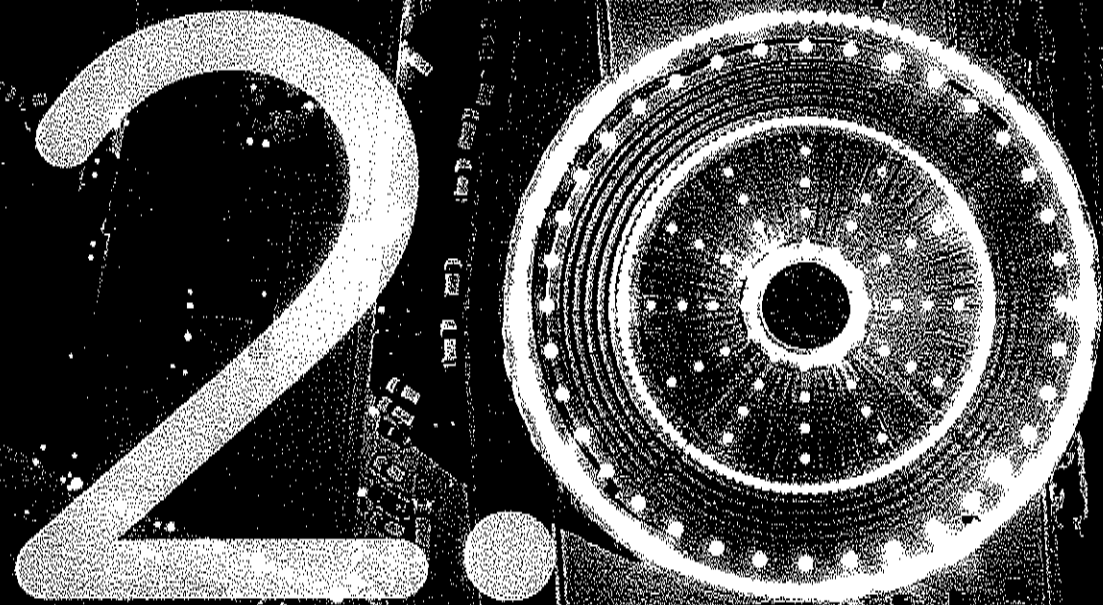


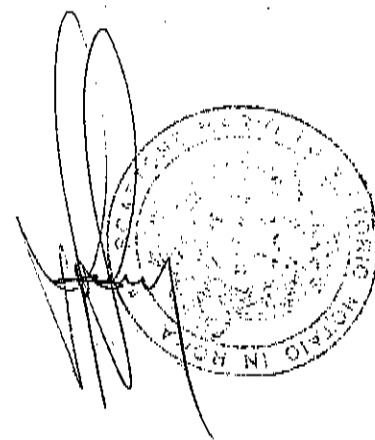


2015

BILANCIO DI ACEA SPA

BILANCIO CONSOLIDATÒ
GRUPPO ACEA



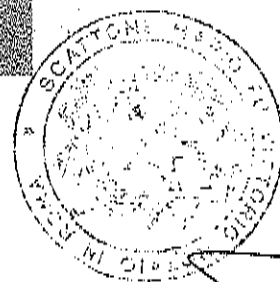


Handwritten signature

2015

BILANCIO DI ACEA SPA

BILANCIO CONSOLIDATO
GRUPPO ACEA



[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

INDICE

6

ACEA IN BREVE

13

RELAZIONE SULLA GESTIONE

14

Organi sociali

16

Sintesi dei risultati

18

Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo

24

Risultati Patrimoniali e Finanziari del Gruppo ACEA

34

Contesto di riferimento

38

Aspetti normativi e tariffari

48

Andamento delle Aree di attività

48

Risultati economici per area di attività

49

Area Industriale Ambiente

54

Area Industriale Energia

58

Area Industriale Idrico

66

Area Industriale Reti

70

Corporate

72

Fatti di rilievo intervenuti nell'esercizio

74

Fatti di rilievo intervenuti successivamente alla chiusura dell'esercizio

75

Principali rischi ed incertezze

80

Evoluzione prevedibile della gestione

81

Deliberazioni in merito al risultato di esercizio e alla distribuzione ai Soci

83

BILANCIO DELL'ESERCIZIO CHIUSO AL 31 DICEMBRE 2015

84

Forma e struttura

85

Criteri di valutazione e principi contabili

90

Principi contabili, emendamenti, interpretazioni e improvements applicati dal 1° gennaio 2015

91

Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni applicabili successivamente alla fine dell'esercizio e non adottati in via anticipata

94

Prospetto di Conto Economico

95

Prospetto di Conto Economico Complessivo

96

Prospetto di Stato Patrimoniale

98

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto al 31 dicembre 2014

99

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto al 31 dicembre 2015

100

Rendiconto Finanziario

101

Note al Conto Economico

108

Note allo Stato Patrimoniale - Attivo

119

Note allo Stato Patrimoniale - Passivo

127

Informativa sulle parti correlate

131

Elenco delle operazioni con parti correlate

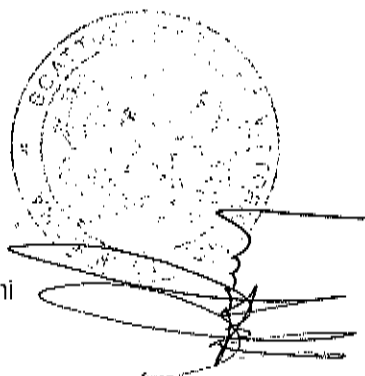
132

Aggiornamento delle principali vertenze giudiziali

135	Informazioni integrative sugli strumenti finanziari e politiche di gestione dei rischi
139	Impegni e rischi potenziali
140	Allegati alla nota integrativa
148	Relazione del Collegio Sindacale
159	Relazione della Società di Revisione
161	Attestazione del Bilancio di esercizio ai sensi dell'Art. 154 bis del D.Lgs. 58/98

163 **BILANCIO CONSOLIDATO CHIUSO AL 31 DICEMBRE 2015**

164	Forma e struttura
165	Criteri, procedure e area di consolidamento
167	Area di consolidamento
168	Criteri di valutazione e principi contabili
174	Principi contabili, emendamenti, interpretazioni e improvements applicati dal 1° gennaio 2015
175	Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni applicabili successivamente alla fine dell'esercizio e non adottati in via anticipata dal Gruppo
178	Prospetto di Conto Economico Consolidato
179	Prospetto di Conto Economico Complessivo Consolidato
180	Prospetto della Situazione Patrimoniale e Finanziaria Consolidata
182	Prospetto del Rendiconto Finanziario Consolidato
183	Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato
184	Note al Conto Economico Consolidato
198	Note alla Situazione Patrimoniale e Finanziaria Consolidata
220	Acquisizioni dell'esercizio
222	Impegni e rischi potenziali
223	Informativa sui servizi in concessione
232	Informativa sulle parti correlate
236	Aggiornamento delle principali vertenze giudiziali
243	Informazioni integrative sugli strumenti finanziari e politiche di gestione dei rischi
250	Allegati
261	Relazione della Società di Revisione
265	Attestazione del Bilancio consolidato ai sensi dell'Art. 154 bis del D.Lgs. 58/98
267	Relazione sul Governo Societario e gli assetti proprietari ai sensi dell'articolo 123-bis TUF



LETTERA AGLI AZIONISTI



CATIA TOMASETTI
PRESIDENTE



ALBERTO IRACE
AMMINISTRATORE DELEGATO

SIGNORI AZIONISTI,

I risultati conseguiti nel 2015 premiano gli sforzi di rinnovamento compiuti da Acea. Si tratta di una conferma e di un incoraggiamento a proseguire il percorso intrapreso già nel 2014. Uno stimolo a portare a definitivo compimento quel processo di evoluzione e trasformazione che abbiamo chiamato "Acea 2.0".

