di ulteriori informazioni tendenti ad una più completa rivisitazione dell'intero meccanismo perequativo che avrebbero dovuto portare alla definizione di coefficienti di perdita specifici aziendali anziché medi nazionali: tale obiettivo è invece perseguito dall'Autorità con lo studio sulle perdite di rete, ancora non concluso, e avviato con la stessa delibera 559/2012/R/eel. Secondo il TAR, quindi, AEEGSI avrebbe dovuto prima attendere gli esiti del predetto studio e poi, sulla scorta delle informazioni raccolte, modificare il meccanismo di perequazione delle perdite di rete. Avverso la citata sentenza del TAR Lombardia AEEGSI ha presentato ricorso in appello al Consiglio di Stato.

### **Delibera 179/2014/R/efr – Prezzi minimi garantiti per impianti alimentati a fonti rinnovabili**

Con la delibera 179/2014/R/efr del 17 aprile 2014 AEEGSI, a seguito della conversione in legge del D.L. 23 dicembre 2013 n. 145 con legge 21 febbraio 2014 n. 9, ha rivisto la delibera n. 280/07 in merito all'applicazione dei prezzi minimi garantiti agli impianti alimentati a fonti rinnovabili (FER), ovvero al prezzo di ritiro che il GSE applica all'energia elettrica prodotta da impianti FER che sono di ridotte dimensioni, con elevati costi di esercizio e manutenzione, con limitata producibilità annua e con potenza nominale fino a 1 MW.

Con tale delibera è stato stabilito che i prezzi minimi garantiti trovano applicazione per:

- impianti fotovoltaici con potenza nominale fino a 100 kW che accedono ad incentivi per l'energia elettrica prodotta;
- impianti idroelettrici con potenza elettrica fino a 500 kW che accedono ad incentivi per l'energia elettrica prodotta;
- impianti idroelettrici, ed altre fonti rinnovabili, con potenza nominale fino a 1 MW che non accedono ad incentivi per l'energia elettrica prodotta.

Resta fermo il principio secondo cui, se i prezzi minimi garantiti sono inferiori ai prezzi zonali orari (ovvero quelli di vendita dell'energia sul mercato), si applicano questi ultimi.

In tutti gli altri casi diversi da quelli menzionati nella delibera 179/2014/R/efr, trovano applicazione i prezzi zonali orari, come previsto dal D.L. 23 dicembre 2013 n. 145.

La citata delibera prevede anche che il GSE, nel caso in cui gli impianti idroelettrici con potenza elettrica fino a 500 kW che accedono a forme di incentivazione per l'energia elettrica prodotta nel corso dell'anno superano la predetta potenza, revochi per il medesimo anno i prezzi minimi garantiti, effettuando i dovuti conguagli a prezzo zonale.

Inoltre, gli impianti FER definiti nella delibera 179/2014/R/efr godono dei prezzi minimi garantiti anche se l'energia elettrica prodotta, anziché essere destinata al GSE, è venduta ad un *trader* o direttamente sui mercati dell'energia elettrica.

#### **Delibera 231/2014/R/com – Unbundling contabile 2014**

Con la delibera 231/2014/R/com del 22 maggio 2014 l'Autorità ha approvato il nuovo Testo Integrato Unbundling Contabile (Allegato A - TIUC), che sostituisce le precedenti disposizioni in materia contenute nel TIU (Testo Integrato Unbundling – Allegato A alla delibera n. 11/07). L'Allegato A alla delibera stabilisce che:

- le disposizioni del TIUC decorrano a partire dall'esercizio 2014;
- venga istituito un tavolo tecnico con gli operatori e le associazioni di categoria finalizzato alla redazione di un manuale di contabilità regolatoria che contenga specifiche tecniche di dettaglio per la redazione dei conti annuali separati ai sensi del TIUC;
- sia demandato al manuale di contabilità regolatoria la definizione delle specifiche tecniche utili alla redazione dei conti annuali separati, la coerenza tra la movimentazione delle immobilizzazioni comunicate ai fini della separazione contabile e quella comunicata in sede di raccolta dati ai fini delle determinazioni tariffarie dell'Autorità, la definizione di regole omogenee per la costruzione dei *driver* di ribaltamento delle poste dei servizi comuni e delle funzioni operative condivise e la valorizzazione delle transazioni all'interno del gruppo societario;
- sia demandata alla pubblicazione degli schemi contabili relativi ai futuri conti annuali separati, a cura degli Uffici dell'Autorità, la semplificazione della richiesta di informazioni che siano già oggetto di raccolta tramite altre raccolte dati da parte dell'Autorità.

#### **Delibera 205/2014/R/eel – Sperimentazione tariffaria 2014 per clienti domestici con pompe di calore uso riscaldamento**

Con la delibera 205/2014/R/eel dell'8 maggio 2014 AEEGSI ha avviato una sperimentazione tariffaria su base nazionale rivolta a tutti i clienti domestici residenti provvisti delle pompe di calore elettriche come unica fonte di riscaldamento. Tale sperimentazione, condotta su base nazionale, permette ai clienti aderenti di usufruire della tariffa di rete D1 che, a differenza delle attuali tariffe D2 e D3, permette il superamento della fatturazione dell'energia per scaglioni che, di fatto, limita l'utilizzo di tecnologie energetiche efficienti a causa dell'alto prezzo dell'energia negli scaglioni di consumo più elevati. La richiesta di adesione alla tariffa D1 può essere presentata a partire dal 1° luglio 2014 agli esercenti la maggior tutela (regime obbligatorio) ed ai venditori del mercato libero aderenti alla sperimentazione (regime facoltativo).

**Delibera 266/2014/R/com – Adeguamento, al decreto legislativo 21/2014, del codice di condotta commerciale e di altre disposizioni relative alla tutela dei consumatori**

Il decreto legislativo 21 febbraio 2014 n. 21 ha recepito nell'ordinamento italiano la direttiva 2011/83/UE in materia di diritti dei consumatori, modificando alcune previsioni del Codice del consumo (D. Lgs. 6 settembre 2005, n. 206) relative ai contratti tra professionisti e consumatori negoziati fuori dei locali commerciali, a distanza e diversi da quest'ultimi (ossia negoziati all'interno dei locali commerciali). Le nuove disposizioni si applicano espressamente anche ai contratti per la fornitura di acqua, gas, elettricità o teleriscaldamento, conclusi a partire dal 14 giugno 2014.

Il decreto legislativo in esame introduce nuove prescrizioni riguardanti:

- le informazioni precontrattuali che i professionisti devono fornire ai consumatori prima della conclusione dei contratti; a titolo esemplificativo nei soli contratti negoziati al di fuori dei locali commerciali o a distanza il professionista deve informare il consumatore che, qualora voglia che la fornitura inizi durante il periodo utile per l'esercizio del diritto di ripensamento (14 giorni), ne deve fare esplicita richiesta su supporto durevole;
- i requisiti formali per i contratti negoziati fuori dei locali commerciali e per i contratti a distanza. In particolare, con riferimento ai contratti a distanza, viene introdotta la fase della conferma su un mezzo durevole del contratto concluso a distanza. Per i contratti conclusi via telefono (teleselling) sono richieste, inoltre, la conferma dell'offerta da parte del professionista, e l'accettazione del consumatore il quale è vincolato unicamente solo dopo aver firmato l'offerta o dopo averla accettata per iscritto, ovvero, previo consenso, su un supporto durevole;
- il diritto di ripensamento dei consumatori a seguito della conclusione di un contratto a distanza o di un contratto negoziato fuori dei locali commerciali; tale diritto potrà essere esercitato entro un termine di 14 giorni solari, a fronte dei 10 giorni lavorativi previsti dalla precedente disciplina. Qualora un consumatore eserciti il diritto di ripensamento dopo aver chiesto l'erogazione della fornitura durante il periodo utile per l'esercizio del diritto di ripensamento, lo stesso è tenuto a versare al professionista un importo proporzionale a quanto è stato fornito fino al momento in cui il consumatore ha informato il professionista della volontà di esercitare il diritto di recesso.

Alla luce di quanto premesso, con delibera 266/2014/R/com AEEGSI ha modificato le previsioni del Codice di condotta commerciale (Allegato A alla delibera ARG/com 104/10) riguardanti gli adempimenti di natura precontrattuale e le modalità di esercizio del diritto di ripensamento da parte del solo cliente domestico, adeguandole alle nuove disposizioni del Codice del consumo.

Inoltre, con il medesimo provvedimento, l'Autorità ha apportato nuove e transitorie previsioni, applicabili ai soli clienti finali domestici, in sostituzione di parte delle disposizioni di cui deliberazione 153/2012/R/com (contratti non richiesti) in tema di obblighi per i venditori in caso di contratti stipulati fuori dai locali commerciali o a distanza, ovvero funzionali a garantire tempistiche certe per la presentazione dei reclami ed il regolare svolgimento delle misure di ripristino eventualmente attivabili; per i clienti finali, diversi dai clienti domestici, continueranno a trovare applicazione le precedenti previsioni della delibera 153/2012/R/com.

La nuova formulazione dell'articolo 66-quinquies del Codice del consumo in tema di forniture non richieste prevede l'esonero, da parte del consumatore, dall'obbligo di fornire qualsiasi prestazione corrispettiva. Secondo l'Autorità, tale disposizione non contrasta con la disciplina in tema di forniture non richieste prevista dalla deliberazione 153/2012/R/com, ma si aggiunge ad essa, in quanto le c.d. procedure di ripristino previste da quest'ultima costituiscono strumenti di tutela sovrapponibili a quelli previsti dal Codice del consumo (tutela giudiziaria e tutela dell'Autorità Garante della Concorrenza del Mercato) ai quali il cliente finale resta sempre libero di ricorrere; le misure di ripristino, infatti, hanno la finalità di consentire al cliente finale, su sua iniziativa, di poter ripristinare il rapporto contrattuale ancora in essere con il venditore precedente a quello da lui stesso dichiarato come "non voluto".

**Sentenza Consiglio di Stato per oneri dispacciamento fonti rinnovabili non programmabili**

Il Consiglio di Stato, con sentenza n. 2936 del 9 giugno 2014, ha dichiarato definitivamente non fondati gli appelli promossi dall'AEEGSI avverso le sentenze del TAR Lombardia, nn. 1613/2013, 1614/2013, 1615/2013 e 1830/2013, che annullavano le delibere dell'Autorità nn. 281/2012/R/efr, 343/2012/R/efr, e 493/2012/R/efr, limitatamente ai criteri di calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento attribuiti ai produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili non programmabili.

Il Consiglio di Stato, confermando le sentenze pronunciate dal TAR, ha ritenuto che le citate delibere dell'Autorità violassero il principio di non discriminazione.

In particolare, il Consiglio di Stato ha affermato che *"le fonti di produzione di energia elettrica non programmabili sono caratterizzate dal fatto che, pur non essendo oggettivamente impossibile la previsione di energia prodotta ed immessa in rete, tale previsione, in ragione della tipologia della fonte e delle variabili che ne condizionano l'operatività, non può raggiungere lo stesso livello di precisione delle fonti programmabili"*; pertanto l'imposizione dei costi di sbilanciamento deve tenere conto della peculiarità di tali fonte. La previsione di apposite franchigie non è ritenuta idonea ad assolvere tale onere, atteso che le franchigie non sono differenziate in ragione della tipologia di fonte. Il Consiglio di Stato ha invitato, quindi, l'Autorità ad individuare la modalità di ripartizione dei costi di sbilanciamento, introducendo *"meccanismi calibrati sulla specificità della fonte"* che tengano conto delle *"conseguenti difficoltà di effettuare una previsione di immissione in rete che raggiunga il medesimo grado di affidabilità che devono garantire le unità di produzione di energia programmabile"*.

In aggiunta il Consiglio di Stato ha evidenziato anche la non legittimità del regime previgente in cui, invece, i costi di sbilanciamento causati dalle richiamate unità di produzione, essendo socializzati, realizzavano *"una discriminazione tra operatori a vantaggio, non giustificabile in maniera così netta, di quelli che producono energia programmabile"*.

## Andamento delle Aree di attività

### Risultati economici per area di attività

La rappresentazione dei risultati per area è fatta in base all'approccio utilizzato dal *management* per monitorare le *performance* del Gruppo nei periodi posti a confronto nonché nel rispetto del principio contabile IFRS 8. Si evidenzia che i risultati dell'area "Altro" accolgono quelli derivanti dalle attività corporate di ACEA oltre che le elisioni di tutti i rapporti intersettoriali.

30 giugno 2014	Ambiente	Energia					Idrico				
Milioni di euro		Generazione	Vendita	Energy Management	Elisioni intra area	Totale Area	Idrico Italia	Estero	Ingegneria	Elisioni intra area	Totale Area
Ricavi	65	32	1.021	0	(18)	1.035	312	5	15	(14)	318
Costi	37	13	995	0	(18)	990	180	3	11	(14)	180
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>28</b>	<b>19</b>	<b>27</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>46</b>	<b>132</b>	<b>1</b>	<b>4</b>	<b>0</b>	<b>138</b>
Ammortamenti e perdite di valore	13	9	31	0	0	40	34	0	0	0	35
<b>Risultato operativo</b>	<b>15</b>	<b>10</b>	<b>(5)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5</b>	<b>98</b>	<b>1</b>	<b>4</b>	<b>0</b>	<b>104</b>
Investimenti	5	4	2	0	0	7	67	1	0	0	68

30 giugno 2014	Reti					Altro		Totale consolidato
Milioni di euro	Distribuzione	Illuminazione pubblica	Fotovoltaico	Elisioni intra area	Totale Area	Corporate	Elisioni di consolidato	
Ricavi	253	34	3	(2)	287	59	(244)	1.520
Costi	138	31	1	(2)	168	59	(244)	1.189
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>115</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>119</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>331</b>
Ammortamenti e perdite di valore	42	0	0	0	43	12	0	143
<b>Risultato operativo</b>	<b>72</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>77</b>	<b>(12)</b>	<b>0</b>	<b>188</b>
Investimenti	59	0	0	0	59	4	0	142

30 giugno 2013 restated	Ambiente	Energia					Idrico				
Milioni di euro		Generazione	Vendita	Energy Management	Elisioni intra area	Totale Area	Idrico Italia	Estero	Ingegneria	Elisioni intra area	Totale Area
Ricavi	58	33	1.153	443	(404)	1.225	305	6	13	(11)	314
Costi	34	13	1.129	442	(404)	1.180	173	4	8	(11)	174
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>24</b>	<b>20</b>	<b>24</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>45</b>	<b>133</b>	<b>2</b>	<b>5</b>	<b>0</b>	<b>140</b>
Ammortamenti e perdite di valore	13	5	34	1	0	40	40	0	0	0	41
<b>Risultato operativo</b>	<b>11</b>	<b>15</b>	<b>(11)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4</b>	<b>92</b>	<b>2</b>	<b>5</b>	<b>0</b>	<b>99</b>
Investimenti	5	3	2	0	0	5	68	0	0	0	69

30 giugno 2013 restated	Reti					Altro		Totale consolidato
Milioni di euro	Distribuzione	Illuminazione pubblica	Fotovoltaico	Elisioni intra area	Totale Area	Corporate	Elisioni di consolidato	
Ricavi	220	38	4	(1)	261	56	(250)	1.664
Costi	107	33	1	(1)	141	53	(250)	1.333
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>113</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>120</b>	<b>3</b>	<b>0</b>	<b>331</b>
Ammortamenti e perdite di valore	43	0	0	0	44	12	(1)	149
<b>Risultato operativo</b>	<b>70</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>76</b>	<b>(9)</b>	<b>1</b>	<b>182</b>
Investimenti	52	0	0	0	52	4	0	135

Si informa che, a partire dal 1° gennaio 2014, la Società Ecogena è stata allocata sotto la responsabilità dell'Area Energia - Generazione mentre fino al 31 dicembre 2013 la Società faceva capo all'Area Reti. Si precisa che la società Ecogena è consolidata, a partire dal 2014, sulla base del metodo integrale per effetto delle modifiche intervenute negli assetti societari.

Tra i ricavi delle tabelle sopra riportate è incluso il risultato sintetico delle partecipazioni (di natura non finanziaria) consolidate con il metodo del patrimonio netto.

## Area Industriale Ambiente

### Dati operativi e risultati economici e patrimoniali del periodo

Dati operativi	U.M.	30.06.2014	30.06.2013	2014-2013	%
Conferimenti a WTE	kTon	170	150	20	13,2%
Conferimenti a impianto produzione CDR	kTon	0	20	(20)	(100,0%)
Energia Elettrica ceduta	GWh	121	118	3	2,5%
Rifiuti Ingresso impianti Orvieto	kTon	49	61	(12)	(19,2%)
Rifiuti Recuperati/Smaltiti	kTon	180	158	22	14,1%

Risultati economici e patrimoniali (€ milioni)	30.06.2014	30.06.2013 <i>restated</i>	2014-2013	%
Ricavi	65	58	7	12,1%
Costi	37	34	3	8,8%
Margine operativo lordo	28	24	4	17,8%
Risultato operativo	15	11	4	36,4%
Dipendenti medi (n.)	217	197	20	10,2%
Investimenti	5	5	0	0,0%

Risultati patrimoniali (€ milioni)	30.06.2014	31.12.2013 <i>restated</i>	Variazioni assolute	%	30.06.2013 <i>restated</i>	Variazioni assolute	%
Indebitamento finanziario netto	179	185	(6)	(3,2%)	194	(15)	(7,7%)

L'Area chiude questo primo semestre 2014 con un livello di EBITDA pari a € 27,8 milioni, in crescita rispetto al medesimo periodo del 2013 per complessivi € 4,2 milioni principalmente per effetto dei migliori risultati registrati in ARIA (+ € 2,8 milioni) con particolare riferimento all'impianto di Terni in conseguenza della maggiore operatività *post revamping* dell'impianto e dal Gruppo Aquaser (+ € 0,7 milioni) per le maggiori quantità in agricoltura e compostaggio.

L'organico medio al 30 giugno 2014 si attesta a 217 unità e risulta in aumento di 10 unità rispetto al medesimo periodo del precedente esercizio. L'aumento è riferibile principalmente ad ARIA ed ISA complessivamente per 8 unità.

Gli investimenti dell'Area si attestano a € 4,6 milioni e risultano essere sostanzialmente in linea con quelli del medesimo periodo dell'esercizio precedente.

L'indebitamento finanziario dell'Area si attesta a € 178,9 milioni e migliora di € 5,7 milioni rispetto alla fine dell'esercizio 2013 (ammontava € 184,6 milioni). La variazione è essenzialmente attribuibile al Gruppo Aquaser (- € 10,7 milioni), per effetto dei maggiori incassi. Di contro si segnala un peggioramento dell'indebitamento generatosi a seguito dei pagamenti ai fornitori che hanno realizzato le nuove linee di Terni e San Vittore.

### Andamento della gestione

#### ARIA

L'attività svolta da ARIA è caratterizzata dalla gestione diretta degli asset confluiti dalle società controllate Terni En.A., E.A.L.L., Enercombustibili ed Ergo En.A., incorporate nell'esercizio 2011. Sono inoltre svolte le attività di coordinamento e prestazione di servizi in favore della controllata,

SAO ed Ecoenergie messa in liquidazione nel corso del 2012. Infine con assemblea del 16 ottobre 2013 è stata deliberata la messa in liquidazione della società partecipata al 33% Arkesia.

La Società intrattiene rapporti di commercializzazione di energia elettrica con Acea Energia che svolge attività di operatore di mercato alla quale cede i volumi di energia in eccedenza prodotta dalle due nuove linee dell'impianto di San Vittore del Lazio rispetto a quella ritirata dal GSE in regime di CIP 6/92.

#### **Impianto di termovalorizzazione di Terni (UL1)**

L'impianto di termovalorizzazione di Terni è destinato alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ed, in particolare, in quello della termovalorizzazione di *pulper* di cartiera.

Il primo semestre registra un deciso miglioramento del numero di ore di funzionamento pur in presenza del perdurare delle disfunzioni del gruppo turboalternatore che condizionarono l'esercizio dell'impianto per tutto il 2013. Sono tuttora in corso le verifiche tecniche per la definitiva risoluzione dei disservizi tecnici ancora presenti.

Con riferimento alle verifiche avviate da GSE, per il tramite di RSE a partire dallo scorso mese dicembre, si evidenzia che l'analisi tecnica del piano di caratterizzazione redatto dalla società ed il controllo delle modalità di determinazione della frazione biodegradabile del rifiuto soggetta ad incentivazione sono state concluse attraverso la condivisione dei risultati afferenti l'intero esercizio 2013. Si precisa ulteriormente che la Società provvederà ad aggiornare il piano di caratterizzazione secondo le indicazioni ricevute da RSE S.p.A. per poi sottoporlo alla definitiva approvazione di GSE S.p.A. Si segnala infine che nel corso del mese di giugno 2014, la Società ha presentato una nuova istanza di autorizzazione finalizzata ad ottenere un ampliamento delle categorie dei rifiuti (codici C.E.R.) non pericolosi da avviare a recupero energetico presso l'impianto di termovalorizzazione di Terni. L'iniziativa non prevede modifiche impiantistiche e mantiene invariato il quantitativo annuo di rifiuto trattato, ma consentirà di intercettare nuove tipologie di rifiuti non pericolosi potenzialmente conferibili da produttori presenti nel territorio della Regione Umbria ed in aree limitrofe, nel rispetto del principio cardine della normativa comunitaria sui rifiuti della "prossimità" delle operazioni di recupero/smaltimento, rispetto ai luoghi di produzione.

Sempre con riferimento all'impianto di Terni si evidenzia che sono stati ritualmente perfezionati i contratti di conferimento del rifiuto *pulper* che hanno garantito il fabbisogno del combustibile dell'impianto nel periodo di riferimento e che hanno consentito di sviluppare una pianificazione uniforme dei conferimenti per il 2014, in linea con le previsioni.

#### **Impianto di produzione CDR di Paliano (UL2)**

L'impianto di produzione CDR di Paliano è in possesso di un'autorizzazione unica per la produzione di CDR con scadenza 30 giugno 2018.

Come noto, nel mese di giugno 2013 tale impianto è stato interessato da un vasto incendio che ha distrutto una parte dell'impianto, con successivo sequestro da parte dell'Autorità Giudiziaria ai fini probatori. Le verifiche tecniche ai fini probatori disposte dalla Procura della Repubblica di Frosinone, sono terminate con il sopralluogo del 28 novembre 2013 e nel mese di febbraio 2014 è stata sancita la natura dolosa dell'evento da parte di terzi ignoti.

In relazione a quanto sopra, ferme restando le ulteriori necessità d'indagine da parte della Procura precedente, la società ha provveduto ad avviare le verifiche preliminari per l'esecuzione degli interventi di rimozione dei materiali scaturiti dall'incendio e di ripristino dello stato dei luoghi, finalizzato ad avviare un piano d'interventi di completa sostituzione e ricostruzione dell'impianto di produzione CDR. La società, pertanto, ha conferito incarico ad una primaria società del settore che ha eseguito i sopralluoghi tecnici di rito e predisposto il piano di caratterizzazione e messa in sicurezza delle aree, il piano di gestione dei rifiuti e il piano di demolizioni che sono stati presentati alla Provincia di Frosinone per la relativa approvazione. Tutta la procedura sarà eseguita di concerto con gli Enti e le Autorità competenti, nonché con i tecnici incaricati dalle società di assicurazione già attive in relazione ai diversi rischi connessi e scaturiti dall'evento.



Ad oggi non è ancora possibile stimare l'entità dei danni all'impiantistica ed alle strutture immobiliari, potendo in ogni caso affermare che non sarà possibile ripristinare la produzione di CDR nel 2014. Essendo stata accertata la responsabilità dolosa da parte di terzi il rimborso assicurativo sarà calcolato sulla base del valore di ricostruzione a nuovo che, sulla base del dettato contrattuale, sarà decurtato del 20%. Si segnala infine che in accoglimento alle istanze rappresentate dalla società è stato accordato un anticipo da parte dell'assicurazione di € 1,3 milioni come indennizzo per i danni subiti.

### **Impianto di termovalorizzazione di San Vittore del Lazio (UL3)**

L'impianto di termovalorizzazione di San Vittore del Lazio è destinato alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ed in particolare da CDR. Nel corso del periodo di riferimento le linee 2 e 3 dell'impianto hanno garantito un esercizio regolare, sia in termini di energia elettrica prodotta che in termini di CDR avviato a recupero energetico.

Con riferimento all'iter istruttorio relativo al rinnovo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale si è svolta, nel mese di giugno 2014, la Conferenza dei Servizi decisoria. Anche in tale seduta sono ulteriormente intervenute alcune richieste di chiarimento sulla documentazione presentata dalla Società che ha provveduto prontamente a riscontrare quanto richiesto. La società resta in attesa della conclusione e della definizione del procedimento istruttorio che, ai sensi di quanto previsto dal D. Lgs. 46/2014, doveva comunque concludersi entro e non oltre il 30 giugno 2014.

In data 3 luglio 2014, la Regione Lazio comunicava la conclusione della fase istruttorio e la possibilità per la società di proseguire l'esercizio dell'impianto nel rispetto della precedente Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata con Decreto Commissariale n. 72 del 25/07/2007 e s.m.i., e nelle more del perfezionamento dei provvedimenti da parte del medesimo Ente.

Con comunicazione di GSE S.p.A. del 27 gennaio 2014 è stato comunicato l'esito positivo dell'attività di verifica e sopralluogo condotta sulla "Linea 2 e 3" dell'impianto di San Vittore del Lazio, avviata nel mese di marzo 2013.

Il giudizio esprime la sussistenza dei presupposti per il riconoscimento dei benefici previsti dal provvedimento CIP6/92 ed anticipa la prossima emissione di un separato provvedimento in merito all'esito delle attività di controllo inerenti gli aspetti di qualifica IAFR.

Con riferimento alla linea 1 si evidenzia che la stessa è già stata smantellata e che il relativo intervento di ricostruzione è già stato approvato. La progettazione definitiva degli interventi in discussione è già stata affidata e sono attualmente in corso le procedure di selezione per l'affidamento degli interventi di *revamping*.

### **SAO**

È proprietaria della discarica localizzata nel territorio del Comune di Orvieto, opera nell'ambito della gestione dei rifiuti urbani e speciali.

Nel corso del periodo SAO ha collaborato con l'ATI4 dell'Umbria nel procedimento di revisione e aggiornamento del Piano Economico Finanziario (PEF) relativo alla gestione del Polo Impiantistico di Orvieto. Tale Piano è stato approvato dall'ATI4 con delibere n. 2 e n. 3 del 21.01.2014; tali delibere contengono anche le nuove tariffe e le diverse componenti di conferimento rifiuti vigenti dal 1° gennaio 2014.

Nel mese di marzo 2014 la società ha comunicato agli Enti locali competenti che, in conformità alle autorizzazioni rilasciate, ha provveduto ad esperire la procedura di evidenza pubblica nonché il conseguente affidamento dei lavori di *revamping* dell'impianto di trattamento rifiuti di Orvieto e che, conseguentemente, nel rispetto della pianificazione d'ambito e delle autorizzazioni sopra citate, il conferimento dei rifiuti presso il medesimo impianto avrebbero avuto termine, come in effetti si è verificato, il 30 aprile 2014. La società ha inoltre comunicato che, a decorrere dal 1° maggio 2014 i rifiuti solidi urbani indifferenziati sarebbero stati sottoposti al trattamento alternativo e successivo abbancamento in discarica autorizzato dalla Provincia di Terni. In data 6 giugno 2014 la Provincia di Terni ha autorizzato il trattamento alternativo e successivo abbancamento in

discarica fino all'accertata indisponibilità di impiantistica dedicata nel territorio dell'ATI4 dell'Umbria.

In data 19 giugno 2014, la società ha comunicato agli Enti competenti che in data 23 giugno 2014 avrebbero avuto inizio le attività di cantiere per la realizzazione del *capping* frontale per il riambientamento del gradone n° 8 della discarica di Orvieto: in sede di riunione indetta dalla Provincia di Terni, gli Enti competenti hanno richiesto ad ASM e GreenASM di verificare la possibilità di effettuare il trattamento sopra citato. Ad oggi si è in attesa dell'esito di tale verifica.

## **Gruppo AQUASER**

### **Aquaser**

Opera nel settore dei servizi complementari del ciclo integrato delle acque, svolgendo un'attività di recupero e smaltimento fanghi di depurazione biologica e rifiuti derivanti dalla depurazione delle acque, di trattamento di reflui e rifiuti liquidi, e la prestazione di servizi ad essi connessi.

Svolge attualmente il servizio di trasporto e recupero dei fanghi di depurazione per la maggior parte delle società idriche del Gruppo ACEA.

Le attività di recupero vengono svolte mediante il conferimento ad impianti di compostaggio, prevalentemente di terzi e lo spandimento di fanghi in agricoltura su autorizzazioni anche esse prevalentemente di terzi.

Nel corso del periodo ha proseguito le sue attività di consolidamento della propria posizione di mercato sia in termini di fatturato che di redditività della gestione.

### **KYKLOS**

Opera nel settore del trattamento dei rifiuti con produzione e commercializzazione di ammendante compostato misto; in particolare svolge la propria attività in località Nettuno Ferriere ad Aprilia in forza dell'Autorizzazione Unica per impianti di trattamento e di recupero di rifiuti speciali non pericolosi rilasciata dalla Provincia di Latina con una potenzialità massima di 66.000 ton/annuo.

In data 8 giugno 2010 è stato avviato l'iter autorizzativo per l'adeguamento dell'attuale impianto e l'ampliamento della potenzialità fino a 120.000 ton/annuo mediante la realizzazione di una sezione di digestione anaerobica con recupero di energia elettrica e termica.

Si segnala che la Provincia di Latina, in data 28 marzo 2013, ha rilasciato autorizzazione unica per variante sostanziale dell'impianto di trattamento e recupero di rifiuti e per la produzione di energia. L'intervento autorizzato, che determina una potenzialità di trattamento pari a 120.000 t/a di rifiuti compostabili garantisce il soddisfacimento dell'esigenza di recuperare i rifiuti organici, soprattutto nel presente periodo di emergenza rifiuti a livello regionale, evitandone la collocazione in discarica, permettendo altresì di migliorare la posizione di primo player di Kyklos nel territorio di riferimento.

In conseguenza del ricorso proposto dal Comune di Nettuno per l'annullamento, previa sospensione dell'efficacia, della suddetta autorizzazione nonché del ricorso proposto da Kyklos per l'annullamento di alcune parti della medesima autorizzazione, il 25 febbraio 2014 è stata presentata dalla Società richiesta di sospensione del termine di avvio dei lavori (fissato entro i dodici mesi dal rilascio) fino alla pubblicazione da parte del TAR Latina delle sentenze di merito che definiscono le controversie sopra descritte. La richiesta è stata accolta dalla Provincia di Latina nel mese di aprile 2014.

### **SOLEMME**

Opera nel settore del recupero dei rifiuti, mediante compostaggio di rifiuti organici, in particolare fanghi prodotti dalla depurazione dei reflui civili e produzione di ammendante compostato misto. L'impianto di compostaggio è inserito nel Piano rifiuti della Provincia di Grosseto.

Il mercato di riferimento di Solemme è rappresentato dai fanghi di depurazione civile prodotti nella Regione Toscana, ed in particolare nell'ambito ATO6 Ombrone, relativo alla Provincia di Grosseto e Siena e dal trattamento dei rifiuti della raccolta differenziata.

L'attuale potenzialità dell'impianto non è sufficiente a garantire il recupero delle quantità attualmente prodotte di cui, si prevede un aumento in funzione dell'incremento delle attività di depurazione dei reflui civili.

Le difficoltà incontrate nel percorso per la realizzazione della soluzione integrata per la valorizzazione energetica dei fanghi ha determinato la decisione di attivare l'iter autorizzativo per l'adeguamento dell'impianto esistente.

L'impianto di compostaggio è da lungo tempo al centro di un serrato dibattito, per il suo ampliamento e tipologia industriale, con il Comune di Monterotondo Marittimo.

Infatti il Comune ha proposto ricorso al TAR contro le autorizzazioni rilasciate dalla Provincia di Grosseto sulla proposta del nuovo impianto di digestione anaerobica e compostaggio presentata da Solemme con capacità di 70.000 T/a.

Tale autorizzazione prevede l'ampliamento dell'impianto solo successivamente all'approvazione da parte del Comune di Monterotondo Marittimo del piano attuativo presentato dalla società in merito al quale l'Amministrazione Comunale si è espressa con diniego all'adozione con delibera consiliare del 26 Marzo 2013. Nel mese di febbraio 2014 sono stati tenuti incontri tra le parti volti a chiarire tutti gli aspetti di tipo tecnico al fine di addivenire ad una soluzione che consenta di ottenere le autorizzazioni ancora mancanti.

In data 11 aprile 2014 la Provincia di Grosseto ha prorogato l'autorizzazione all'esercizio dell'impianto attuale fino al 14 aprile 2015. Si segnala infine che nel corso del mese di giugno si è svolto un incontro con la nuova amministrazione per il superamento del contenzioso in essere e l'approvazione del piano attuativo propedeutico alla realizzazione del nuovo impianto.

### **ISA**

Opera nel settore della logistica e dei trasporti ed è stata ritenuta strategica per gli obiettivi di consolidamento di mercato. Con tale acquisizione si è voluta rafforzare l'organizzazione per svolgere in maniera più autonoma i servizi, non solo quelli di trasporto ma anche quelli relativi ad altre attività connesse e complementari quali lo spandimento fanghi in agricoltura, la manutenzione dei letti di essiccamento e servizi di auto spurgo, che hanno, di fatto, determinato una crescita significativa delle attività svolte. In particolare è stato sviluppato il settore della disidratazione dei fanghi e del trasporto di rifiuti liquidi.