Gli indicatori di risultato confermano la solidità delle strategie sulle quali si basa questa nuova fase evolutiva. E ciò è tanto più confortante, in quanto il bilancio che sottoponiamo alla Vostra approvazione è frutto di risorse endogene, di una spinta complessiva al miglioramento e alla razionalizzazione che sta attraversando tutta la nostra realtà e che proseguirà anche nell'anno in corso e nei successivi.

La significativa rilevanza dei risultati ottenuti, che si attestano ben al di sopra delle previsioni, generano ottimismo e rafforzano, data la coerenza con le promesse, le scelte compiute nel nuovo Piano Industriale 2016 - 2020.

Vanno, in particolare, evidenziati un incremento rispetto all'esercizio precedente del 7,7% dell'utile netto, che si attesta sui 175 milioni di Euro risultato prezioso nel particolare contesto macroeconomico ma anche, con

orgoglio, il dato relativo agli investimenti, che crescono a ben 428,9 milioni di Euro, superando di oltre il 34% la già ragguardevole cifra di 318,6 milioni del 2014.

Riteniamo, al riguardo, molto significativo il dato sugli investimenti medi pro capite nell'Ambito Territoriale Ottimale 2 - Lazio centrale, nel quale nel 2015 sono stati investiti ben 49,4 Euro per abitante, e quindi il 45% in più della media nazionale di 34 Euro (fonte Utilitalia).

Questo dato conferma la nostra capacità e il nostro ruolo propulsivo, orientato allo sviluppo e alla crescita, nel contesto sociale ed economico nel quale la Vostra Società opera e interviene.

La Posizione Finanziaria Netta (PFN), miglior saldo dal 2008, seppure negativa, presenta tuttavia una diminuzione di 79 milioni, rispetto al 2014, e di ben 121 milioni circa rispetto al 30 settembre 2015. Al tempo stesso, i costi di gestione si riducono di oltre 125 milioni, pari al 5,4% in meno rispetto allo scorso anno. Questi risultati, come accennato, rappresentano in modo emblematico gli effetti positivi della determinata azione di razionalizzazione societaria e di miglioramento dell'efficienza nei processi operativi.

Il mercato ha premiato gli sforzi di rinnovamento compiuti da Acea con una crescita del titolo nel 2015 prossima al 60%, a fronte di un incremento medio del FTSE Mib che ha sfiorato il 13%.

Da queste solide basi trae la sua forza il Piano Industriale 2016 – 2020, nel quale spiccano, fra gli importanti e strategici obiettivi in esso indicati, sia la centralità del cliente con il miglioramento della qualità dei servizi forniti, sia l'efficienza organizzativa ed operativa, da conseguire, il primo, attraverso l'innovazione tecnologica e l'ampliamento dei canali di contatto, il secondo, con un sempre maggiore sviluppo dei sistemi informativi e l'ulteriore diffusione del work force management. Lo sviluppo ulteriore di questa tecnologia, già attiva da alcuni mesi in Acea Ato 2, sta determinando e ancor più determinerà, con la sua prossima diffusione alle altre Società del Gruppo, una nuova concezione del lavoro.

Il processo di profondo cambiamento di "Acea 2.0" è, quindi, destinato ad avere un'ulteriore accelerazione finalizzata non solo ad un incremento degli obiettivi di efficienza operativa ed economica, ma a creare una vera e propria discontinuità rispetto al passato. Il Gruppo intende liberarsi in questo modo del retaggio di una condizione di monopolista, ormai in via di definitivo superamento, dando vita ad una stagione del tutto nuova nei rapporti con i propri clienti, caratterizzata da un forte impulso all'utilizzo delle più avanzate tecnologie digitali. Si tratta di un obiettivo sfidante, il cui raggiungimento porrà Acea tra le utilities più avanzate in campo europeo.

Per la migliore qualità del servizio, Acea punterà sulla digitalizzazione ma anche sugli investimenti. Il Piano 2016-2020 prevede un poderoso e impegnativo target di investimenti pari a 2,4 miliardi di Euro, finalizzati per circa l'80% ai business regolati. Nello specifico, oltre un miliardo verrà destinato all'Area Idrico, mentre 878 milioni di Euro saranno impiegati dall'Area Reti. I 262 milioni previsti per l'Area Ambiente andranno principalmente al potenziamento degli impianti esistenti, mentre 159 milioni di Euro saranno utilizzati dall'Area Energia, da un lato, per il miglioramento qualitativo dei servizi erogati e della relazione con i clienti, dall'altro, per l'ammodernamento degli impianti di produzione di energia.

Non meno significativa è, poi, la riduzione dei costi di

gestione che, nell'arco temporale compreso nel Piano, ammonta a 94 milioni di Euro.

Tutto questo crea le premesse per la previsione di una crescita media annua dell'EBITDA del 4% ed una distribuzione di dividendi in crescita tra il 3 % ed il 6 %.

Il Piano non contempla gli effetti positivi che potrebbero derivare da acquisizioni di partecipazioni in società idriche italiane nei territori di riferimento, ovvero dal processo di consolidamento, con focus sulle Regioni core, promosso dal Governo e dalla nuova regolazione approvata dall'Autorità di settore (AEEGSI). Al riguardo, va evidenziato che, entro l'anno, entreranno in vigore, tra gli altri, i due decreti legislativi di attuazione della legge "Mada", n. 124 del 2015, contenenti i nuovi testi unici sui servizi pubblici locali di interesse economico generale e in materia di società a partecipazione pubblica. Tali provvedimenti potranno contribuire, soprattutto se opportunamente integrati rispetto ai testi approvati in esame preliminare dal Governo, a creare le condizioni normative atte a favorire simili percorsi.

Va, infine aggiunto che, a seguito delle decisioni assunte dalla precedente Assemblea degli Azionisti, il Consiglio di Amministrazione è passato ad una composizione da sette a nove membri, avendo conservato la sua originaria proporzione in termini di rappresentanza di genere. L'ingresso dei due nuovi Consiglieri, entrambi indipendenti, ha consentito una migliore distribuzione degli impegni all'interno dei vari Comitati ed una maggiore efficacia e velocità dei relativi lavori.

Signori Azionisti, questo Consiglio di Amministrazione, con la collaborazione totale di tutto il Gruppo e delle persone che ne fanno parte, ha operato con impegno e professionalità al conseguimento dei risultati che Vi presentiamo. Ha fissato per il prossimo futuro obiettivi sfidanti, ma al tempo stesso realistici, avendo sempre presente la creazione di valore in un contesto di sostenibilità sia in termini economico-finanziari ed ambientali, sia consapevole del proprio ruolo nel rapporto con il territorio al cui servizio operiamo.