Si segnala che attualmente la Società dispone di un proprio parco mezzi per lo svolgimento delle attività di autotrasporto.

### **SAMACE**

In data 5 luglio 2013 la Società è stata interamente acquistata da Aquaser.

Opera nel settore del recupero dei rifiuti con produzione e commercializzazione di ammendante compostato misto. La Società svolge la propria attività a Sabaudia in forza dell'Autorizzazione Unica per impianti di trattamento e di recupero di rifiuti speciali non pericolosi rilasciata dalla Provincia di Latina.

## Area Industriale Energia

### Dati operativi e risultati economici e patrimoniali del periodo

Dati operativi	U.M.	30.06.2014	30.06.2013	2014-2013	%
Energia Prodotta	GWh	293	278	15	5,3%
Energia Elettrica venduta Libero	GWh	3.965	4.727	(762)	(16,1%)
Energia Elettrica venduta Tutela	GWh	1.568	1.689	(121)	(7,2%)
Energia Elettrica Nr. Clienti Libero (P.O.D.)	N/000	286	309	(22)	(7,3%)
Energia Elettrica Nr. Clienti Tutela (P.O.D.)	N/000	1.040	1.074	(34)	(3,2%)
Gas Venduto	Msm <sup>3</sup>	66	63	3	4,8%
Gas Nr. Clienti Libero	N/000	123	101	22	21,7%

Risultati economici e patrimoniali (€ milioni)	30.06.2014	30.06.2013 restated	2014-2013	%
Ricavi	1.035	1.225	(190)	(15,5%)
Costi	990	1.180	(191)	(16,2%)
Margine operativo lordo	46	45	1	2,2%
Risultato operativo	5	4	1	25,0%
Dipendenti medi (n.)	533	546	(13)	(2,3%)
Investimenti	7	5	2	25,1%

Risultati patrimoniali (€ milioni)	30.06.2014	31.12.2013 restated	Variazioni assolute	%	30.06.2013 restated	Variazioni assolute	%
Indebitamento finanziario netto	403	303	100	33,0%	319	84	26,3%

L'Area chiude il primo semestre con un livello di EBITDA pari a € 45,7 milioni, in crescita, rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente, di € 1,1 milioni.

La variazione positiva è riscontrata nel settore delle Vendite che chiude il primo semestre con un valore di EBITDA pari a € 26,6 milioni, contro € 24,1 milioni del primo semestre 2013; la variazione registrata discende dal miglior margine energia conseguito (+ € 2,5 milioni), associato ad un efficientamento dei costi per servizi (- € 1,5 milioni) sostenuti da Acea Energia.

La variazione negativa è riscontrata nel settore della Produzione che chiude il primo semestre con un valore di EBITDA pari a € 19,1 milioni, contro € 20,5 milioni del medesimo periodo dell'esercizio 2013; la variazione è quasi interamente da ricondurre ad una diminuzione del margine energia (-€ 2,1 milioni) per effetto della riduzione dei prezzi solo parzialmente compensato da una diminuzione dei costi per servizi (- € 1,0 milioni).

Con riferimento all'organico la consistenza media al 30 giugno 2014 si è attestata a 533 unità inferiore di 13 unità rispetto al medesimo periodo del precedente esercizio.

Gli investimenti dell'Area si attestano a € 7 milioni (di cui € 2,5 milioni sostenuti da Ecogena) ed aumentano di € 1,3 milioni.

L'indebitamento finanziario netto del periodo si attesta a € 403,0 milioni ed aumenta, rispetto alla fine del 2013, di € 100,4 milioni. La variazione in aumento è principalmente attribuibile **(i)** al settore della vendita (€ 96,5 milioni) essenzialmente per effetto dell'aumento del capitale circolante netto che ha determinato un maggiore fabbisogno finanziario dando luogo ad un peggioramento della posizione finanziaria netta e **(ii)** al settore della produzione (- € 3,8 milioni) prevalentemente in conseguenza del debito riferito ad Ecogena per € 6,6 milioni che nel primo semestre 2013 era

consolidata con il metodo del patrimonio netto solo parzialmente mitigato dai maggiori incassi registrati da Acea Produzione.

## **Andamento della gestione**

### **Energy Management**

A partire dal 1° gennaio 2014, in conseguenza della fusione per incorporazione di Acea Energia Holding in **Acea Energia**, quest'ultima svolge anche le attività di "Energy Management", risultando le stesse necessarie per il funzionamento delle operazioni del Gruppo, con particolare riguardo alle attività di vendita e di produzione

Acea Energia svolge anche la funzione di interfaccia con il Gestore dei Mercati Energetici (GME) e con TERNA; verso quest'ultimo soggetto istituzionale la Società è Utente del dispacciamento in immissione per conto di Acea Produzione e di altre società del Gruppo ACEA. Essa ha svolto nel periodo le seguenti principali attività:

- l'ottimizzazione e la nomina dell'energia elettrica prodotta dagli impianti termoelettrici di Tor di Valle e Montemartini e dall'impianto idroelettrico di S. Angelo,
- la negoziazione dei contratti per l'approvvigionamento di combustibili per gli impianti di generazione,
- l'approvvigionamento di gas naturale ed energia elettrica per la società di vendita ai clienti finali,
- la commercializzazione di titoli ambientali (certificati verdi, diritti di emissione e certificati di produzione da fonte rinnovabile) per Acea Energia ed Acea Produzione,
- l'ottimizzazione del portafoglio degli approvvigionamenti di energia elettrica nonché la gestione del profilo di rischio delle società dell'Area Energia.

Nel primo semestre 2014 Acea Energia ha effettuato acquisti di energia elettrica dal mercato per complessivi 5.067 Gwh, di cui 3.732 Gwh tramite contratti bilaterali e 1.335 Gwh tramite Borsa, e ha rivenduto al mercato 447 Gwh, di cui 303 Gwh tramite contratti bilaterali e 143 Gwh tramite Borsa.

### **Produzione di energia elettrica**

Il sistema di produzione di **Acea Produzione** è costituito da un insieme di impianti di generazione, con una potenza installata complessiva di 344,8 MW, composto da cinque centrali idroelettriche (tre delle quali situate nel Lazio, una in Umbria e una in Abruzzo), due impianti c.d. "mini idro", Cecchina e Madonna del Rosario, due centrali termoelettriche, Montemartini e Tor di Valle (quest'ultima provvista di un modulo a ciclo combinato dotata di spillamento sulla turbina a vapore e di un modulo turbogas a ciclo aperto che fornisce in cogenerazione il servizio di teleriscaldamento ai quartieri di Torrino Sud, Mostacciano e Torrino-Mezzocammino nel Comune di Roma).

Nel primo semestre 2014 la Società ha realizzato, tramite gli impianti direttamente posseduti, un volume di produzione pari a 293,0 GWh di cui **(i)** da impianti idroelettrici per 285,0 GWh, **(ii)** da impianti c.d. mini idro per 1,0 GWh e **(iii)** da produzione termoelettrica per 7,0 GWh.

Per quanto riguarda l'attività di teleriscaldamento Acea Produzione, attraverso il modulo di cogenerazione della centrale Tor di Valle, ha fornito calore nelle aree Torrino Sud e Mostacciano (ubicati nella zona sud di Roma) per complessivi 51,8 GWh, per un totale di 2.623 utenze servite.

Il **comparto idroelettrico** ha registrato una produzione pari a 286 GWh beneficiando del contributo, in linea con la media storica decennale attesa (+2,4%), da parte della Centrale di Salisano ad acqua fluente potabile. La produzione degli impianti fluenti di Castel Madama, Mandela ed Orte è stata, invece, significativamente maggiore (+ 22,1%) di quella media decennale attesa per effetto di un aumentato livello degli apporti idrici per le centrali del bacino del Tevere (fiumi Aniene e Nera).

Incrementata, rispetto alle medie decennali attese, anche la produzione della centrale S. Angelo (+22,1%) con 122,0 GWh. Gli apporti medi semestrali del fiume Aventino (8.3 mc/s) e Sangro (18.6 mc/s), sono risultati rispettivamente +45% e +22% rispetto alla media dei tre anni precedenti 2011/2013. L'andamento climatico si è confermato particolarmente piovoso con apporti idraulici significativi sia nel periodo invernale che in quello primaverile, ha consentito una produzione alla potenza media di 28.1 MW e il raggiungimento della quota prossima allo sfioro dei livelli delle dighe di Bomba e Casoli.

La produzione termoelettrica della società è risultata pari a 7,0 GWh al 30 giugno 2014. Si conferma il trend negativo della produzione per il ciclo combinato della centrale Tor di Valle per il quale sono state avviate, nel corso del 2013, le attività di progettazione e ingegneria relative ai lavori di ammodernamento.

Il 2014 rappresenta il settimo anno di esercizio della Centrale Montemartini quale Unità Essenziale per la Sicurezza del Sistema Elettrico, ai sensi della Deliberazione AEEG n. 111/06, nell'ambito del Piano di Sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale - Piano di Emergenza della Città di Roma.

### **Vendita di energia elettrica e gas**

Per quanto concerne il mercato della vendita, nel periodo è proseguita la rifocalizzazione della strategia di vendita di **Acea Energia** attraverso una più capillare ed attenta selezione dei clienti perseguendo una duplice direttiva. La prima tende a privilegiare la contrattualizzazione del cliente di piccole dimensioni (residenziali e *microbusiness*) e la seconda consiste nel mantenere le *joint venture* attualmente in essere se fortemente radicate sul territorio e se garantiscono adeguata profittabilità.

In quest'ottica è proseguita nel periodo la gestione delle partecipazioni **Umbria Energy** e **Elga Sud** operanti rispettivamente in Umbria e Puglia.

Prosegue la liquidazione di **Voghera Energia Vendite** la *joint venture* tra ASM Voghera e Acea Energia. Si informa che l'Agenzia delle Dogane ha proceduto all'annullamento in autotutela, per gli anni 2009, 2010, 2011 e 2012, dell'avviso di pagamento ed irrogazione sanzioni di circa € 10 milioni oltre sanzioni notificati nel mese di febbraio 2014 (per complessivi € 25 milioni); per l'anno 2008 la società ha pagato l'importo di € 124 mila a titolo di imposta, sanzione e interessi.

Con riferimento alle tariffe applicate al servizio di maggior tutela:

- in materia di tariffe di distribuzione sono stati applicati ai clienti finali del mercato di Maggior Tutela le tariffe obbligatorie di distribuzione aggiornate trimestralmente secondo quanto previsto dall'Autorità dall'allegato A del TIT e valevoli per tutto l'anno 2014,
- per quanto attiene ai contributi di allacciamento e in quota fissa sono stati utilizzati i parametri definiti dall'Autorità con la deliberazione n. 348/2007 allegato B (TIC) e valevoli per tutto l'anno 2014.

Nel corso del periodo la vendita di energia elettrica sul mercato della Maggior Tutela è stata pari a 1.568 GWh con una riduzione rispetto al 30 giugno 2013 del 7,2%. Il numero dei punti di prelievo è pari a 1.040.065 unità (erano 1.074.389 al 30 giugno 2013): la riduzione è connessa alla forte competizione sul mercato romano da parte dei principali *competitor* alla quale la società fa fronte attraverso una costante attività commerciale per il mantenimento della propria clientela.

La vendita di energia elettrica sul Mercato Libero si è attestata a 3.699 GWh per Acea Energia e 266 GWh per le *Joint Venture* di vendita, per un totale di 3.965 GWh con un decremento rispetto al 30 giugno 2013 di circa il 16%.

Inoltre Acea Energia ha venduto 66,4 milioni di standard metri cubi (smc) di gas a clienti finali e grossisti. Il numero di clienti è pari a 123.420 unità.

In merito al procedimento sanzionatorio avviato in data 8 novembre 2012 nei confronti di Acea Energia con delibera 462/2012/S/eel, in esito al contraddittorio avvenuto nel corso del 2013 con la Società, l'AEEGSI con delibera 540/2013/S/eel del 28 novembre 2013 ha dichiarato l'ammissibilità della proposta di impegni presentata in data 25 ottobre 2013 e ne ha disposto la pubblicazione. In data 19 febbraio 2014, l'AEEGSI ha pubblicato le osservazioni, presentate fuori termine, da Federconsumatori, alle quali Acea Energia ha risposto nel mese di marzo 2014 ribadendo la propria posizione già contenuta negli impegni pubblicati.

Con delibera 174/2014/S/eel dello scorso 17 aprile, AEEGSI ha approvato e reso obbligatori gli impegni proposti da Acea Energia, chiudendo così il procedimento avviato nei suoi confronti con la delibera 462/2012/S/eel. In sintesi:

- l'impegno relativo all'eliminazione delle cd. "code di fatturazione", ovvero la rinuncia a fatturare, per i clienti non trattati orari della maggior tutela, i consumi stimati dal venditore riferiti al periodo compreso fra la data di rilevazione del dato di misura (effettivo del distributore o dato più recente tra stima del distributore e autolettura del cliente) e la data di emissione della bolletta al cliente finale, dovrà essere attuato a partire dal primo ciclo di fatturazione bimestrale successivo alla data di comunicazione degli impegni da AEEGSI ad Acea Energia;
- l'impegno relativo al pagamento di un indennizzo a favore della clientela del servizio di maggior tutela interessata da fatturazione bloccata al 31 dicembre 2012, modulato in base alla durata del disservizio, dovrà essere attuato non oltre il secondo ciclo di fatturazione bimestrale successivo alla data di comunicazione degli impegni da AEEGSI ad Acea Energia;
- Acea Energia dovrà dare adeguata comunicazione ai clienti finali degli impegni che eseguirà;
- Acea Energia dovrà trasmettere all'Autorità, entro 240 giorni dalla notifica degli impegni, la prova documentale della completa attuazione degli stessi nonché la comunicazione dei costi sostenuti per l'implementazione degli impegni, dandone evidenza contabile nella nota di commento ai conti annuali separati (*unbundling* contabile);
- se Acea Energia contravviene agli impegni assunti, AEEGSI potrà riavviare il procedimento sanzionatorio ed irrogare una sanzione amministrativa pecuniaria fino al doppio di quella che sarebbe stata irrogata in assenza degli impegni.

### **Cogenerazione**

La gestione operativa, anche nel corso del periodo, è stata concentrata su due principali aree: il monitoraggio tecnico-economico degli impianti in esercizio ed i nuovi progetti in corso di realizzazione.

Ecogena ha proseguito le attività di costruzione della nuova centrale di trigenerazione a servizio del complesso immobiliare "Europarco" a Roma in zona EUR; proseguono anche i lavori di costruzione della centrale di trigenerazione che garantirà i servizi energetici per il nuovo parco a tema "Cinecittà World" presso Castel Romano. Nel periodo, è inoltre da rilevare, che la società ha provveduto a formulare nuove proposte commerciali per la fornitura di servizi energetici di cogenerazione a grandi gruppi industriali di servizi siti in Roma. Prosegue infine la realizzazione delle opere edili presso le aree dedicate alla costruzione del nuovo centro commerciale "Laurentino", a Roma in zona Laurentina/Tor Pagnotta. Si segnala infine che è in corso di definizione una campagna commerciale presso alcuni rilevanti clienti di Acea Energia appartenenti principalmente al segmento business con l'intento di promuovere i servizi di efficienza energetica della società.



## Area Industriale Idrico

### Dati operativi e risultati economici e patrimoniali del periodo

Dati operativi*	U.M.	30.06.2014	30.06.2013	2014-2013	%
Volumi Acqua	Mm <sup>3</sup>	279	283	(4)	(1,5%)
Energia Elettrica Consumata	GWh	263	265	(3)	(1,1%)
Fanghi Smaltiti	kTon	111	98	13	13,0%

\* Comprendono i valori pro quota delle società idriche della Toscana, Umbria e Campania

Risultati economici e patrimoniali (€ milioni)	30.06.2014	30.06.2013 <i>restated</i>	2014-2013	%
Ricavi	318	314	4	1,3%
Costi	180	174	6	3,3%
Proventi/(Oneri) da partecipazioni di natura non finanziaria	9	26	(18)	(67,1%)
Margine operativo lordo	138	140	(2)	(1,2%)
Risultato operativo	104	99	5	4,4%
Dipendenti medi (n.)	2.418	2.427	(9)	(0,4%)
Investimenti	68	69	(1)	(0,7%)

Risultati patrimoniali (€ milioni)	30.06.2014	31.12.2013 <i>restated</i>	Variazioni assolute	%	30.06.2013 <i>restated</i>	Variazioni assolute	%
Indebitamento finanziario netto	693	611	82	13,4%	596	96	16,1%

L'EBITDA dell'Area si è attestato al 30 giugno 2014 a € 138,2 milioni e registra un decremento di € 1,7 milioni rispetto a quello del primo semestre 2013.