Auspichiamo per questo il Vostro convinto sostegno.

L'Amministratore Delegato
Alberto Tracce



Il Presidente
Carlo Tomasetti



HIGHLIGHTS

CORPORATE HIGHLIGHTS



1°
OPERATORE IN ITALIA
NEI SERVIZI IDRICI

CON **8,5 milioni**
DI ABITANTI SERVITI NEL LAZIO,
TOSCANA, UMBRIA E CAMPANIA



TRA I PRINCIPALI
OPERATORI NAZIONALI
NEL MERCATO DELL'ENERGIA

CON CIRCA **10 miliardi** kWh
DI ELETTRICITÀ VENDUTA



6°
OPERATORE IN ITALIA NEL WTE
(WASTE TO ENERGY)

CON CIRCA **770.000**
TONNELLATE DI RIFIUTI TRATTATI



TRA I PRINCIPALI
OPERATORI IN ITALIA
NELLA DISTRIBUZIONE DI ELETTRICITÀ

CON CIRCA **11 miliardi** kWh
DI ELETTRICITÀ DISTRIBUITA

FINANCIAL HIGHLIGHTS

DATI IN MILIONI DI EURO

RICAVI CONSOLIDATI

2015 **2.917,3**
2014 **3.038,6**

EBIT

2015 **386,5**

UTILE NETTO DI GRUPPO

2015 **175,0**

EBITDA

2015 **732,0**
2014 **797,7**

RISULTATO ANTE IMPOSTE

2015 **296,4**

INVESTIMENTI DI GRUPPO

2015 **422,9**

LA STRUTTURA DEL GRUPPO

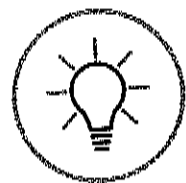
ACEA HOLDING

ACQUA



96%	Acea Ato 2
98%	Acea Ato 5
99%	Sarnese Vesuviano 37% Gori
100%	Crea Gestioni
40%	Umbra Acque
99%	Ombrore 40% Acquedotto del Fiora
77%	Acque Blu Arno Basso 45% Acque
75%	Acque Blu Fiorentine 40% Publiacqua
35%	Intesa Aretina 46% Nuove Acque
25%	Consorzio Agua Azul
51%	Aguazul Bogotà
100%	Acea Dominicana

ENERGIA



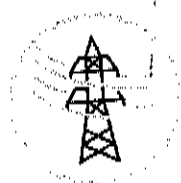
100%	Acea Energia 81% Acea Produzione
100%	Acea8cento
100%	Acea Energy Management

AMBIENTE



100%	Acea Risorse e Impianti per l'Ambiente
100%	Solemme
88%	Acquaser
50%	Ecomed

RETI



100%	Acea Distribuzione
100%	Acea Illuminazione Pubblica

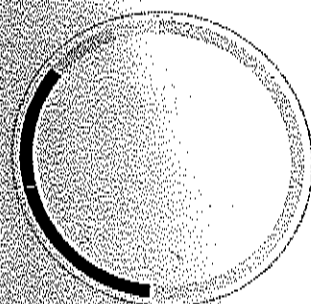
ALTRI SERVIZI



100%	Acea ElaboRi
------	--------------

STRUTTURA AZIONARIA

Alla data del 31 dicembre 2015, il capitale sociale di Acea SpA risulta essere così composto:



51%
Roma Capitale

18,64%
Mercato

15,86%
Caltagirone

12,48%
Suez

2,02%
Norges Bank

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

IL MODELLO ORGANIZZATIVO

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 fo-

calizzazione 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.

LE AREE DI BUSINESS

DATI IN MILIONI DI EURO

AREA IDRICO



Il Gruppo ACEA è il primo operatore italiano nel settore idrico. 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.

EBITDA +6,4%

2015 310,8

2014 292,2

INVESTIMENTI +37,3%

2015 204,4

2014 148,9

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 con l'obiettivo di consolidare il proprio posizionamento di operatore dual fuel. 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.

EBITDA (3,3%)

2015 107,9

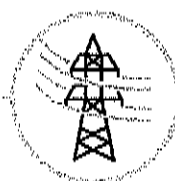
2014 103,2

INVESTIMENTI +55,3%

2015 211,1

2014 136,0

AREA RETE



Il Gruppo ACEA è tra i principali operatori nazionali con oltre 11 TWh elettrici distribuiti a Roma, dove gestisce la rete di distribuzione servendo 1,6 milioni di punti di consegna. Sempre nella Capitale il Gruppo gestisce l'illuminazione pubblica e artistica con oltre 217.000 punti luce applicando soluzioni sempre più efficienti e a basso impatto ambientale. Entro il 2020 è prevista la sostituzione di 100 mila lampade con altrettante a led.

EBITDA +0,9%

2015 255,7

2014 253,3

INVESTIMENTI +27,6%

2015 156,2

2014 122,4

AREA AMBIENTE



Il Gruppo ACEA è il 6° operatore italiano nel *Waste to Energy*, con una quota del 2,4% del mercato nazionale. Gestisce il principale termovalorizzatore e il più grande impianto di compostaggio della regione Lazio. Il Gruppo dedica particolare attenzione allo sviluppo di investimenti nel settore, considerato ad elevato potenziale, e nei rifiuti organici, in coerenza con l'obiettivo strategico del Gruppo di valorizzazione ambientale ed energetica dei rifiuti.

EBITDA +5,3%

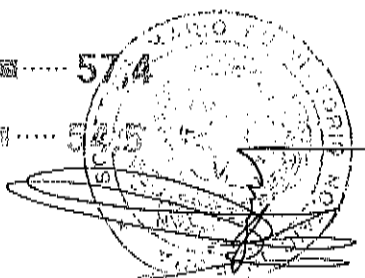
2015 57,4

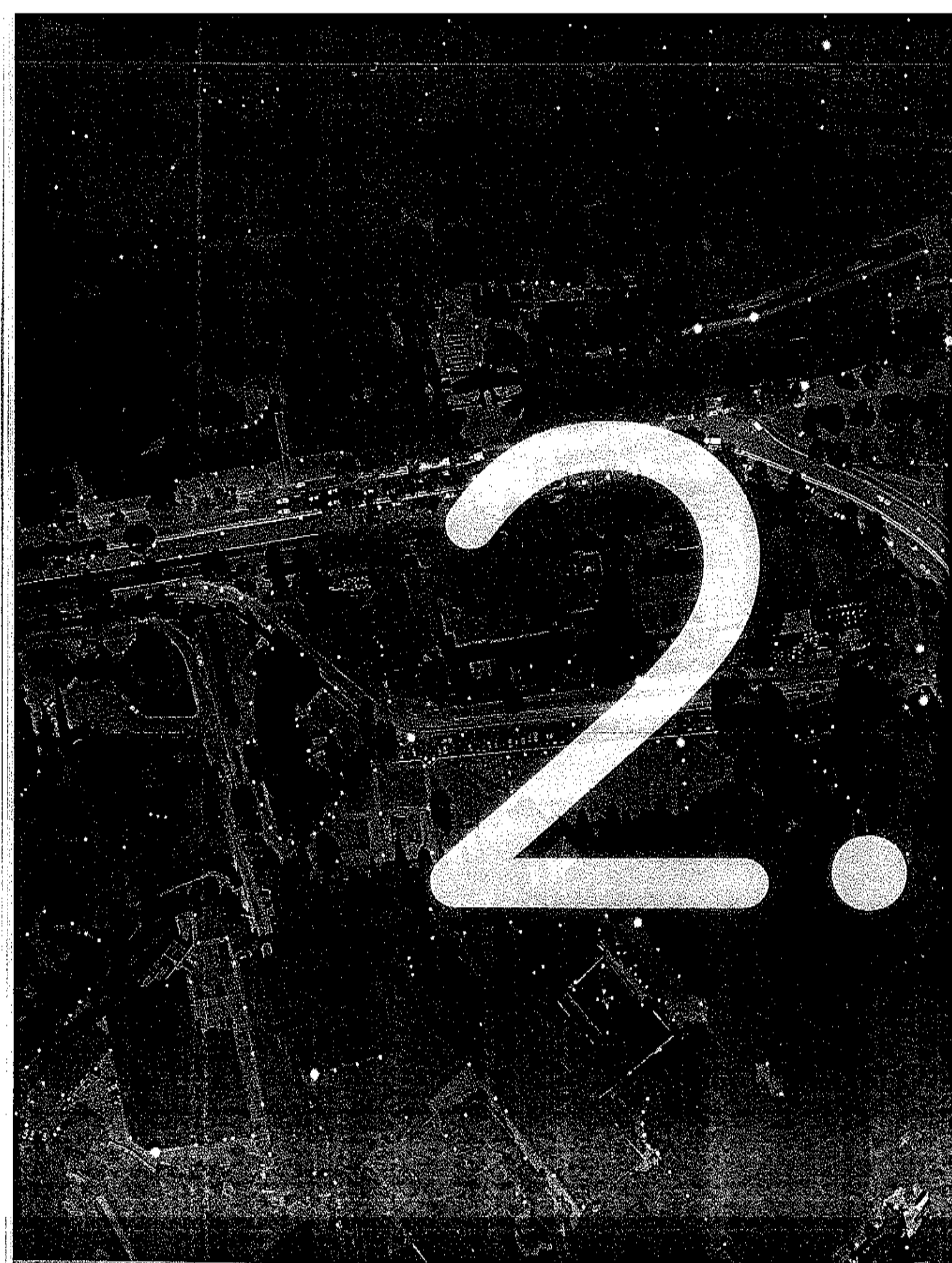
2014 54,5

INVESTIMENTI +94,7%

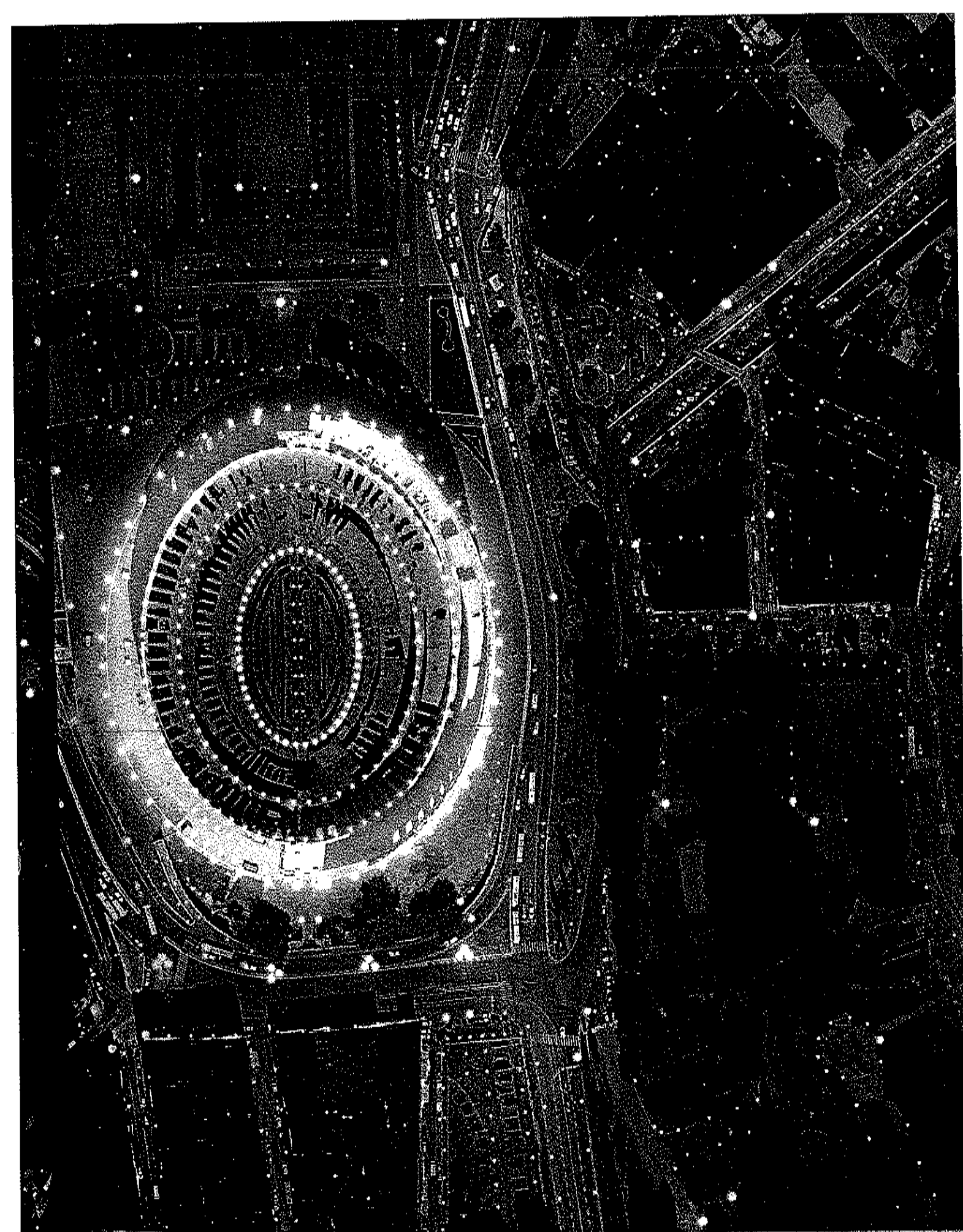
2015 25,9

2014 13,3





Colosseo · Roma



RELAZIONE
SULLA GESTIONE

ORGANI SOCIALI

Consiglio di Amministrazione

Catia Tomasetti	Presidente
Alberto Irace	Amministratore Delegato
Francesco Caltagirone	Consigliere
Massimiliano Capece Minutolo del Sasso ¹	Consigliere
Diane D'Arras	Consigliere
Giovanni Giani	Consigliere
Elisabetta Maggini	Consigliere
Roberta Neri ¹	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