La variazione è influenzata:

- positivamente dall'iscrizione dei maggiori ricavi a seguito dell'applicazione del Metodo Tariffario Idrico (MTI) varato dall'AEEGSI con delibera 643/2013: le maggiori variazioni si esplicano soprattutto con riferimento ad ACEA Ato2 (+ € 13,7 milioni) e ACEA Ato5 (+ € 4,9 milioni);
- negativamente dall'iscrizione, avvenuta nel primo semestre 2013, di fenomeni non ripetutisi nel 2014 e che riguardano (i) la componente FNI spettante per il 2012 ed il 2013 nell'ambito della procedura di formazione delle tariffe 2012 e 2013 stabilita dall'articolo 6 della citata delibera; (ii) l'attualizzazione del debito di GORI verso la Regione Campania che ha generato un provento (pari a € 15,0 milioni) oggetto di rideterminazione e riscadenziamento sulla base dell'Accordo sottoscritto nel mese di giugno tra GORI, la Regione e l'Ente d'Ambito. L'Accordo include un piano di rientro di durata ventennale con applicazione degli interessi legali (nella misura del 2,5%) solo a partire dall'undicesimo anno.

Si riduce inoltre l'EBITDA delle Società operanti all'estero per effetto della ridotta attività anche a seguito della cessazione – avvenuta alla fine del 2012 - del contratto di gestione di Aguazul Bogotà.

Con riferimento ai costi operativi si segnala una crescita complessiva di € 5,9 milioni. La crescita è essenzialmente attribuibile ad ACEA Ato2 (+ € 5,1 milioni), prevalentemente in conseguenza dei maggiori costi derivanti dal contratto di servizio verso la Capogruppo (+€ 3,1 milioni) dall'incremento del canone di concessione (+ € 1,1 milioni) e la restante parte per lo smaltimento fanghi effettuato da Aquaser.

Contribuiscono alla variazione anche (i) Laboratori + € 1,9 milioni per incrementi del costo del personale distaccato dalla società ACEA Ato2 (+ € 1,2 milioni) impiegato nelle attività di manutenzione della rete idrica, nelle attività tecniche amministrative per la gestione delle licenze idriche nonché altri costi per prestazioni verso ACEA Ato2; (ii) ACEA Ato5 (+ € 0,5 milioni) per un aumento degli oneri diversi di gestione in particolare dovuti alla rettifica consumi di anni



precedenti. Tali incrementi sono parzialmente compensati dalla diminuzione dei costi operativi sostenuti dalle altre società, in particolare: da Agua Azul Bogotá (- € 0,6 milioni) e da Lunigiana (- € 0,5 milioni) per la cessazione delle attività.

Il costo del lavoro al netto dei costi capitalizzati ammonta ad € 41,9 milioni e risulta in linea con il primo semestre 2013.

Per le medesime ragioni l'organico medio al 30 giugno 2014 dell'Area risulta essere sostanzialmente in linea con quello del 2013 (2.418 unità al 30 giugno 2014 e 2.427 unità al 30 giugno 2013).

Gli investimenti dell'Area si attestano a € 68 milioni e sono sostanzialmente in linea con quelli sostenuti nel medesimo periodo dello scorso esercizio.

L'indebitamento finanziario dell'Area si attesta, al termine di questo primo semestre, a € 699,2 milioni e cresce di € 88,4 milioni, rispetto alla fine del precedente esercizio (era pari a € 610,8 milioni).

L'aumento è principalmente determinato da ACEA Ato2 (+ € 72,2 milioni) ed è influenzato dall'andamento del circolante e dalla distribuzione dei dividendi.

## Andamento della gestione

### Area Lazio - Campania

#### ACEA Ato2

Il Servizio Idrico Integrato nell'ATO 2 Lazio Centrale - Roma è stato avviato il 1° gennaio 2003. La presa in carico dei servizi dai Comuni dell'ATO è avvenuta gradualmente e i Comuni gestiti al 30 giugno 2014 sono 73 rispetto ai 112 dell'intero ATO e risultano invariati rispetto al 31 dicembre 2013.

La società cura il servizio di **distribuzione di acqua potabile** nella sua interezza (captazione, adduzione, distribuzione al dettaglio e all'ingrosso). L'acqua è derivata dalle sorgenti in virtù di concessioni a durata pluriennale.

Le fonti di approvvigionamento forniscono l'acqua potabile a circa 3.000.000 di abitanti in Roma e Fiumicino e in più di 60 Comuni del Lazio, attraverso quattro acquedotti ed un gerarchizzato sistema di condotte in pressione.

Tre ulteriori fonti di approvvigionamento forniscono la risorsa non potabile da immettere nella rete di innaffiamento di Roma.

Il **servizio di fognatura** consta di circa 6.062 km di rete fognaria (di cui circa 4.072 km di rete a servizio del Comune di Roma) e di oltre 300 km di collettori, senza tenere conto della consistenza degli allacci fognari.

La Società gestisce il sistema depurativo e gli impianti di sollevamento annessi alla rete ed ai collettori fognari.

Nel primo semestre 2014 i principali **impianti di depurazione** hanno trattato un volume di acqua pari a circa 294 milioni di mc, con un incremento di circa l'8% rispetto al medesimo periodo dell'anno precedente. La produzione di fanghi, sabbie e grigliati relativa a tutti gli impianti gestiti, nel periodo di osservazione, è stata pari a 87 mila tonnellate, con un incremento di circa il 14% rispetto al primo semestre 2013.

Al 30 giugno 2014 la Società gestiva un totale di 524 impianti di sollevamento fognari, di cui 177 nel Comune di Roma ed un totale di 171 impianti di depurazione di cui 34 nel Comune di Roma.

Con riferimento alla problematica relativa ai sequestri degli impianti di depurazione (complessivamente n. 7) e degli scarichi non depurati (complessivamente n. 5) si informa che nel corso del primo semestre 2014 sono stati dissequestrati 2 impianti di depurazione. Si rinvia alla Relazione sulla Gestione dell'esercizio 2013 per maggiori informazioni.

Per quanto riguarda la **tariffa**, si informa che le proposte tariffarie 2012 e 2013 sono state, come noto, approvate dalla Conferenza dei Sindaci dell'ATO2 Lazio Centrale il 4 marzo 2014 e, il 27 marzo 2014, l'AEEGSI, con deliberazione 141/2014/R/idr, ha approvato i valori del moltiplicatore tariffario 2012 pari a 1,025 e 2013 pari a 1,053 proposti dalla Conferenza dei Sindaci. Con riferimento al periodo considerato dal Metodo Tariffario Transitorio (MTT) e ai fini della valorizzazione dei conguagli per gli anni 2014 e 2015, l'AEEGSI conclude altresì il procedimento di verifica del piano economico-finanziario trasmesso riservandosi tuttavia di effettuare ulteriori approfondimenti relativamente al dimensionamento della componente "Fondo Nuovi investimenti" (FoNI), in rapporto al riconoscimento dei costi operativi programmati (Op) ed in coerenza al Vincolo ai Ricavi (VRG) del Gestore. L'AEEGSI rinvia gli esiti di tali approfondimenti alle determinazioni tariffarie per gli anni 2014 e 2015.

Con riferimento all'aggiornamento tariffario 2014 - 2015 ed alla correlata pianificazione economico - finanziaria, essendo decorsi inutilmente i termini fissati dalla deliberazione 643/2013/R/idr (31 marzo 2014) affinché l'Ente d'Ambito proceda all'approvazione delle proposte tariffarie, in data 28 aprile 2014 la Società ha presentato istanza di aggiornamento all'Autorità locale e all'AEEGSI avvalendosi dell'iter procedimentale introdotto dalla citata delibera.

Nella medesima data il Commissario Straordinario della Provincia di Roma ha convocato la Conferenza dei Sindaci per il 9 maggio 2014 che non si è riunita per mancanza del numero legale. L'AEEGSI ha inviato all'Ente d'Ambito la diffida ad adempiere in data 13 giugno 2014 e di conseguenza la Conferenza dei Sindaci è stata nuovamente convocata per il 10 luglio 2014.

In tale seduta si è proceduto ad approvare la proposta tariffaria 2014 e 2015 ed i relativi moltiplicatori tariffari pari rispettivamente a 1,148 e 1,251. Come riportato nella Relazione di accompagnamento redatta dalla Segreteria Tecnica Operativa, il valore del moltiplicatore tariffario non presenta valori superiori a quelli massimi stabiliti dalla delibera 643/2013 prevedendosi un incremento annuale del 9% per entrambe le annualità tariffarie oggetto di approvazione.

Si rileva che la definizione del moltiplicatore tariffario 2015 potrà essere suscettibile di rideterminazione a seguito dell'acquisizione, da parte della STO, dei dati definitivi dell'annualità 2013 e dei valori che l'AEEGSI dovrà definire nel secondo semestre 2014 ai sensi della citata delibera 643.

In attesa della pubblicazione della delibera della Conferenza dei Sindaci del 10 luglio, il 17 luglio 2014 la STO ha informato l'AEEGSI dell'avvenuta approvazione delle tariffe 2014 e 2015 e che i documenti approvati sono identici a quelli pubblicati sul sito dell'Ente d'Ambito.

Conseguentemente i ricavi del primo semestre 2014, determinati sulla base delle determinazioni tariffarie assunte per il 2014, ammontano complessivamente a € 245,0 milioni comprensivi della stima dei conguagli delle partite passanti nonché di quota parte dei conguagli relativi alle emergenze idriche e ambientali non iscritti nel 2012.

### **ACEA Ato5**

Svolge il servizio idrico integrato sulla base di una convenzione per l'affidamento del servizio di durata trentennale sottoscritta il 27 giugno 2003 tra la società e la provincia di Frosinone (in rappresentanza dell'Autorità d'Ambito costituita da 86 comuni). A fronte dell'affidamento del servizio, ACEA Ato5 corrisponde un canone di concessione a tutti i Comuni in base alla data di effettiva acquisizione della gestione.

La gestione del servizio idrico integrato sul territorio dell'ATO 5 - Lazio Meridionale - Frosinone interessa un totale di 85 comuni (restano ancora da rilevare le gestioni ai Comuni di Atina, Paliano e Cassino Centro Urbano limitatamente al servizio idrico) per una popolazione complessiva di circa 480.000 abitanti, una popolazione servita pari a circa 460.000 abitanti ed un numero di utenze pari a circa 187.645. Nel corso del primo semestre 2014 non sono state formalizzate nuove acquisizioni. Il sistema idrico - potabile è costituito da impianti e reti, di adduzione e distribuzione, che fanno capo a 7 fonti principali da cui hanno origine altrettanti sistemi acquedottistici. La copertura di tale servizio è di circa il 97%.

Nonostante la copiosità dell'acqua a disposizione garantita dalle fonti, le mancanze infrastrutturali della rete di distribuzione hanno reso necessario un costante sforzo prodotto dal personale in forza all'unità per garantire la distribuzione della risorsa idrica a tutti i clienti degli 85 comuni gestiti con la programmazione di manovre di chiusura nei Comuni ove indispensabili anche con l'installazione di alcune valvole motorizzate e idrovalvole per l'automazione delle manovre.

Il sistema fognario - depurativo consta di una rete di collettori e fognatura collegati a impianti terminali di depurazione delle acque reflue. Sono 199 gli impianti di sollevamento gestiti dalla società e, per quanto riguarda la depurazione, sono 111 gli impianti biologici gestiti oltre a 16 fosse Imhoff e 3 percolatori.

A seguito delle ricognizioni e del relativo censimento delle utenze allacciate alla rete fognaria (per effetto delle Sentenza della Corte Costituzionale n. 335/2008) è emerso che la copertura di tale servizio è di circa il 68% rispetto alle utenze idriche.

Con riferimento alla tariffa relativa agli anni 2012 e 2013, approvata dalla Conferenza dei Sindaci il 5 marzo 2014, la Società ha iniziato a fatturare la tariffa corrispondente al moltiplicatore tariffario massimo ammissibile secondo la delibera AEEGSI 585/2012.

Con riferimento all'aggiornamento tariffario 2014 - 2015 ed alla correlata pianificazione economico - finanziaria, la Società ha presentato apposita istanza all'Ente d'Ambito e all'AEEGSI in data 29 aprile 2014. Il moltiplicatore tariffario contenuto nell'istanza è pari a 1,669 per il 2014 e a 1,660 per il 2015 superiore quindi a quello prescritto, previa istruttoria dell'AEEGSI, del 9%.

A seguito della diffida dell'AEEGSI all'Ente d'Ambito, il 14 luglio 2014 si è riunita la Conferenza dei Sindaci che ha approvato l'istanza presentata dal Gestore. In attesa della pubblicazione della delibera, si rileva che la Conferenza dei Sindaci ha discusso ed esaminato i documenti elaborati dalla Segreteria Tecnica Operativa dell'Ente che risultano identici nei contenuti e nei risultati finali a quanto riportato nell'istanza del Gestore. Inoltre si informa che la discussione non ha riguardato alcuna contestazione riguardo ai costi operativi ed agli investimenti posti a base della proposta tariffaria, la corretta applicazione del metodo tariffario e del moltiplicatore tariffario risultante: ciò conferma di fatto l'approvazione totale della proposta ivi compreso il moltiplicatore tariffario in essa contenuto.

Conseguentemente i ricavi del primo semestre 2014 ammontano complessivamente, compresi i conguagli delle partite cd. passanti, a € 33,1 milioni e sono calcolati, così come avvenuto per gli esercizi 2012 e 2013, considerando il moltiplicatore tariffario contenuto nell'istanza del Gestore approvata dalla Conferenza dei Sindaci il 14 luglio 2014.

Per maggiori informazioni si rinvia al paragrafo "*Informativa sui servizi in concessione*"

Con riferimento ai conguagli pregressi riferiti al periodo 2006 - 2011, quantificati dal Commissario ad acta in € 75,2 milioni, si informa che ACEA Ato5 provvederà, a partire dal mese di luglio 2014, alla fatturazione all'utenza in tre annualità nel pieno rispetto delle modalità di recupero fissate dalla delibera 643/2013.

### **GORI**

La Società gestisce il Servizio idrico Integrato di tutto il territorio dell'ATO n. 3 Sarnese Vesuviano della Regione Campania che si sviluppa per una superficie di 897 Km<sup>2</sup> con una popolazione di circa 1,47 milioni di abitanti.

Sulla base di apposita convenzione stipulata con l'Ente d'Ambito Sarnese Vesuviano il 30 settembre 2002, la Società è affidataria per un periodo di 30 anni del servizio idrico integrato.

Per quanto riguarda le tariffe, il Commissario straordinario p.t. dell'Ente d'Ambito Sarnese Vesuviano, con delibere n. 26 e n. 27 del 31/03/2014 ha aggiornato il Piano Economico Finanziario (PEF), trasmettendo all'AEEGSI il PEF, il Piano degli Interventi ed ha fissato i Vincoli ai ricavi garantiti e i moltiplicatori tariffari per gli anni 2014 e 2015.

Il Vincolo ai ricavi garantiti ed il moltiplicatore tariffario tengono conto dell'ipotesi che intervenga una variazione sistemica dovuta al trasferimento delle opere regionali, ai sensi della delibera della Regione Campania n. 172/2013 del 03/06/2013. La società ha valutato come pregiudizievoli le modalità di trasferimento delle opere previste dalla Delibera n.172/2013 impugnandola innanzi il TAR Campania – Napoli che, ne ha sospeso gli effetti fino alla celebrazione dell'udienza di merito, fissata per il 12 marzo 2014, nella quale le parti hanno fatto istanza congiunta di rinvio della trattazione, ottenendo di fatto l'ulteriore sospensiva degli effetti fino al 17 dicembre 2014, data in cui sarà discussa nel merito.

Alla luce di quanto precedentemente illustrato, ai fini delle determinazioni tariffarie per gli anni 2014-2015, in via cautelativa, si è ipotizzato che il trasferimento delle opere regionali produca effetti a partire da dicembre 2014, determinando maggiori costi per un solo mese dell'esercizio 2014.

I ricavi del primo semestre 2014, determinati sulla base della determinazione del Commissario Straordinario, ammontano quindi complessivamente a € 83,1 milioni (quota Gruppo € 30,8 milioni). Tali ricavi, analogamente a quelli degli esercizi 2012 e 2013, comprendono la differenza tra quello derivante dall'applicazione delle regole contenute nelle delibere 585/2012 e 643/2013 e quello massimo ammissibile in una prima fase: tale differenza ammonta complessivamente a € 32 milioni (quota Gruppo € 11,9 milioni).

I conguagli pregressi maturati al 31 dicembre 2011 ammontano complessivamente a € 122,5 milioni (quota Gruppo € 45,3 milioni) e sono stati approvati, ai sensi dell'articolo 31 dell'Allegato A alla delibera 643/2013, dal Commissario Straordinario dell'Ente d'Ambito con delibera n. 43 del 30 giugno 2014. La delibera ha fissato altresì la tempistica di fatturazione in quattro anni di uguale importo.

Per quanto riguarda il prestito ponte di € 40 milioni scaduto il 30 giugno 2011 si informa che nel mese di aprile 2014 è stato sottoscritto il contratto di riscadenziamento del finanziamento ponte in mutuo pluriennale avente scadenza al 31 dicembre 2021.