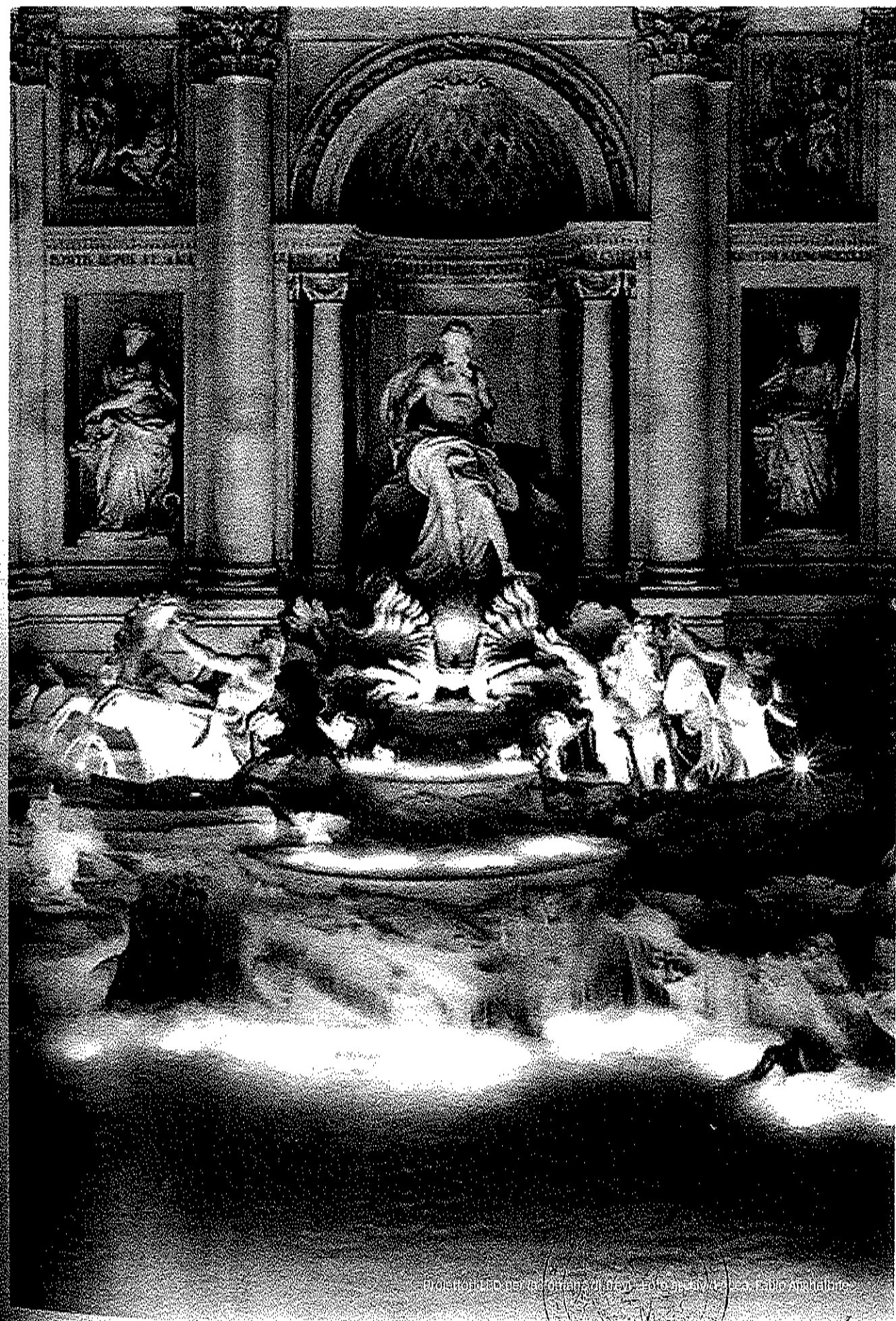
Demetrio Franco Mauro ²

Società di Revisione

Ernst & Young

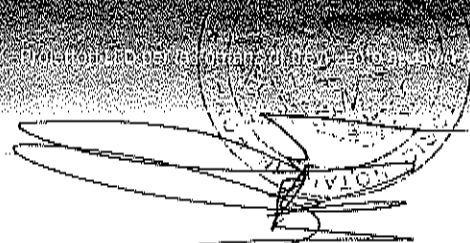
¹ Nominati dall'Assemblea dei Soci del 23 aprile 2015

² Nominato dal Consiglio di Amministrazione del 15 dicembre 2015 con decorrenza 1° gennaio 2016



PRODOTTO PER IL COMUNE DI SAN GIOVANNI A PUGLIA

RELAZIONE SULLA GESTIONE



19

SINTESI DEI RISULTATI

Dati Economici (€ milioni)	31.12.15	31.12.14	Variazione	Variazione %
Ricavi consolidati	2.917,3	3.038,3	(120,9)	(4,0%)
Costi operativi consolidati	2.213,9	2.339,3	(125,4)	(5,4%)
Proventi/(Oneri) da partecipazioni di natura non finanziaria	28,5	18,8	9,7	51,4%
- di cui: EBITDA	143,9	125,7	18,2	14,4%
- di cui: Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	(89,9)	(82,4)	(7,5)	9,1%
- di cui: Gestione Finanziaria	(7,8)	(9,7)	1,9	(19,2%)
- di cui: Imposte	(17,7)	(14,8)	(2,8)	19,1%
EBITDA	732,0	717,7	14,2	2,0%
EBIT	386,5	390,4	(4,0)	(1,0%)
Risultato netto³	181,5	168,9	12,6	7,5%
Utile (perdita) di competenza di terzi	6,6	6,5	0,1	1,4%
Risultato netto di competenza del Gruppo	175,0	162,5	12,5	7,7%

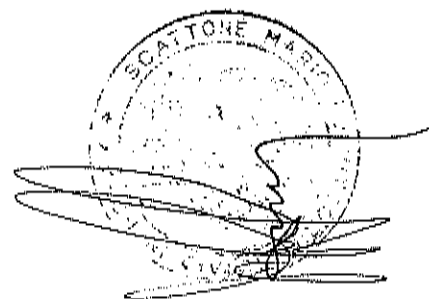
EBITDA per Area Industriale (€ milioni)	31.12.15	31.12.14	Variazione	Variazione %
AMBIENTE	57,4	54,5	2,9	5,3%
ENERGIA	107,9	111,7	(3,8)	(3,4%)
Produzione	34,2	33,8	0,3	1,0%
Vendita	73,7	77,8	(4,1)	(5,3%)
IDRICO:	310,8	292,2	18,6	6,4%
Estero	3,0	2,6	0,4	13,7%
Lazio - Campania	275,0	261,1	13,9	5,3%
Toscana - Umbria	23,0	17,2	5,8	33,8%
Ingegneria	9,8	11,3	(1,5)	(13,3%)
RETI	255,7	253,3	2,4	0,9%
ACEA (Corporate)	0,2	6,1	(5,8)	(96,3%)
Totale EBITDA	732,0	717,7	14,2	2,0%

Dati patrimoniali (€ milioni)	31.12.15	31.12.14	Variazione
Capitale Investito Netto	3.606,1	3.591,5	14,6
Indebitamento Finanziario Netto	(2.010,1)	(2.089,1)	79,0
Patrimonio Netto Consolidato	(1.596,1)	(1.502,4)	(93,7)

³ Entrambi gli esercizi posti a confronto contengono l'effetto, negativo, dell'adeguamento della fiscalità differita: nel 2014, in conseguenza dell'abolizione per incostituzionalità dell'addizionale IRES, il Gruppo aveva iscritto un onere di € 17 milioni che si confronta con l'onere di € 20 milioni iscritto nel 2015 per tenere conto della riduzione, prevista dalla Legge di Stabilità 2016, dell'aliquota IRES a partire dal 2017. Al netto di tale effetto, l'utile netto prima dell'attribuzione a terzi si attesta per il 2015 a € 201,5 milioni e per il 2014 a € 186 milioni registrando, quindi, una crescita dell'8,3%.