## **Area Toscana - Umbria**

### **Acque**

In data 28 dicembre 2001 Acque ha sottoscritto la convenzione di gestione, entrata in vigore il 1° gennaio 2002, avente durata ventennale. Sulla base di tale convenzione il Gestore riceve in affidamento in via esclusiva il servizio idrico integrato dell'ATO n. 2 costituito dall'insieme dei servizi pubblici di captazione, adduzione e distribuzione di acqua ad usi civili, di fognatura e di depurazione delle acque reflue. Dell'Ambito fanno parte 57 comuni. A fronte dell'affidamento del servizio, Acque corrisponde un canone di concessione a tutti i Comuni comprensivo delle passività pregresse a carico delle gestioni preesistenti all'affidamento.

Con riferimento al processo di approvazione delle proposte tariffarie per gli anni 2014 e 2015, si informa che il 3 aprile 2014 la Conferenza Territoriale dell'ATO2 Basso Valdarno ha approvato il Vincolo ai ricavi garantiti ed il teta degli anni 2014 e 2015.

Il teta, rispetto all'anno precedente, è pari al 6,5% sia per il 2014 che per il 2015. Al fine di mantenere l'incremento tariffario a tale livello è stato posticipato al 2016 il recupero tariffario di parte della componente di recupero dei conguagli 2012.

In data 24 aprile 2014 la società ha provveduto all'invio dell'istanza di aggiornamento tariffario ai sensi della delibera 643/2013/R/idr secondo le modalità previste dall'AEEGSI. Nella stessa data l'assemblea dell'Autorità Idrica Toscana (AIT) ha approvato la proposta tariffaria così come formulata dalla Conferenza Territoriale.

I dati e le valutazioni contenuti nell'istanza di aggiornamento presentata dalla società differiscono dalle elaborazioni approvate dall'assemblea dell'AIT relativamente alla formula utilizzata per il

calcolo del moltiplicatore tariffario in quanto Acque ritiene non corretta e non rispettosa del principio del *full cost recovery* la formulazione adottata dall'AIT.

In sintesi la proposta tariffaria della società differisce da quella approvata dall'AIT per l'importo della quota parte di conguagli 2012 tralata al 2016 ed in ultima analisi nell'importo complessivo dei ricavi da tariffa garantiti.

I conguagli pregressi relativi all'annualità 2011 sono stati approvati dalla Autorità Idrica Toscana il 30 giugno 2014 con delibera n. 35 ed ammontano ad € 3,8 milioni (quota Gruppo € 1,7 milioni).

I ricavi del primo semestre 2014 ammontano complessivamente a € 63,3 milioni (quota Gruppo € 28,5 milioni).

Come noto, nel mese di ottobre 2006 Acque ha sottoscritto con una cordata di banche un contratto che prevede la concessione di un finanziamento complessivo di € 255,0 milioni destinato a coprire le esigenze finanziarie del piano di investimenti dal 2005 al 2021 pari a circa € 670,0 milioni. Al 30 giugno 2014 il tiraggio effettivo era di € 218,0 milioni. A partire dal 2014 inizia il periodo di rimborso del finanziamento con quote semestrali crescenti secondo un profilo definito nel finanziamento stesso. In data 30 giugno è stata rimborsata la prima quota capitale pari a € 1,2 milioni.

### **Publiacqua**

In data 20 dicembre 2001 è stata sottoscritta la convenzione di gestione, entrata in vigore il 1° gennaio 2002, avente durata ventennale. Sulla base di tale convenzione il Gestore riceve in affidamento in via esclusiva il servizio idrico integrato dell'ATO n. 3 costituito dall'insieme dei servizi pubblici di captazione, adduzione e distribuzione di acqua ad usi civili, di fognatura e di depurazione delle acque reflue. Dell'Ambito fanno parte 49 comuni, di cui 6 gestiti tramite contratti ereditati dalla precedente gestione di Fiorentinagas. A fronte dell'affidamento del servizio il Gestore corrisponde un canone di concessione a tutti i Comuni comprensivo delle passività pregresse a carico delle gestioni preesistenti all'affidamento.

Nel giugno 2006 si è conclusa l'operazione per l'ingresso di ACEA - per il tramite del veicolo Acque Blu Fiorentine S.p.A. - nel capitale della società.

Con riferimento al processo di approvazione delle proposte tariffarie per gli anni 2014 e 2015, si informa che in data 18 aprile la Conferenza Territoriale n° 3 Medio Valdarno dell'Autorità Idrica Toscana ha approvato il nuovo sviluppo tariffario e il Piano Economico Finanziario per il periodo 2014-2021, poi approvato successivamente dall'Assemblea dell'AIT del 24 aprile 2014. Il teta, rispetto all'anno precedente, è pari al 3,4% per il 2014 e al 6,4% per il 2015

Sulla base delle determinazioni tariffarie dell'AIT sono stati calcolati i ricavi del primo semestre 2014 che ammontano complessivamente a € 100,4 milioni (quota Gruppo € 41,0 milioni).

Si informa che l'Autorità Idrica Toscana, con lettera del 27 settembre 2013, ha avviato la quarta revisione tariffaria relativa ai costi, annunciando la sua volontà di effettuarla sulle annualità 2010-2011, escludendo quindi il 2012, anno in cui è entrato in vigore il Metodo Tariffario Transitorio. Il processo di revisione si è concluso con la approvazione della delibera n. 36 del 30 giugno 2014: l'Autorità Idrica Toscana ha determinato un conguaglio di € 8,9 milioni (quota Gruppo € 3,6 milioni).

Sotto il profilo delle fonti di finanziamento il 29 novembre 2012 la società ha contratto un nuovo finanziamento ponte, della durata di 18 mesi meno un giorno, fino al 23 maggio 2014 di complessivi € 75 milioni di cui erogati complessivamente, alla data di sottoscrizione, € 60 milioni.

In data 15 maggio 2014 la società ha inoltrato richiesta alla Banca Agente per la proroga della Scadenza Finale del Finanziamento alla data del 30 novembre 2014. La richiesta è stata accolta

positivamente dalle Banche Finanziatrici e quindi si è provveduto ad apportare le modifiche necessarie al Contratto di Finanziamento.

Contemporaneamente, la società ha avviato il percorso per la strutturazione di un finanziamento a medio-lungo termine con gli attuali istituti finanziatori, con alcune banche particolarmente attive nel settore delle infrastrutture e con altre banche particolarmente interessate ad ampliare le loro attività nel settore idrico.

### **Acquedotto del Fiora**

Sulla base della convenzione di gestione, sottoscritta il 28 dicembre 2001, Acquedotto del Fiora ha ricevuto in affidamento in via esclusiva il servizio idrico integrato dell'ATO n. 6 Ombrone costituito dall'insieme dei servizi pubblici di captazione, adduzione e distribuzione di acqua ad usi civili, di fognatura e di depurazione delle acque reflue.

La convenzione di gestione ha una durata di venticinque anni decorrenti dal 1° gennaio 2002.

Nell'agosto 2004 si è conclusa l'operazione per l'ingresso di ACEA – per il tramite del veicolo Ombrone S.p.A. – nel capitale della Società.

Con riferimento al processo di approvazione delle proposte tariffarie per gli anni 2014 e 2015, si informa che in data 8 aprile la Conferenza Territoriale n° 6 Ombrone dell'Autorità Idrica Toscana ha approvato il nuovo sviluppo tariffario e il Piano Economico Finanziario per il periodo 2014-2021, poi approvato successivamente dall'Assemblea dell'AIT del 24 aprile 2014. Il teta, rispetto all'anno precedente, è pari al 6,5% sia per il 2014 che per il 2015.

I conguagli pregressi relativi all'annualità 2011 sono stati approvati dalla Autorità Idrica Toscana il 30 giugno 2014 con delibera n. 38 ed ammontano ad € 4,2 milioni (quota Gruppo € 1,7 milioni).

I ricavi del primo semestre 2014 ammontano complessivamente a € 44,6 milioni (quota Gruppo € 17,8 milioni).

Sul fronte finanziario si ricorda che la società ha sottoscritto, in data 5 marzo 2012, la proroga, per ulteriori 18 mesi, ovvero fino a settembre 2013, del contratto di finanziamento ponte che è passato da € 80 milioni a € 92,8 milioni essendo stato erogato l'ulteriore importo di € 12,8 milioni. Infine in data 5 settembre 2013 è stata stipulata una ulteriore estensione del *Bridge* fino all'importo di € 105,0 milioni (quota Gruppo € 42,0 milioni) con scadenza 30 settembre 2014 necessario a coprire i fabbisogni della restante quota di nuovi investimenti 2013 e di buona parte degli investimenti previsti da Piano per il 2014. Sono in fase avanzata le procedure che dovrebbero auspicabilmente consentire, entro la scadenza del *Bridge*, il consolidamento dell'attuale debito in una struttura finanziaria a medio-lungo termine.

### **Umbra Acque**

In data 26 novembre 2007 ACEA si è aggiudicata definitivamente la gara indetta dall'Autorità d'Ambito dell'ATO 1 Perugia per la scelta del socio privato industriale di minoranza di Umbra Acque S.p.A. L'ingresso nel capitale della società (con il 40% delle azioni) è avvenuto con decorrenza 1° gennaio 2008.

Nel corso del periodo la società ha esercitato la sua attività su tutti i 38 Comuni costituenti gli ATO 1 e 2.

Con riferimento alla tariffa applicata agli utenti per gli anni 2014, si segnala che essa è quella della Delibera n. 2 dell'Assemblea Unica degli ATI n. 1 e n. 2 per il 2013.

I ricavi del primo semestre 2014 ammontano complessivamente, compresi i conguagli delle partite passanti a € 30,2 milioni (quota Gruppo € 12,1 milioni).

## Area Industriale Reti

### Dati operativi e risultati economici e patrimoniali del periodo

Dati operativi	U.M.	30.06.2014	30.06.2013 <i>restated</i>	2014-2013	%
Energia Elettrica distribuita	GWh	5.061	5.290	(229)	(4,3%)
Energia prodotta da impianti fotovoltaici	GWh	5	6	(1)	(4,0%)
TEE venduti/annullati	Nr.	92.698	3.655	89.043	n.a.
Nr. Clienti	N/000	1.622	1.623	(1)	0,0%
Km di Rete	Km	29.603	29.352	251	0,9%

Risultati economici e patrimoniali (€ milioni)	30.06.2014	30.06.2013 <i>restated</i>	2014-2013	%
Ricavi	287	261	26	10,0%
Costi	168	141	27	19,1%
Margine operativo lordo	119	120	(1)	(0,6%)
Risultato operativo	77	76	1	0,4%
Dipendenti medi (n.)	1.381	1.403	(23)	(1,6%)
Investimenti	59	52	7	13,7%

Risultati patrimoniali (€ milioni)	30.06.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazioni assolute	%	30.06.2013 <i>Restated</i>	Variazioni assolute	%
Indebitamento finanziario netto	658	683	(26)	(3,8%)	726	(68)	(9,4%)

L'EBITDA al 30 giugno 2014 si è attestato a € 119,1 milioni e risulta sostanzialmente in linea, a parità di perimetro, rispetto al primo semestre dell'esercizio precedente.

La variazione in diminuzione si attesta a € 0,7 milioni ed è la combinazione dell'aumento attribuibile ad ACEA Distribuzione (+ € 1,2 milioni), principalmente per effetto dell'iscrizione di maggiori ricavi da perequazione che si contrappone alla riduzione registrata dalla pubblica illuminazione per € 1,7 milioni per effetto sostanzialmente dello stanziamento al 30 giugno 2013, di ricavi di precedenti esercizi relativi alla realizzazione di impianti di pubblica illuminazione.

Con riferimento all'organico la consistenza media al 30 giugno 2014 è pari a 1.381 unità inferiore di 23 unità rispetto al medesimo periodo del precedente esercizio, attribuibili principalmente ad ACEA Distribuzione.

L'indebitamento finanziario netto si è attestato alla fine del primo semestre 2014 a € 657,8 milioni, in diminuzione rispetto al termine dell'esercizio precedente di € 25,7 milioni, attribuibile in parte ad ACEA Distribuzione in conseguenza del miglioramento del processo di fatturazione che ha comportato un contenimento nella crescita del circolante e dall'altro da una consistente riduzione dei crediti di ARSE.

Gli investimenti dell'Area si attestano a € 59 milioni e crescono di € 7,1 milioni. La variazione è interamente attribuibile ad ACEA Distribuzione, per effetto principalmente degli investimenti in sistemi informativi.

## **Andamento della gestione**

### **Distribuzione di energia elettrica**

#### **Bilancio dell'energia**

Come evidenziato nella tabella sottostante, al 30 giugno 2014 ACEA Distribuzione ha immesso in rete 5.406,12 GWh registrando una diminuzione pari al 4,30% rispetto al medesimo periodo del precedente esercizio.

<b>GWh</b>	<b>30.06.2014</b>	<b>30.06.2013</b>	<b>Variazione %</b>
Fonte A.U.	1.501,9	1.633,8	(8,1%)
Fornitura estera	214,1	213,8	0,2%
<b>Mercato di maggior tutela</b>	<b>1.716,1</b>	<b>1.847,6</b>	<b>(7,1%)</b>
<b>Mercato libero</b>	<b>3.689,2</b>	<b>3.800,2</b>	<b>(2,9%)</b>
<b>Distributori sottesi</b>	<b>0,9</b>	<b>1,2</b>	<b>(22,9)%</b>
<b>Totale generale</b>	<b>5.406,1</b>	<b>5.648,9</b>	<b>(4,3%)</b>

#### **Tariffe per il servizio di trasporto**

L'anno 2014 rappresenta il terzo anno in cui trova applicazione la nuova struttura tariffaria definita dall'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI) per il periodo di regolazione 2012 - 2015.

Le disposizioni normative sono articolate in tre Testi Integrati e l'AEEGSI ha confermato, per il servizio di distribuzione, il disaccoppiamento della tariffa applicata ai clienti finali (c.d. tariffa obbligatoria) rispetto alla tariffa di riferimento per la determinazione del vincolo ai ricavi ammessi per ciascuna impresa (c.d. tariffa di riferimento).

La principale novità introdotta rispetto al precedente periodo di regolazione (2008-2011), è rappresentata dall'introduzione della tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione per impresa, che sostituisce il precedente meccanismo di determinazione dei ricavi ammessi basato sulla tariffa media nazionale integrata dalle perequazioni generali sulla distribuzione in AT, AT/MT e BT e dalla perequazione specifica aziendale.

La nuova tariffa, per il quarto periodo regolatorio, riconosce per impresa:

- il capitale investito netto della filiera di media e bassa tensione ricostruito al 2007 con un criterio parametrico, e quello effettivo a partire dal 2008;
- il capitale investito netto effettivo al 2010 sulla filiera di alta tensione e di trasformazione dalla alta alla media tensione.

Con delibera dell'AEEGSI 607/2013/R/eel del 19 dicembre 2013 il tasso di remunerazione del capitale investito netto (*wacc*) è stato fissato per il 2014 pari al 6,4% .

Sul fronte dei costi operativi, la nuova tariffa per impresa copre i costi specifici attraverso un coefficiente di modulazione dei costi medi nazionali, che è determinato dall'AEEGSI in funzione dei costi effettivi dell'impresa, come risultanti dai conti annuali separati e riconosciuti nella perequazione specifica aziendale nel 2010, e delle variabili di scala all'anno 2010.



Tali costi, nella definizione della tariffa per impresa per l'anno 2014, secondo quanto definito dalla delibera 607/2013, vengono maggiorati dai contributi di connessione a forfait riconosciuti a livello nazionale considerati come contributi in conto capitale e non più detratti dai costi operativi.

Inoltre, i contributi di connessione a forfait di ciascuna impresa vengono detratti direttamente dal capitale investito dell'impresa considerandoli al pari di cespiti MT/BT con vita utile regolatoria riconosciuta pari a 30 anni.

L'AEEGSI con la delibera del 19 Dicembre 2013 n. 607/2013 ha aggiornato le tariffe per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e le condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione per l'anno 2014 e con delibera del 3 Aprile n. 154/2014 ha pubblicato la tariffa per impresa riconosciuta per l'anno 2014.

Per ACEA Distribuzione la tariffa di riferimento dell'anno 2014 per il servizio di distribuzione elettrica registra un incremento rispetto alla stessa tariffa dell'anno 2013, sebbene lo stesso sia più contenuto rispetto a quello registrato dai maggiori distributori elettrici.

La tariffa nazionale di riferimento inerente la commercializzazione del servizio di distribuzione elettrica per l'anno 2014, invece, evidenzia un decremento rispetto alla stessa tariffa fissata per l'anno 2013.

L'aggiornamento della tariffa di riferimento di distribuzione per gli anni successivi al primo avverrà individualmente in base agli incrementi patrimoniali comunicati dalle imprese nell'ambito delle raccolte dati sulla RAB. Il criterio di aggiornamento prevede che:

- la quota della tariffa a copertura dei costi operativi sia aggiornata mediante il meccanismo del *price-cap* (con un obiettivo di recupero di produttività del 2,8%);
- la parte a copertura dei costi relativi alla remunerazione del capitale investito sia aggiornata mediante il deflatore degli investimenti fissi lordi, la variazione dei volumi del servizio erogato, gli investimenti lordi realizzati entrati in esercizio e differenziati per livello di tensione ed il tasso di variazione collegato alla maggiore remunerazione riconosciuta agli investimenti incentivati;
- la parte a copertura degli ammortamenti sia aggiornata mediante il deflatore degli investimenti fissi lordi, la variazione dei volumi del servizio erogato, il tasso di variazione collegato alla riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni e fine vita utile e il tasso di variazione collegato agli investimenti lordi entrati in esercizio.

L'introduzione della tariffa per impresa semplifica il sistema perequativo dal momento che la nuova tariffa ingloba parte delle perequazioni generali e la perequazione specifica aziendale.

L'AEEGSI conferma il meccanismo, già introdotto nel terzo ciclo regolatorio, di maggiore remunerazione di alcune categorie di investimenti, ampliandone la casistica e prevedendo, oltre ai progetti *smart grids*, la maggiore remunerazione per interventi di rinnovo e potenziamento delle reti in media tensione nei centri storici.

La tariffa a copertura dei costi di commercializzazione è basata sui costi standard nazionali, differenziati in funzione dell'erogazione del servizio di vendita per la maggior tutela in forma "integrata" o funzionalmente separata dal servizio di distribuzione. L'AEEGSI ha eliminato la perequazione per l'attività di commercializzazione e ha previsto l'azzeramento del recupero di produttività sui costi di commercializzazione. La copertura degli investimenti sostenuti è garantita in maniera indiretta con il *lag* temporale di due anni a partire dagli investimenti realizzati dal 2012. Sul fronte della tariffa di trasmissione, l'AEEGSI ha previsto l'introduzione di una tariffa binomia (potenza e consumo) per i clienti in alta tensione, e la modifica della struttura della tariffa di costo per il servizio di trasmissione verso Terna (CTR) introducendo un corrispettivo anch'esso binomio. La revisione delle due tariffe ha comportato l'introduzione di un nuovo meccanismo di perequazione.

I meccanismi di perequazione generale dei costi e ricavi di distribuzione per il nuovo ciclo regolatorio si articolano in:

- perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione;
- perequazione dei ricavi per la fornitura dell'energia elettrica ai clienti domestici;
- perequazione dei costi di trasmissione;

- perequazione del valore della differenza tra perdite effettive e perdite standard.

In data 10 Aprile 2014, con deliberazione 169/2014, l'AEEGSI ha esteso l'algoritmo di calcolo della perequazione delta perdite previsto per l'anno 2013 (delibera 608/2013) anche all'anno 2014 in attesa della chiusura del procedimento di studio delle reti elettriche. Tale algoritmo prevede la restituzione delle imprese in surplus del 75% dell'efficienza e limita le restituzioni nei confronti delle imprese in deficit.

Tuttavia, non sono ancora chiare le modalità di trattamento delle partite perequative relative ad anni precedenti il 2013.

Si segnala inoltre che lo scorso 20 Maggio 2014, A2A Reti Elettriche S.p.A. ha presentato ricorso al TAR per la Lombardia chiedendo ed ottenendo l'annullamento di una serie di delibere che, a partire dalla delibera 559/2012, hanno revisionato i fattori di perdite standard e modificato gli algoritmi di calcolo della perequazione delle perdite eccedentarie. L'AEEGSI, con delibera 269/2014, ha proposto ricorso in appello verso il TAR per la Lombardia. Tuttavia, tale situazione potrebbe portare alla revisione delle delibere pubblicate nonché dello studio sulle perdite di rete ancora in fase di definizione determinando, così, variazioni sul riconoscimento degli importi economici di tale perequazione a partire dall'anno 2012.

In attesa di una successiva revisione della modalità di copertura dei costi connessi all'utilizzo dell'energia elettrica per gli usi propri, continua ad essere disciplinata la perequazione dell'acquisto dell'energia elettrica fornita agli usi propri della trasmissione e della distribuzione. La disciplina del *load profiling* prevede che l'energia elettrica destinata al mercato di maggior tutela sia determinata residualmente ed includa anche l'energia elettrica corrispondente ai consumi propri di distribuzione e di trasmissione. L'Autorità ha confermato senza modifiche la modalità di calcolo della perequazione del costo di acquisto dell'energia elettrica a carico delle imprese distributrici ed assorbita dagli usi propri della trasmissione e della distribuzione, secondo quanto stabilito nel TIV.

Nel nuovo Testo Integrato del Trasporto, l'AEEGSI ha previsto un meccanismo di riconoscimento in acconto, con cadenza bimestrale, dei saldi di perequazione relativi alla perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione e dei costi di trasmissione.

Con la determina 6/2014 - DIUC del 17 marzo 2014 l'AEEGSI ha reso facoltativo per l'anno 2014 il meccanismo di acconti bimestrali delle perequazioni dei ricavi di distribuzione elettrica e dei costi di trasmissione elettrica. ACEA Distribuzione ha deciso di aderire al meccanismo degli acconti perequativi per l'anno 2014 e, con la lettera di CCSE del 21 Febbraio 2014, sono stati comunicati gli acconti bimestrali riconosciuti ad ACEA Distribuzione per l'anno 2014 nonché le scadenze per le regolazioni di tali acconti.

Il Testo Integrato di Misura (TIME) disciplina le tariffe per il servizio di misura articolate nelle attività di installazione e manutenzione dei misuratori, raccolta, validazione e registrazione delle misure. Il Testo Integrato prevede il passaggio a Terna del servizio di raccolta, registrazione e validazione delle misure relative ai punti di interconnessione tra le reti delle imprese di distribuzione e la RTN; tale modifica sarà resa operativa con successivi provvedimenti, per cui al momento rimane in capo all'impresa di distribuzione lo svolgimento dell'intero servizio di misura.

La struttura dei corrispettivi risulta invariata rispetto al precedente ciclo ad eccezione dell'introduzione di una componente tariffaria a copertura del valore residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti prima della conclusione della loro vita utile con misuratori elettronici, c.d. MIS (RES), da fatturare ai clienti finali in BT.

Con delibera 607/2013 è stata aggiornata la quota parte dei parametri relativi alla perequazione dei ricavi per il servizio di misura relativa all'anno 2014.

Le tariffe a copertura del servizio di misura si aggiornano, come per il servizio di distribuzione, con il meccanismo del *price-cap* per la quota a copertura dei costi operativi (con un obiettivo di recupero di produttività del 7,1%) e con il deflatore, la variazione del capitale investito e il tasso di

variazione dei volumi per la parte a copertura del capitale investito e degli ammortamenti. Il tasso di remunerazione del capitale di misura è equivalente a quello del servizio di distribuzione.

In data 19 Dicembre 2013, l'AEEGSI ha pubblicato la delibera 607/2013 evidenziando le modalità di calcolo della perequazione dei ricavi da contributi di connessione a forfait facoltativa per l'anno 2013. Ciascuna impresa distributrice, ai fini di accedere al meccanismo di integrazione dei ricavi, ha presentato specifica istanza all'AEEGSI entro il termine inderogabile del 31 marzo 2014. ACEA Distribuzione ha provveduto all'invio della richiesta di adesione a tale meccanismo in data 12 Marzo 2014. L'AEEGSI non ha previsto l'estensione di tale meccanismo per l'anno 2014.

Il "Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione" (TIC), Allegato C alla deliberazione ARG/elt/199/11, disciplina le condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione e di prestazioni specifiche (spostamenti di impianto di rete richiesti da utenze, vulture, subentri, disattivazione, ecc, ...) delle utenze passive, in sostanziale continuità rispetto al precedente periodo regolatorio.

### **Obiettivi di efficienza energetica**

Con Determina DIUC 9/2013 l'AEEGSI ha reso pubblici i dati relativi alla quantità di energia elettrica e di gas naturale distribuita sul territorio nazionale dai soggetti obbligati nell'anno 2012. Tali dati sono funzionali alla determinazione della quota degli obiettivi di efficienza energetica in capo a ciascuna impresa di distribuzione per l'anno 2014, da conseguire, entro il 31 maggio 2015, in misura almeno pari al 50%.

Con la delibera 13/2014/R/efr del 23 gennaio 2014 sono stati definiti i criteri per la quantificazione del contributo tariffario a copertura dei costi sostenuti dai distributori di energia elettrica e gas in materia di titoli di efficienza energetica (TEE) a partire dall'anno d'obbligo 2013; il meccanismo introduce elementi per tener conto dei prezzi medi di mercato dei TEE, evitando il riconoscimento a piè di lista degli oneri sostenuti dai distributori. Il prossimo 30 giugno sarà reso noto il contributo definitivo relativo all'obbligo di quest'anno, che verrà erogato alle imprese di distribuzione in sede di annullamento dei titoli.

L'obiettivo di ACEA Distribuzione per l'anno 2014 risulta pari a 174.316 TEE e la stima dei medesimi per gli anni 2015 e 2016, definita in base al criterio della media biennale dell'energia distribuita nei due anni precedenti, è pari rispettivamente a 199.154 e 244.502 TEE.

Per quanto riguarda l'obiettivo 2013 – pari a 140.938 TEE – ACEA Distribuzione ha provveduto con comunicazione inoltrata al GSE in data 30 maggio 2014 all'annullamento di 92.698 TEE pari al 65% dell'obiettivo. In merito alla valorizzazione dei TEE annullati, l'AEEGSI ha comunicato con la Determina del 30 giugno 2014 il contributo tariffario pari a 110,27 €/TEE e un contributo tariffario preventivo per l'anno d'obbligo 2014 in 110,39 €/TEE. La rimanente quota dell'obiettivo in capo ad Acea Distribuzione per il 2013 dovrà essere recuperata nel biennio successivo 2014-2015.

### **Vigilanza dell'AEEGSI**

Alla luce degli interventi urgenti disposti con il provvedimento 300/2013/R/eel, l'8 luglio 2013 l'AEEGSI ha definito l'avvio di un procedimento sanzionatorio nei confronti di ACEA Distribuzione per accertare le violazioni in materia di aggregazione delle misure.

Ciò in ragione del fatto che la Società non ha ottemperato alle attività di propria competenza funzionali all'aggregazione delle misure, indispensabili ai fini della determinazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento.

L'inadempimento ha trovato oggettiva evidenza nei disallineamenti, superiori alla soglia normativamente ammessa, tra energia elettrica misurata e fatturata per il trasporto relativamente alle utenze nella pertinenza degli utenti del dispacciamento (venditori) attivi nell'ambito romano negli anni 2011 e 2012.

ACEA Distribuzione, ai sensi della delibera 243/2012/E/com, il 17 agosto u.s. ha presentato impegni utili al perseguimento dell'interesse tutelato dalle disposizioni che si assumono violate.

In particolare, tali impegni consistono, principalmente, nel ristoro degli oneri finanziari riconosciuti dal sistema ai predetti utenti del dispacciamento, al fine di evitare la socializzazione di un costo altrimenti a carico dei clienti finali.

Gli stessi impegni contemplavano il superamento della condotta lesiva- rappresentata da disallineamenti tra misure e fatturato delle competenze 2011 e 2012 – entro il mese di ottobre 2013, nonché l'evidenza oggettiva al sistema – con riferimento alla competenza 2013 – della definitiva risoluzione delle problematiche di processo determinanti tali disallineamenti.

In data 17 giugno 2014 l'Autorità ha inviato ad Acea Distribuzione una richiesta di chiarimenti in merito alla proposta di impegni presentata. Allo stato attuale, per quanto riguarda il 2011 ed il 2012, si rilevano alcuni residui disallineamenti mentre, per l'anno 2013, si è tornati ad un valore che rientra nelle soglie stabilite dall'Autorità.

Con la delibera 512/2013/S/eel, che fa seguito alla VIS 60/11, l'AEEGSI ha disposto l'irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria nei confronti della Società, per violazione in materia di registrazione delle interruzioni. Tale violazione riguarda l'obbligo, introdotto dal TIQE, di annotare su appositi elenchi tutte le chiamate ricevute per segnalazioni guasti, anche in assenza di interruzioni (articolo 13, comma 2, lettera c). La sanzione comminata è di € 517 mila.

ACEA Distribuzione ha presentato ricorso al TAR pur avendo pagato la sanzione.

Si segnala infine che in data 20 febbraio 2014 l'AEEGSI con Delibera 62/2014/S/eel ha avviato un procedimento l'adozione di provvedimenti sanzionatori e prescrittivi nei confronti della Società per violazioni in materia di messa in servizio e lettura dei misuratori elettronici di energia elettrica di bassa tensione. Con tale delibera l'AEEGSI ha avviato un procedimento per accertare la violazione dell'art. 8 bis, dell'allegato A della deliberazione 292/06 ed ha fissato in 150 giorni il termine di durata dell'istruttoria.

Il 14 aprile 2014 ACEA Distribuzione ha presentato istanza di accesso agli atti e ha gestito l'istruttoria presentando una memoria scritta lo scorso 6 maggio (ovvero entro il termine di 60 giorni dalla notifica del provvedimento istruttorio avvenuta lo scorso 7 marzo).

### **Illuminazione Pubblica**

Il 15 marzo 2011 ACEA e Roma Capitale hanno stipulato l'adeguamento del Contratto di Servizio di pubblica illuminazione.

I punti salienti della rinegoziazione sono:

- l'allungamento del contratto fino al 2027, rendendolo coerente con la Concessione, prolungando quindi la durata residua da 4 anni e 5 mesi a 17 anni,
- la revisione dei parametri contrattuali, allineandoli a quelli del capitolato CONSIP della gara "Servizio Luce 2",
- la certezza del titolo di poter eseguire direttamente le attività connesse ad ampliamenti di rete,
- il riconoscimento, alla scadenza del contratto, naturale o meno, del valore non ammortizzato degli investimenti effettuati da ACEA,
- la sterilizzazione del c.d. "rischio-prezzo" dell'energia elettrica per l'alimentazione dell'impianto di illuminazione pubblica,
- la previsione di un indennizzo a favore di ACEA in caso di risoluzione anticipata del contratto per fatto di Roma Capitale, calcolato sulla base della marginalità attualizzata degli anni a scadenza (ovvero al 31 dicembre 2027).

Dal 1° maggio 2013 l'attività di pubblica illuminazione è esercitata da Acea Illuminazione Pubblica che, tramite scissione, ha acquisito il ramo di ACEA Distribuzione.

Nel corso del primo semestre 2014 sono stati realizzati complessivamente 400 punti luce per Roma Capitale e 304 per clienti terzi.

## **Fotovoltaico, risparmio energetico e cogenerazione**

### **Fotovoltaico**

Successivamente alla cessione del ramo fotovoltaico avvenuta nel mese di dicembre 2012, ARSE possiede impianti per una potenza complessiva di poco superiore ai 13 MWp.

Si segnala che in data 23 dicembre 2013 è stato emanato il decreto legge n.145 (“Destinazione Italia”), in cui ai sensi dell’art. 1, comma 2 a decorrere dal 1° gennaio 2014, i Prezzi Minimi Garantiti, definiti dall’AEEGSI ai fini dell’applicazione del servizio di ritiro dedicato di cui alla deliberazione n. 280/07, sono pari, per ciascun impianto, al prezzo zonale orario nel caso in cui l’energia ritirata sia prodotta da impianti che accedono a incentivazioni a carico delle tariffe elettriche.

### **Risparmio energetico**

Le iniziative finalizzate al riconoscimento di TEE da parte del GSE ad oggi sono concentrate soprattutto all’interno del Gruppo relativamente ad interventi di efficientamento energetico in linea con i programmi di sviluppo delle singole società quali, ad esempio, le attività collegate ad interventi nel settore della depurazione. Sono inoltre in corso di valutazione interventi di efficientamento energetico nel settore dell’illuminazione pubblica tramite LED e presso strutture terze.

## Corporate

### Risultati economici e patrimoniali del periodo

Risultati economici e patrimoniali (€ milioni)	30.06.2014	30.06.2013	2014-2013	%
Ricavi	59	56	3	5,0%
Costi	59	53	5	10,0%
Margine operativo lordo	0	3	(3)	(93,4%)
Risultato operativo	(12)	(9)	(3)	31,7%
Dipendenti medi (n.)	671	681	(10)	(1,6%)
Investimenti	4	4	0	0,0%

Risultati patrimoniali (€ milioni)	30.06.2014	31.12.2013	Variazioni assolute	%	30.06.2013	Variazioni assolute	%
Indebitamento finanziario netto	444	467	(23)	(4,9%)	421	23	5,4%

ACEA chiude il primo semestre 2014 con un livello di EBITDA positivo per € 0,2 milioni in peggioramento, rispetto al 30 giugno 2013, di € 2,6 milioni essenzialmente per l'effetto netto prodotto **(i)** dall'aumento dei costi per il personale di € 5,8 milioni, parzialmente mitigato **(ii)** dai maggiori ricavi rilevati a fronte di contratti di servizio di € 3,6 milioni, prevalentemente attribuibili ai conguagli sulle prestazioni erogate nell'esercizio 2013 (€ 3,2 milioni). Si rileva che il primo semestre 2013 era stato influenzato per € 4,9 milioni dal rilascio parziale degli importi accantonati per il secondo ciclo del Piano di Incentivazione a medio – lungo termine e di quelli accantonati a fronte di DPO destinati a Dirigenti e Quadri poiché gli obiettivi assegnati erano stati solo parzialmente conseguiti. Ne consegue che il reale aumento dei costi del personale ammonta a € 0,9 milioni.