Investimenti per area industriale (€ milioni)	31.12.13	31.12.10	Variazione
AMBIENTE	187,7	179,6	8,1
ENERGIA	287,1	356,1	(69,1)
Produzione	130,7	134,9	(4,2)
Vendita	156,4	221,2	(64,8)
IDRICO	537,3	488,1	49,2
Estero	(2,1)	(2,0)	(0,2)
Lazio - Campania	522,1	478,2	43,9
Toscana - Umbria	0,2	(0,6)	0,8
Ingegneria	17,2	12,5	4,7
RETI	581,7	623,1	(41,4)
ACEA (comprende anche IP)	416,3	442,1	(25,8)
Totale	2.010,1	2.089,1	(79,0)

Investimenti per area industriale (€ milioni)	31.12.15	31.12.14	Variazione
AMBIENTE	25,9	13,3	12,6
ENERGIA	30,6	19,7	10,8
Produzione	15,2	11,6	3,7
Vendita	15,3	8,1	7,2
IDRICO:	204,4	148,9	55,5
Estero	0,4	0,6	(0,2)
Lazio - Campania	202,5	146,8	55,7
Toscana - Umbria	0,0	0,0	0,0
Ingegneria	1,5	1,5	0,0
RETI	156,2	122,4	33,8
ACEA (Corporate)	11,8	14,2	(2,4)
Totale investimenti	428,9	318,6	110,3



17

SINTESI DELLA GESTIONE E ANDAMENTO ECONOMICO E FINANZIARIO DEL GRUPPO

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* 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 31 dicembre

2015 con quelli del medesimo periodo del precedente esercizio.

Rif. Nota	31.12.15	31.12.14	Variazione	Variazione %
1 Ricavi da vendita e prestazioni	2.800,6	2.931,6	(131,0)	(4,5%)
2 Altri ricavi e proventi	116,7	106,7	10,1	9,5%
Ricavi netti consolidati	2.917,3	3.038,3	(120,9)	(4,0%)
3 Costo del lavoro	211,2	229,5	(18,4)	(8,0%)
4 Costi esterni	2.002,7	2.109,8	(107,1)	(5,1%)
Costi Operativi Consolidati	2.213,9	2.339,3	(125,4)	(5,4%)
5 Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	0,0	0,0	0,0	0,0%
6 Proventi/(Oneri) da partecipazioni di natura non finanziaria	28,5	18,8	9,7	51,4%
Margine Operativo Lordo	732,0	717,7	14,2	2,0%
7 Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	345,5	327,3	18,2	5,6%
Risultato Operativo	386,5	390,4	(4,0)	(1,0%)
8 Proventi finanziari	20,2	28,2	(8,0)	(28,4%)
8 Oneri finanziari	(111,2)	(129,3)	18,1	(14,0%)
9 Proventi/(Oneri) da partecipazioni	1,0	0,5	0,5	91,8%
Risultato ante imposte	296,4	289,8	6,6	2,3%
10 Imposte sul reddito	114,8	120,9	(6,0)	(5,0%)
Risultato Netto	181,5	168,9	12,6	7,5%
Risultato netto Attività Discontinue	0,0	0,0	0,0	0,0%
Risultato Netto	181,5	168,9	12,6	7,5%
Utile/(Perdita) di competenza di terzi	6,6	6,5	0,1	1,4%
Risultato netto di Competenza del gruppo	175,0	162,5	12,5	7,7%

Importi in milioni di Euro

Ricavi nei consolidati
€ 2.917,3 milioni

1. Ricavi da vendita e prestazioni - € 2.800,6 milioni
Ammontano ad € 2.800,6 milioni ed erano € 2.931,5 milioni nel 2014 e sono dettagliati come segue:

€ milioni	31.12.15	31.12.14	Variazione	Variazione %
Ricavi da vendita e prestazioni di energia elettrica	1.942,6	2.101,5	(158,9)	(7,6%)
Ricavi da vendita gas	79,3	59,0	20,3	34,4%
Ricavi da vendita certificati e diritti	20,9	21,6	(0,7)	(3,2%)
Ricavi da Servizio Idrico Integrato	582,6	580,4	2,2	0,4%
Ricavi da gestioni idriche estero	9,9	7,7	2,2	28,4%
Ricavi da conferimento rifiuti e gestione discarica	37,5	39,4	(1,9)	(4,8%)
Ricavi da prestazioni a clienti	95,3	93,4	1,7	1,9%
Contributi di allacciamento	32,5	28,5	4,0	14,1%
Totale	2.800,6	2.931,6	(131,0)	(4,5%)

I **Ricavi da vendita e prestazioni di energia elettrica** ammontano ad € 1.942,6 milioni in decremento rispetto allo scorso esercizio di € 158,9 milioni. Tale decremento è da collegare principalmente ai seguenti eventi:

- diminuzione dei ricavi da vendita di energia elettrica per € 158,5 milioni per effetto delle minori quantità vendute sul mercato libero e tenuto conto dell'andamento dei prezzi. La riduzione delle quantità vendute è essenzialmente imputabile al mercato libero (-18,0%) in conseguenza della ottimizzazione del portafoglio clienti operata da Acea Energia già a partire dal 2014. Anche il mercato tutelato registra un lieve decremento delle quantità vendute (-1,6%). Sono iscritti in tale voce i ricavi derivanti dalla delibera AEEGSI 659/2015 che ha previsto, per il 2014 e il 2015, l'introduzione di un meccanismo di natura transitoria, che tiene conto del cosiddetto effetto dimensione, a copertura dei costi operativi diversi dalla morosità;
- diminuzione dei ricavi da attività di trasporto e misura dell'energia per € 1,4 milioni per effetto del diverso valore dei parametri tariffari nonché del decremento delle consistenze e della minore energia immessa in rete;
- diminuzione dei ricavi da attività di energia elettrica e calore per € 0,8 milioni per effetto delle minori quantità di energia prodotta dalle centrali idroelettriche (-9,3%) anche per effetto del fermo per repowering della centrale di Castel Madama da fine luglio 2015;
- aumento dei ricavi da cogenerazione per € 1,3 milioni.