L'organico medio al 30 giugno 2014 si attesta a 671 unità e risulta essere in diminuzione rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente (erano 681).

Gli investimenti si sono attestati a € 4,1 milioni e, rispetto al 30 giugno 2013, risultano sostanzialmente in linea (erano € 4,4 milioni).

L'indebitamento finanziario netto alla fine del periodo di osservazione è pari a € 443,8 milioni e registra un miglioramento rispetto alla chiusura dell'esercizio 2013 di € 23,2 milioni, in conseguenza **(i)** della regolazione finanziaria dei contratti di servizio e dei corrispettivi dovuti dalle società controllate nell'ambito dei contratti di tesoreria, **(ii)** dell'iscrizione dei dividendi 2013 deliberati dalle Società controllate, **(iii)** dallo svincolo di parte dell'*escrow account* istituito a garanzia degli impianti fotovoltaici ceduti nel 2012 ad RTR per € 4,9 milioni. Di contro si segnala **(i)** la distribuzione del saldo dei dividendi 2013 deliberati dall'Assemblea dei Soci in data 5 giugno 2014, **(ii)** il peggioramento delle valutazioni al cambio e del *fair value* degli strumenti finanziari (€ 11,4 milioni), nonché **(iii)** il fabbisogno generato dalle variazioni del circolante, fra cui il pagamento di debiti verso fornitori e di debiti tributari e per gli investimenti effettuati nel corso del semestre.

### Attività di ACEA S.p.A.

ACEA S.p.A., nella propria funzione di holding industriale, definisce gli obiettivi strategici a livello di Gruppo e di società controllate e ne coordina l'attività.

Nell'ambito di Gruppo, ACEA S.p.A. opera come tesoreria centralizzata per le maggiori Società controllate.

Il rapporto *intercompany*, in attesa della rivisitazione dei contratti di tesoreria vigenti, che sono scaduti il 31 dicembre 2013, si esplica attraverso:

- istituzione di una linea di credito a medio – lungo termine di importo prefissato a copertura del fabbisogno generato dagli investimenti;
- la linea di credito (i) ha durata triennale a partire dal 1° gennaio 2011, (ii) genera interessi ad un tasso, aggiornato annualmente, pari all'IRS a 3 anni più uno spread allineato a quello di un Bond emesso sul mercato dei capitali con rating BBB e (iii) prevede una commissione di affidamento annuale calcolata sul plafond;
- istituzione di una linea *general purpose* per le esigenze correnti delle società.

La linea (i) ha durata triennale a partire dal 1° gennaio 2011, (ii) genera interessi passivi ad un tasso, aggiornato annualmente, pari all'IRS a 3 anni più uno spread allineato a quello di un Bond emesso sul mercato dei capitali con rating BBB ed un tasso attivo calcolato sulla base della media aritmetica dei tassi giornalieri "EURIBOR a 3 mesi" in ciascun trimestre solare meno uno spread pari a 5 bppa e (iii) prevede una commissione di affidamento annuale calcolata sul plafond.

E' da evidenziare che ACEA S.p.A. svolge inoltre la funzione di garante a favore delle Società del Gruppo: a tal proposito il contratto che regola la linea *general purpose* fissa un *plafond* per le garanzie ed un costo distinto tra garanzie bancarie e garanzie societarie.

ACEA S.p.A. presta inoltre alle società controllate e collegate servizi di natura amministrativa, finanziaria, legale, logistica, direzionale e tecnica al fine di ottimizzare le risorse disponibili nell'ambito della Società stessa e per utilizzare in modo ottimale il *know-how* esistente in una logica di convenienza economica. Tali prestazioni sono regolate da appositi contratti di servizio.

I contratti precedenti vigenti erano validi per il triennio 2011 – 2013 e si basavano sui prezzi contrattuali e le quantità effettivamente erogate.

Per quanto attiene i contratti di servizio, a decorrere dal 1° gennaio 2014 e con durata triennale, nel corso del primo semestre ACEA ha concluso le attività volte a **(i)** rivedere il catalogo dei servizi offerti, **(ii)** allineare corrispettivi a prezzi di mercato, **(iii)** rendere i contratti di servizio *compliance* ai fini regolatori e del M.O.G.C. e **(iv)** introdurre nuovi SLA (*Service Level Agreement*) in un'ottica di miglioramento del livello di servizio offerto, da riportare a relativi KPI (*Key Performance Indicator*).

Il nuovo tariffario determina sostanzialmente una diminuzione di corrispettivi totali per quasi tutte le Società.

## Fatti di rilievo intervenuti nel periodo

### **Moody's migliora l'outlook di ACEA da "Negativo" a "Stabile"**

Il 18 febbraio 2014, Moody's ha comunicato di aver modificato l'*outlook* di ACEA da "Negativo" a "Stabile", confermando il *rating* pari a "Baa2".

La revisione segue la modifica dell'*outlook* sul debito sovrano del Governo della Repubblica Italiana, deciso recentemente da Moody's.

Il cambiamento dell'*outlook* è, inoltre, dovuto: **(i)** ai risultati conseguiti dalla Società nel secondo semestre del 2013 in termini di miglioramento della struttura finanziaria e del profilo di liquidità, grazie anche al collocamento - avvenuto il 5 settembre scorso - di un prestito obbligazionario da € 600,0 milioni; **(ii)** alla positiva evoluzione del quadro regolatorio idrico.

### **Programma di emissioni obbligazionario**

Il 10 marzo 2014 il Consiglio di Amministrazione ha approvato l'adozione di un Programma di Emissioni Obbligazionario (Euro *Medium Term Note Programme*) fino ad un importo massimo di € 1,5 miliardi di durata quinquennale. L'adozione dell'EMTN è finalizzata al rifinanziamento di alcuni *bond* e prestiti in scadenza in un'ottica di riduzione degli oneri finanziari e di allungamento della durata media del debito.

### **Fitch Ratings migliora l'outlook di Acea SpA da "Negativo" a "Stabile" confermando il rating a "BBB+"**

Il 29 maggio 2014, Fitch Ratings ha comunicato di aver migliorato l'*outlook* di ACEA da "Negativo" a "Stabile", confermando il *Long-Term Issuer Default Rating* (IDR) e il *Senior Unsecured Rating* a "BBB+" e il *Short-Term* IDR a "F2".

L'Agenzia spiega la revisione dell'*outlook* con: **(i)** la positiva evoluzione del quadro regolatorio idrico; **(ii)** i risultati conseguiti dalla Società negli ultimi dodici mesi; **(iii)** la maggiore visibilità, a lungo termine, sull'evoluzione dei *business*, sulla politica dei dividendi e sugli obiettivi finanziari del Gruppo, in seguito all'approvazione del Piano Strategico 2014-2018.

### **ACEA S.p.A. – Assemblea degli azionisti**

In data 5 giugno 2014, l'Assemblea degli Azionisti approva il Bilancio 2013 e la distribuzione di un dividendo di € 0,42 per azione di cui € 0,25 già distribuito a titolo di acconto.

In merito alla composizione del Consiglio di Amministrazione, l'Assemblea ha stabilito in sette il numero dei componenti, ha nominato il nuovo Consiglio che resterà in carica per tre esercizi e precisamente fino all'approvazione del Bilancio 2016 e ha definito i compensi spettanti ai Consiglieri.

### **ACEA S.p.A. – Nomina dell'Amministratore Delegato**

In data 9 giugno 2014, il Consiglio di Amministrazione ha nominato Alberto Irace Amministratore Delegato della Società. Il Consiglio ha, inoltre, approvato l'assetto dei poteri, riconoscendo al Presidente Catia Tomasetti il compito istituzionale di rappresentare la Società, convocare e presiedere i lavori del Consiglio, nonché la responsabilità delle Funzioni Relazioni Esterne e Comunicazione, Affari Istituzionali, Audit e Segreteria Societaria.

All'Amministratore Delegato sono stati conferiti, in linea con l'assetto precedente, tutti i poteri per la gestione ordinaria della Società e del Gruppo.

Il Consiglio ha, inoltre, confermato Franco Balsamo Dirigente Preposto alla Redazione dei Documenti Contabili Societari.



## Fatti di rilievo intervenuti successivamente alla chiusura del periodo

### **ACEA S.p.A. – Nomina dei Componenti dei Comitati Interni**

In data 2 luglio 2014 il Consiglio di Amministrazione di ACEA S.p.A., presieduto da Catia Tomasetti, ha nominato i membri dei seguenti Comitati Interni:

- Comitato Controllo e Rischi (Elisabetta Maggini, Paola Antonia Profeta, Giovanni Giani)
- Comitato Operazioni con Parti Correlate (Diane d'Arras, Elisabetta Maggini, Paola Antonia Profeta)
- Comitato per le Nomine e la Remunerazione (Elisabetta Maggini, Paola Antonia Profeta, Giovanni Giani)
- Comitato Etico (Paola Antonia Profeta, Francesco Caltagirone, Elisabetta Maggini).

### **Collocamento prestito obbligazionario da 600 milioni di euro a valere sul programma EMTN**

In data 8 luglio 2014 ACEA ha concluso il collocamento di un'emissione obbligazionaria per un importo complessivo di 600 milioni di Euro della durata di 10 anni e tasso fisso, a valere sul programma *Euro Medium Term Notes* (EMTN) da 1,5 miliardi di Euro deliberato dal Consiglio di Amministrazione in data 10 marzo 2014.

L'emissione è finalizzata al rifinanziamento di alcuni bond e prestiti in scadenza, in un'ottica di riduzione degli oneri finanziari e di allungamento della durata media del debito.

Il prestito obbligazionario è destinato esclusivamente a investitori istituzionali dell'Euromercato.

### **Approvazione proposte tariffarie 2014 - 2015**

Nelle date del 10 e del 14 luglio 2014 le Conferenze dei Sindaci dell'ATO2 – "Lazio centrale Roma" e dell'ATO5 – "Lazio meridionale Frosinone" hanno approvato, rispettivamente, le proposte tariffarie relative agli anni 2014 e 2015.

In virtù di quanto previsto dall'art. 6.1 lettera b) e dall'art. 6.2 della delibera 643/2013/R/Idr ed a seguito delle predette approvazioni, le Società ACEA Ato2 ed ACEA Ato5 applicheranno e fattureranno all'utenza, sui volumi venduti a partire dal 1° gennaio 2014, un incremento del 9% rispetto alle tariffe 2013. Gli incrementi ulteriori, ove previsti (come nel caso dell'ATO5) saranno applicabili a seguito della definitiva approvazione del moltiplicatore tariffario da parte dell'AEESGI.

## Principali rischi e incertezze

Per la natura del proprio business, il Gruppo è esposto a diverse tipologie di rischi, e in particolare a rischi regolatori, rischi di credito, rischi operativi, rischi cambio, rischio mercato, rischio liquidità ed al rischio tasso di interesse. Al fine del contenimento di tali rischi il Gruppo ha posto in essere attività di analisi e di monitoraggio che sono di seguito dettagliate.

È necessario evidenziare che non si prevedono, alla data di predisposizione della relazione sulla gestione corrente, particolari rischi e incertezze, oltre quelli menzionati nel presente documento, che possano determinare effetti significativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo ACEA.

### Rischi Regolatori

È noto che il Gruppo ACEA opera prevalentemente nei mercati regolamentati ed il cambiamento delle regole di funzionamento di tali mercati nonché le prescrizioni e gli obblighi che li caratterizzano possono significativamente influire sui risultati e sull'andamento della gestione. Pertanto il Gruppo si è dotato di una struttura che possa intensificare i rapporti con gli organismi di governo e regolazioni locali e nazionali.

Tale struttura assicura il monitoraggio della evoluzione normativa, sia nella fase di supporto alla predisposizione di commenti ed osservazioni ai Documenti di Consultazione, in linea con gli interessi delle società del Gruppo, che nella coerente applicazione delle disposizioni normative all'interno dei processi aziendali, dei business dell'energia elettrica, del gas e dell'acqua.

### Rischi operativi e ambientali

#### Area Idrico: conseguenze economiche per esistenza di scarichi non a norma

La Legge Galli persegue lo scopo del miglioramento continuo del Servizio idrico integrato da realizzarsi sia attraverso l'erogazione di un servizio di qualità per gli utenti, sia mediante il rispetto delle norme vigenti. Per tale motivo, se in fase di acquisizione il gestore recepisce impianti risultanti poi non a norma, è poi chiamato a rendere gli stessi adeguati da un punto di vista tecnico, gestionale e normativo al funzionamento previsto. In realtà, più volte i Gestori hanno affrontato tale problema, subendo sia ripercussioni operative (fermo impianti, inefficienze) che economiche (incremento di costi di gestione e manutenzione).

Per limitare le conseguenze di tale fattore di rischio, ACEA Ato2 ha pianificato e/o realizzati interventi di ripristino e/o rifunionalizzazione, nonché studi per il controllo della rete ed il monitoraggio dei parametri in ingresso agli impianti. Dal 2009 sono state normalizzate le attività connesse al trasporto e smaltimento rifiuti prodotti sugli impianti di depurazione tramite la contrattualizzazione di Aquaser. In questo esercizio sono state ultimate le attività connesse all'ottenimento delle autorizzazioni di rito. In ogni caso, l'alta soglia di attenzione da dedicare al problema ed i costosi inconvenienti operativi nel caso di fermo degli impianti, inducono a ritenere alto l'impatto di tale fattore di rischi.

Nel corso di questi anni sono stati aperti numerosi procedimenti di natura amministrativa e penale che muovono contestazioni di varia natura come sinteticamente descritto di seguito.

In proposito si fa presente che per **ACEA Ato5**:

- gran parte delle contestazioni si fondano sull'assenza del titolo abilitativo allo scarico (id est, autorizzazione allo scarico) in relazione ad impianti ereditata dai comuni e non su pretesi difetti qualitativi dei reflui;
- avverso le ordinanze ingiunzioni già emesse, la società sta provvedendo ovvero ha già provveduto a promuovere opposizione dinanzi alla competente autorità giudiziaria ed, allo stato, nel corso dell'anno 2013 v'è stata la pronuncia di n. 3 sentenze di merito del Tribunale di

Frosinone con le quali è stata dichiarata la cessazione della materia del contendere nell'ambito dei ricorsi proposti da ACEA Ato5 contro la Regione Lazio.

Per quanto concerne **ACEA Ato2** si evidenzia che le contestazioni più ricorrenti si possono riepilogare nelle seguenti:

- scarico di depuratori su fossi "non perenni" considerati da alcune procure suolo a tutti gli effetti;
- scarico di sostanze pericolose sul suolo (contestazione conseguente a quella di scarico a suolo a causa dei limiti estremamente restrittivi previsti in tale situazione);
- mancato collettamento ai depuratori di scarichi fognari;
- malfunzionamento di depuratori sovraccarichi e/o fatiscenti.

Alla contestazione di queste situazioni da parte degli Organi di controllo, può far seguito il sequestro dell'impianto (sia esso fognario che depurativo), che comporta normalmente il divieto di proseguire l'attività di scarico e il divieto di accesso ai luoghi, con un aumento dei costi operativi a carico della Società.

Inoltre, anche per le situazioni già a norma, l'aggiornamento della normativa in materia ambientale ha imposto una nuova, imprevista modifica alla programmazione delle opere previste nel Piano d'Ambito, per il rispetto di nuovi limiti assai più restrittivi, che comportano ingenti investimenti anche per impianti a servizio di comunità di poche centinaia di abitanti.

Tale situazione, nell'ambito dell'attuale quadro normativo idrico e ambientale, espone la società ad un significativo livello di rischio di commissione di reati ambientali, nonché ad infrazioni comunitarie per inadeguato trattamento e/o il mancato trattamento delle acque reflue.

I casi di "scarico a suolo" e "getto pericoloso di cose" sono contestati in ragione di una soggettiva interpretazione della norma nazionale da parte di alcune Procure ed è aggravata da un'incompleta individuazione del reticolo idrografico. E' spesso accaduto, infatti, che gli Enti preposti al controllo abbiano definito come "suolo" un "corpo idrico superficiale" solamente perché privo di acqua al momento del sopralluogo nonostante quanto indicato nell'autorizzazione allo scarico vigente e rinnovata per decenni e delle definizioni normative vigenti. Tale interpretazione, a quanto risulta, ha trovato raramente riscontro in altre regioni italiane.