I **ricavi da vendita gas** registrano un aumento di € 20,3 milioni rispetto all'esercizio precedente principalmente per effetto: i) delle maggiori quantità vendute da Acea Energia in conseguenza dell'aumento dei clienti del segmento "business" e del consolidamento dei clienti del mercato domestico e ii) per € 6,3 milioni per effetto della variazione dell'area di consolidamento a seguito dell'acquisizione di Cesap Vendita Gas.

I **ricavi da vendita certificati e diritti** si riducono di € 0,7 milioni in conseguenza della diminuzione delle quantità prodotte dagli impianti di Salisano e Orte.

I **ricavi da Servizio Idrico Integrato** in aumento di € 2,2 milioni essenzialmente per effetto del VRG 2015 delle Società che gestiscono il servizio nel Lazio ed in misura ridotta da quelle operanti nella Campania. In particolare i ricavi di ACEA Ato2 diminuiscono di € 1,7 milioni e quelli di ACEA Ato5 aumentano di € 3,3 milioni. Con riferimento ad ACEA Ato2 si evidenzia che nel 2014 erano classificati in tale voce alcuni ricavi relativi alle prestazioni verso terzi per una ammontare complessivo di € 6,9 milioni. Pertanto, al netto di tale riclassifica, i ricavi della società risultano aumentati di € 5,1 milioni. Con riferimento ad ACEA Ato5 si informa che sono iscritti in tale voce gli effetti (€ 4,1 milioni) derivanti dalla delibera AEEGSI 51/2016 con la quale si è conclusa l'istruttoria sulle tariffe 2012-2015.

I **ricavi Estero** aumentano di € 2,2 milioni essenzialmente per effetto delle maggiori quantità vendute da Agua Azul Bogotá.

I **ricavi da conferimento rifiuti e gestione discarica** sono in decremento di € 1,9 milioni. La variazione è influenzata quasi esclusivamente dal sequestro dell'impianto di Kyklos ordinato dalla Procura della Repubblica a seguito dell'incidente mortale avvenuto nel mese di luglio 2014.

I **ricavi da prestazioni a clienti** ammontano di € 1,7 milioni principalmente per effetto di:

- maggiori ricavi per lavori verso terzi di ACEA Ato2 (+ € 5,7 milioni),
- minori ricavi derivanti dall'attività di pubblica illuminazione nel Comune di Napoli (- € 1,9 milioni),
- minori ricavi legati al servizio GIP (- € 0,8 milioni).

I ricavi relativi alla gestione della pubblica illuminazione di Roma Capitale ammontano a € 66,7 milioni e sono sostanzialmente in linea con l'esercizio precedente.

I **contributi di allacciamento** sono in aumento rispetto al precedente esercizio di € 4,0 milioni essenzialmente per l'Area Energia (+ € 2,2 milioni) e Reti (+ € 2,0 milioni).

2. Altri ricavi e proventi - € 116,7 milioni

€ milioni	31.12.15	31.12.14	variazione	Variazione %
Contributi da Enti per TEE	18,5	36,7	(18,3)	(49,7%)
Sopravvenienze attive	54,1	25,4	28,7	113,1%
Altri ricavi	13,8	11,1	2,7	24,7%
Rimborsi per danni, penalità, rivalse	9,9	7,7	2,2	28,6%
Conto energia	4,3	5,0	(0,8)	(15,1%)
Proventi da prelievi fraudolenti	0,0	5,4	(5,4)	(100,0%)
Contributo statale ex DPCM 23/04/04	4,0	4,9	(0,9)	(19,2%)
Contributi regionali	2,1	2,1	0,0	0,3%
Proventi da utenze	3,3	2,4	1,0	41,0%
Personale distaccato	2,2	1,5	0,7	43,5%
Proventi immobiliari	1,9	1,7	0,3	16,6%
Margine IFRIC 12	1,4	1,2	0,2	16,0%
Plusvalenze da cessione beni	0,1	0,3	(0,2)	(63,4%)
Riaddebito organi per cariche sociali	1,0	1,1	(0,1)	(7,2%)
Premi per continuità del servizio	0,2	0,2	0,0	(9,3%)
Altri ricavi e proventi	116,7	106,7	10,1	9,5%

La variazione rispetto al 31 dicembre 2014 è determinata essenzialmente dai seguenti effetti contrapposti:

- (i) maggiori sopravvenienze per € 28,7 milioni originate principalmente da accertamenti di partite energetiche provenienti dagli esercizi precedenti da parte di Acea Energia per € 32,5 milioni parzialmente compensate dal decremento di quelle di ACEA Ato2 (- € 7,1 milioni) per effetto dell'iscrizione al 31 dicembre 2014 dei conguagli pregressi relativamente al periodo 2006 - 2011. La crescita di tale componente è sostanzialmente azzerata dalla crescita delle sopravvenienze passive iscritte tra gli Oneri diversi di gestione;
- (ii) riduzione di € 18,3 milioni dei contributi da annullamento maturati sui titoli di efficienza energetica in conseguenza delle minori quantità acquistate nel corso del periodo di osservazione. A tale riduzione si aggiunge il riversamento, effettuato nel 2014, del fondo stanziato nel 2013 (€ 8,4 milioni) a copertura dell'acquisto dei titoli necessari a fronteggiare l'obbligo 2013.

Costi operativi consolidati

€ 2.213,9 milioni

Essi sono composti come risulta dalla tabella che segue.

Costi operativi	31.12.15	31.12.14	variazione	Variazione %
Costo del lavoro	211,2	229,5	(18,4)	(8,0%)
Costi esterni	2.002,7	2.109,8	(107,1)	(5,1%)
Costi operativi consolidati	2.213,9	2.339,3	(125,4)	(5,4%)

4. Costo del lavoro - € 211,2 milioni

L'incremento del costo del lavoro, al lordo dei costi capitalizzati, si attesta a € 2,8 milioni ed è influenzato principalmente dall'area Idrico e dall'area Energia.

Per quanto riguarda i costi capitalizzati si segnala un incremento di € 21,2 milioni, determinato sostanzialmente da ACEA Distribuzione per € 14,0 milioni e da ACEA Ato2 per € 9,6 milioni. L'andamento è influenzato dalla crescita

delle ore destinate ad investimento con particolare riferimento al progetto di sviluppo tecnologico e di processo (Acea2.0) che coinvolge tutta la popolazione aziendale nonché dalla revisione delle modalità di capitalizzazione dei costi interni effettuata progressivamente già a partire dall'ultimo trimestre del 2014.

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

€ milioni	31.12.15	31.12.14	Variazione	Variazione %
Area Ambiente	11,9	11,3	0,6	5,7%
Area Energia	28,5	26,3	2,2	8,3%
Area Idrico	116,8	115,2	1,6	1,4%
Area Reti	88,0	88,5	(0,5)	(0,6%)
Capogruppo	56,3	57,3	(1,1)	(1,9%)
Totale Costo del lavoro al lordo dei capitalizzati	301,4	298,6	2,8	0,9%

4. Costi esterni - € 2.002,7 milioni

Registrano un decremento complessivo di € 107,1 milioni (-5,1%) in quanto erano € 2.109,8 milioni al 31 dicembre 2014.