Per superare tali situazioni si è resa necessaria l'adozione di complesse ed impegnative soluzioni tecniche, al fine di adeguare gli impianti ai limiti molto più restrittivi imposti dalla diversa natura del corpo ricettore o per spostare il punto di scarico o per dismettere il depuratore.

La delineata situazione riguarda poco meno di 70 depuratori dei 171 depuratori gestiti da ACEA Ato2, ma anche depuratori gestiti "in house" da Comuni, che non hanno ancora trasferito il servizio idrico integrato al gestore (e proprio per la situazione dei depuratori non lo era ancora stato).

### Area Energia

Con riferimento all'**Area Energia**, i principali rischi operativi connessi all'attività delle società da essa controllate (ACEA Energia ed ACEA Produzione) possono essere relativi a danni materiali (danni agli *asset*, inadeguatezza dei fornitori, negligenza), danni per mancata produzione, risorse umane e danni derivanti da sistemi e da eventi esogeni.

Le società, per far fronte ad eventuali rischi di natura operativa, hanno provveduto, sin dall'avvio delle attività, a sottoscrivere con primari istituti assicurativi polizze per *Property Damage* (danni materiali a cose), *Business Interruption* (danni per mancata produzione) e *Third Part Liability* (responsabilità civile verso terzi). Le società pongono particolare attenzione all'aggiornamento formativo dei propri dipendenti, e contestualmente alla definizione di procedure organizzative interne e alla stesura di appositi mansionari.

### Area Reti

Con riferimento all'**Area Reti**, i rischi principali ricadenti in questo raggruppamento possono essere classificati come segue:

- ✚ rischi inerenti all'efficacia degli investimenti di sostituzione/ammodernamento delle reti elettriche, in riferimento agli effetti attesi sul miglioramento degli indicatori di continuità del servizio;
- ✚ rischi relativi alla qualità, affidabilità e durata delle opere realizzate;
- ✚ rischi relativi al rispetto dei tempi di ottenimento delle prescritte autorizzazioni, sia riguardo alla costruzione e messa in esercizio degli impianti (ex legge regionale 42/90 e norme collegate) sia relativamente all'esecuzione dei lavori (autorizzazioni dei municipi e altre similari), in rapporto alle esigenze di sviluppo e potenziamento degli impianti.

Circa il rischio relativo alla qualità dei lavori, ACEA Distribuzione ha implementato sistemi di controllo operativo, tecnico/qualitativi, tra i quali spicca la costituzione dell'Unità Ispezione Cantieri (inserita nell'U.O Qualità e Sicurezza). Gli esiti delle ispezioni, gestiti informaticamente ed analizzati statisticamente, forniscono classifiche di merito (indici reputazionali) con un sistema di "vendor rating" sviluppato in collaborazione con l'Università di Tor Vergata (Roma). Tale sistema produce una valutazione di merito basata sulla reputazione degli appaltatori in riferimento al rispetto dei parametri di qualità e sicurezza dei lavori in cantiere.

Il sistema consente, inoltre, di rilevare ed applicare penali; nei casi di inadempienze gravi, il committente può disporre la sospensione delle attività dell'appaltatore. Nell'esercizio 2013 sono stati sospesi per "non conformità" sulla sicurezza n.7 cantieri, a fronte di un totale di 902 visite effettuate.

Nel corso dell'anno rimane confermato il buon livello raggiunto dell'indice reputazionale generale delle imprese che hanno operato per ACEA Distribuzione.

È stato avviato nel 2012, proseguito nel 2013, un analogo progetto relativo alle prestazioni affidate ai professionisti esterni coinvolti nelle attività di progettazione ed esecuzione dei lavori.

Circa il rischio relativo al rispetto dei tempi esso deriva dalla numerosità dei soggetti che devono essere interpellati nei procedimenti di autorizzazione e dalla notevole incertezza sui tempi di risposta da parte di tali soggetti; il rischio è insito nella possibilità di dinieghi e/o nelle condizioni tecniche che i predetti soggetti possono porre (ad esempio realizzazione di impianti interrati anziché "fuori terra", con conseguente maggior costo di impianto e di esercizio). Si fa notare anche il maggior costo operativo derivante dalla notevole durata dei procedimenti, che costringe le strutture operative ad un presidio impegnativo (elaborazione e presentazione di approfondimenti di progetto, valutazioni ambientali, ecc.), nonché alla partecipazione a conferenze di servizi e incontri tecnici presso gli Uffici competenti. Il rischio sostanziale resta, comunque, legato al mancato ottenimento di autorizzazioni, con conseguente impossibilità di adeguare gli impianti e conseguente maggior rischio legato alle performance tecniche del servizio (al presente, risultano in sofferenza il procedimento per l'ammodernamento della rete AT nell'area del Litorale e il procedimento con Terna, per la realizzazione della nuova cabina primaria Castel di Leva). Si rimarca che un elemento di particolare criticità consiste nei lunghi tempi di risposta di alcune amministrazioni interpellate.

### Area Ambiente

I termovalorizzatori, nonché in grado minore gli impianti di trattamento dei rifiuti, sono caratterizzati da un elevato livello di complessità tecnica, che ne impone la gestione da parte di risorse qualificate e strutture organizzative dotate di un elevato livello di *know how*. Sussistono quindi concreti rischi per quanto attiene la continuità di performance tecnica degli impianti, nonché connessi all'eventuale esodo delle professionalità (non facilmente reperibili sul mercato) aventi specifiche competenze gestionali in materia.

Tali rischi sono stati mitigati attraverso l'implementazione e l'attuazione di specifici programmi e di protocolli di manutenzione e gestionali, redatti anche sulla base dell'esperienza di conduzione impiantistica maturata.

Sotto altro profilo, gli impianti e le relative attività sono parametrati su specifiche caratteristiche dei rifiuti di ingresso. L'eventuale difformità di tali materiali rispetto alle specifiche, può dare corso a concrete difficoltà gestionali, tali da compromettere la continuità operativa degli impianti e da rappresentare rischi di ricadute di natura legale.

Per tale motivo sono state attivate specifiche procedure di verifica e controllo dei materiali di ingresso mediante prelievi a spot e campagne analitiche ai sensi della normativa vigente.

### **Rischio mercato**

Il Gruppo è esposto a diversi rischi di mercato con particolare riferimento al rischio di oscillazione dei prezzi delle *commodity* oggetto di compravendita, al rischio tasso di interesse e, solo in minima parte, al rischio cambio. Per contenere l'esposizione entro limiti definiti il Gruppo è parte di contratti derivati utilizzando le tipologie offerte dal mercato.

### **Rischio cambio**

Il Gruppo non è particolarmente esposto a tale tipologia di rischio che è concentrata sulla conversione dei bilanci delle controllate estere.

Per quanto riguarda il *Private Placement* di 20 miliardi di yen il rischio cambio è coperto tramite un *cross currency* descritto a proposito del rischio tasso di interesse.

### **Rischio di prezzo commodity**

Il Gruppo è esposto alle oscillazioni dei prezzi di energia elettrica che possono influenzare in maniera significativa i risultati.

Al fine di mitigare tale rischio il Gruppo si è dotato di una struttura di controllo che assicura l'analisi e la misurazione dell'esposizione ai rischi di mercato in coerenza con le Linee di Indirizzo del Sistema di Controllo Interno di ACEA e con i limiti e i criteri generali dei Rischi dell'Area Industriale Energia.

L'analisi e la gestione dei rischi è effettuata secondo un processo di *Risk Management* che prevede l'esecuzione di attività lungo tutto l'anno, con cadenza e periodicità differenti (annuale, mensile e settimanale). L'esecuzione di tali attività è distribuita tra l'Unità *Risk Control* ed i *Risk Owner*.

### **Rischio tasso di interesse**

L'approccio del Gruppo ACEA alla gestione del rischio di tasso d'interesse, tenuto conto della struttura degli *asset* e della stabilità dei flussi di cassa del Gruppo, è stato finora essenzialmente volto a preservare i costi di *funding* e a stabilizzare i flussi finanziari, in modo tale da garantire i margini e la certezza dei suddetti flussi di cassa derivanti dalla gestione caratteristica.

L'approccio del Gruppo alla gestione del rischio di tasso di interesse è pertanto prudente e la modalità di gestione dello stesso risulta tendenzialmente statica.

In particolare per gestione statica (da contrapporsi a quella dinamica) si intende una tipologia di gestione del rischio di tasso di interesse che non prevede un'operatività giornaliera sui mercati ma un'analisi e controllo della posizione effettuati periodicamente sulla base di esigenze specifiche. Tale tipologia di gestione prevede pertanto un'operatività sui mercati non a fini di trading bensì orientata alla gestione di medio / lungo periodo con l'obiettivo di copertura dell'esposizione individuata.

ACEA ha finora scelto di ottimizzare il rischio di oscillazione dei tassi di interesse scegliendo un *range* di *mix* di indebitamento tra tasso fisso e variabile.

Come noto infatti l'indebitamento a tasso fisso consente ad un operatore di essere immune al rischio *cash flow* in quanto stabilizza gli oneri finanziari a conto economico mentre è molto esposto al *fair value risk* in termini di variazioni del valore di mercato dello *stock* di debito.

### **Rischio liquidità**

Nell'ambito della *policy* del Gruppo l'obiettivo della gestione del rischio di liquidità, per ACEA e le Società controllate, è quello di avere una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di *business* e con i limiti definiti dal Consiglio di Amministrazione, assicuri un livello di liquidità adeguato ai fabbisogni finanziari, mantenendo un corretto equilibrio tra durata e composizione del debito.

Il processo di gestione del rischio di liquidità, che si avvale di strumenti di pianificazione finanziaria delle uscite e delle entrate idonei a gestire le coperture di tesoreria nonché a monitorare l'andamento dell'indebitamento finanziario consolidato, è realizzato sia attraverso la gestione accentrata della tesoreria sia mediante il supporto e l'assistenza fornita alle società controllate e collegate con le quali non sussiste un contratto di finanza accentrata.

### **Rischio di credito**

ACEA ha emanato già nel 2012 le linee guida della *credit policy* con le quali sono state individuate differenti strategie di gestione dei crediti attraverso criteri di flessibilità in funzione della segmentazione della clientela. Il rischio credito viene gestito tenendo conto sia della tipologia dei clienti (pubblici e privati) sia dei comportamenti disomogenei dei singoli clienti (*score comportamentale*). La gestione dinamica delle strategie di recupero è effettuata attraverso un sistema gestionale del Credito, implementato negli ultimi anni sulle principali società del Gruppo e che sarà esteso progressivamente a tutte le altre; dal punto di vista organizzativo nel corso del 2013 si è proceduto ad un ulteriore rafforzamento della gestione accentrata attraverso la costituzione di unità organizzative ad hoc all'interno della Capogruppo. Le strutture delle singole società deputate alla gestione dei crediti ripotano funzionalmente al CFO di ACEA il presidio *end to end* di tutto il processo.

Nel corso del 2013 il Gruppo ha proseguito a porre in essere operazioni di cessione pro soluto, rotativa e spot, di crediti verso clienti privati e Pubbliche Amministrazioni. Tali operazioni hanno pertanto dato luogo all'integrale eliminazione dal bilancio delle corrispondenti attività oggetto di cessione essendo stati trasferiti i rischi e i benefici ad esse connesse.

### **Rischi connessi al rating**

La possibilità di accesso al mercato dei capitali ed alle altre forme di finanziamento nonché i costi connessi dipendono, tra l'altro, dal merito di credito assegnato al Gruppo.

Eventuali riduzioni del merito di credito da parte delle agenzie di rating potrebbero costituire una limitazione alla possibilità di accesso al mercato dei capitali e incrementare il costo della raccolta con conseguenti effetti negativi sulla situazione economica, finanziaria e patrimoniale del Gruppo.

L'attuale rating di ACEA è riportato nella tabella che segue.

<b>Società</b>	<b>M/L Termine</b>	<b>Breve Termine</b>	<b>Outlook</b>	<b>Data</b>
<b>Moody's</b>	Baa2	NA	Stabile	19/02/2014
<b>Standard &amp; Poor's</b>	BBB-	A-3	Stabile	18/10/2013
<b>Fitch</b>	BBB+	F2	Stabile	29/05/2014

## Evoluzione prevedibile della gestione

I risultati raggiunti dal Gruppo ACEA nel primo semestre 2014 sono in linea con le aspettative.

Nel **settore ambiente**, il posizionamento complessivo di ARIA, titolare, direttamente o per il tramite della controllata SAO, di importanti infrastrutture impiantistiche destinate alla produzione di energia elettrica dal recupero dei rifiuti, consente di valutare, in termini positivi, le prospettive aziendali, sia nel breve che nel medio periodo. Ciò anche in considerazione del potenziamento delle infrastrutture impiantistiche per il recupero energetico che il Gruppo intende eseguire presso l'impianto di termovalorizzazione di San Vittore in cui saranno avviati gli interventi già autorizzati dalla Regione Lazio. È infatti sempre critica la situazione in cui versa il territorio della Regione Lazio in relazione allo smaltimento dei rifiuti resa particolarmente evidente dalla gestione commissariale introdotta, in forza di quanto previsto dall'art. 1 commi 358 e 359 della L. 228/2012, con il decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Mare del 3 gennaio 2013, concernente la situazione di grave criticità nella gestione dei rifiuti urbani nella Provincia di Roma. In tale contesto sono stati infatti previsti nel Piano Industriale nuovi investimenti volti a potenziare ulteriormente sia la propria capacità di produzione di Cdr e termovalorizzazione che di compostaggio con l'obiettivo di diventare il terzo operatore nazionale nel settore del trattamento industriale dei rifiuti.

Nel settore della **generazione elettrica**, nel corso dell'anno saranno avviati interventi strutturali di risanamento nella centrale di Castel Madama (assestamento delle gallerie di adduzione) così come proseguiranno i progetti industriali in corso con particolare riferimento all'estensione della rete del teleriscaldamento; tale progetto ha una durata di almeno tre anni e servirà il nuovo comprensorio di Torrino-Mezzocammino nella zona sud di Roma. Inoltre, al fine di rendere maggiormente efficiente la produzione degli impianti di Tor di Valle si prevede di completare l'attività di pianificazione, progettazione e gestione dell'iter autorizzativo del progetto di ammodernamento del sito nonché avviarne la fase realizzativa.

Nel settore dei **servizi idrici** obiettivo prioritario è quello della risoluzione delle problematiche di natura tariffaria che ancora caratterizzano alcuni Ambiti Territoriali nonché l'attuazione delle azioni necessarie al contenimento del circolante. Le società dell'area sono attualmente impegnate nelle attività di definizione e condivisione con i vari Enti d'Ambito delle proposte tariffarie per il biennio 2014 - 2015.

Nel settore delle **reti**, la delibera 157/2012 dell'AEEG del 26 Aprile ha approvato la tariffa di riferimento di ACEA Distribuzione, eliminando l'incertezza derivante dalla provvisorietà della tariffa pur persistendo alcuni elementi di indeterminatezza legati alla mancata definizione di partite perequative correlate al terzo ciclo regolatorio. Alle incertezze regolatorie, si aggiungono le difficoltà di contesto operativo per il mantenimento del livello degli indicatori tecnico gestionali. Le azioni principali da intraprendere, infatti, continueranno a riguardare, come nel recente passato, gli investimenti, i processi e l'organizzazione.

Nell'ambito del mercato della **vendita di energia elettrica** sarà sempre più intenso l'impegno nella accurata selezione dei clienti con particolare riferimento alla solvibilità continuando un percorso di crescita commerciale in termini di espansione nel settore *mass market* finalizzato all'acquisizione di clienti domestici e *small business*.

Obiettivo ormai consolidato delle società di vendita è quello di porre in essere tutte le azioni volte al continuo e costante miglioramento del processo di fatturazione e vendita al fine di contenere la crescita del circolante e contribuire alla riduzione dell'indebitamento del Gruppo.

In continuità con gli anni precedenti, il Gruppo ACEA sta proseguendo nella razionalizzazione dei processi di business, di efficienza operativa e di forte contenimento dei costi con l'obiettivo di contrastare gli effetti della crisi.

La struttura finanziaria del Gruppo ACEA risulta solida per gli anni futuri, in quanto l'intera posizione debitoria alla data di approvazione della presente relazione risulta posizionata sul lungo termine con una vita media di circa otto anni. Il debito sarà così regolato per il 69,5% a tasso fisso in modo da garantire la protezione da eventuali rialzi dei tassi di interesse nonché da eventuali volatilità finanziarie o creditizie.

ACEA dispone alla data odierna di linee di credito *committed* e *uncommitted* per circa € 1,1 miliardi di cui aventi scadenza oltre il 2014 per € 1 miliardo.

I Rating assegnati ad ACEA sul lungo termine dalle tre principali Agenzie di Rating Internazionali sono i seguenti:

- Standard & Poor's: "BBB-";
- Fitch "BBB+"
- Moody's "Baa2".