€ milioni	31.12.15	31.12.14	Variazione	Variazione %
Energia, gas e combustibili	1.612,4	1.746,5	(134,1)	(7,7%)
Materie	28,9	27,5	1,3	4,8%
Servizi	228,4	234,9	(6,5)	(2,8%)
Canoni di concessione	43,9	43,1	0,8	1,8%
Godimento beni di terzi	22,9	23,9	(1,0)	(4,1%)
Oneri diversi di gestione	66,3	33,9	32,4	95,7%
Costi esterni	2.002,7	2.109,8	(107,1)	(5,1%)

I costi per acquisto di energia, gas e combustibili ammontano ad € 1.612,4 milioni in diminuzione rispetto allo scorso anno di € 134,1 milioni.

L'andamento è evidenziato nella tabella che segue:

€ milioni	31.12.15	31.12.14	Variazione	Variazione %
Acquisto energia elettrica e trasporto	1.570,1	1.697,9	(127,9)	(7,5%)
Gas	22,9	16,7	6,2	37,3%
Certificati bianchi	18,1	31,0	(12,9)	(41,5%)
Certificati verdi e diritti CO2	1,3	0,9	0,4	44,5%
Totale	1.612,4	1.746,5	(134,1)	(7,7%)

L'effetto principale deriva: i) dalla diminuzione dei costi per acquisto di energia elettrica (- € 127,9 milioni) a causa dei minori volumi di energia elettrica venduti, e ii) di-

minuzione (- € 12,9 milioni) dei costi iscritti verso Cassa Conguaglio relativamente ai TEE in portafoglio di ACEA Distribuzione a copertura dell'obbligo 2014 e 2015.

I **costi per servizi** sono pari a € 228,4 milioni in diminuzione rispetto allo scorso anno di € 6,5 milioni. Tale andamento risente principalmente della:

- i) diminuzione di: i) costi sostenuti per i lavori eseguiti in appalto (- € 5,3 milioni) prevalentemente da ACEA Ato2, ii) costi per il servizio di trasporto e smaltimento dei fanghi (- € 3,4 milioni), con particolare riferimento a quelli di Aquaser, iii) costi per consumi elettrici idrici e gas (- € 3,0 milioni).
- ii) crescita dei costi per prestazioni tecniche e amministrative (+ € 2,8 milioni), con particolare riferimento a quelli per gli agenti e procacciatori, e dei costi per canoni di manutenzione (+ € 2,9 milioni).

I **canoni di concessione** crescono di € 0,8 milioni principalmente per effetto di ACEA Ato2 (+ € 1,2 milioni) che nel corso del 2015 ha acquisito nuovi Comuni dell'Ambito.

I **costi per godimento beni di terzi** ammontano a € 22,9 milioni e sono in decremento rispetto allo scorso esercizio di € 1,0 milioni (erano € 23,9 milioni). Tale variazione è conseguenza dei minori costi per licenze d'uso di software applicativo di ACEA Distribuzione per € 0,7 milioni e minori costi per altri noleggi e canoni di ACEA Ato2 per € 0,2 milioni. Gli **oneri diversi di gestione** ammontano a € 66,3 milioni e crescono di € 32,4 milioni rispetto al 2014. La variazione risente dell'incremento di: i) sopravvenienze passive (+€

27,1 milioni) per gli aggiustamenti delle stime effettuate in esercizi precedenti, ii) risarcimento danni ed esborsi per vertenze (+€ 2,4 milioni) e iii) spese generali (+€ 3,7 milioni). L'aumento delle spese generali deriva sostanzialmente dai rimborsi effettuati dalle Società idriche ai sensi della sentenza 335/2008 della Corte Costituzionale.

5. **Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity** - € 0,0 milioni
Al 31 dicembre 2015 la variazione della valutazione a Fair Value dei contratti finanziari è pari a € 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 2015.

6. **Proventi/(Oneri) da partecipazioni di natura non finanziaria** - € 28,5 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	31.12.15	31.12.14	Variazione	Variazione %
MOL	143,9	125,7	18,1	14,4%
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	(89,9)	(82,4)	(7,5)	9,1%
Gestione finanziaria	(7,9)	(9,7)	1,8	(18,6%)
(Oneri)/Proventi da Partecipazioni	0,1	0,0	0,1	100,0%
Imposte	(17,7)	(14,8)	(2,8)	19,1%
Proventi da partecipazioni di natura non finanziaria	28,5	18,8	9,7	51,4%

L'aumento rispetto al 31 dicembre 2014 discende principalmente:

- per quanto riguarda il Margine Operativo Lordo, dalle migliori performance registrate da Publiacqua (+€ 8,4 milioni), dal Gruppo Acque (+€ 6,8 milioni) e da GORI (+€ 1,7 milioni);
- relativamente alla voce ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti si segnala la crescita degli ammor-

tamenti in conseguenza dei maggiori investimenti effettuati dalle società idriche toscane e un sostanziale allineamento rispetto al 2014 degli accantonamenti e svalutazioni.

La variazione delle imposte è determinata per circa € 2 milioni dall'effetto dell'adeguamento della fiscalità differita in conseguenza della prevista riduzione dell'IRES (dal 27,5% al 24%) a partire dal 2017.

7. **Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni** - € 345,5 milioni

€ milioni	31.12.15	31.12.14	Variazione	Variazione %
Ammortamenti immateriali e materiali	234,0	203,5	30,4	15,0%
Svalutazione crediti	59,0	110,2	(51,1)	(46,4%)
Accantonamenti per rischi	52,5	13,6	38,9	284,7%
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	345,5	327,3	18,2	5,6%

Gli **ammortamenti** sono pari a € 234,0 milioni, e sono aumento di € 30,4 milioni (+ 15,0%), riferibile prevalentemente alla crescita degli investimenti in tutte le aree di business e tiene altresì conto, per il settore idrico, della dinamica regolatoria e degli aggiornamenti tariffari relativi al capitale investito. La voce in commento contiene la svalutazione di € 1,4 milioni operata sull'avviamento a vita utile indefinita relativo ad Ecogena quale risultato del test di impairment.

Le **svalutazioni dei crediti** ammontano ad € 59,0 milioni e diminuiscono di € 51,1 milioni. Si segnala la riduzione degli accantonamenti delle società dell'Area Energia (- € 18,6 milioni) e dell'Area Idrico (- € 28,5 milioni) quale conseguenza della riduzione dello stock dei crediti nonché, per ACEA Ato5, della chiusura dell'istruttoria sulle tariffe 2012-2015 che ha definito l'ammontare dei conguagli tariffari spettanti alla Società.

Gli **accantonamenti al fondo rischi** registrano una significativa variazione in aumento per effetto dei rilasci per esuberanza registrati nel 2014 (€ 22,1 milioni). Al lordo di tale effetto si registra un incremento di € 24 milioni che è sostanzialmente imputabile allo stanziamento di un fondo a parziale copertura dei ratei energia relativi ad esercizi precedenti (€ 13,3 milioni) nonché ai maggiori accantonamenti al fondo oneri di ripristino in conseguenza della crescita degli investimenti delle società idriche (€ 4 milioni).

8. (Oneri) e Proventi Finanziari - € 91,1 milioni

Gli **oneri finanziari netti** ammontano ad € 91,1 milioni e sono in diminuzione di € 10,1 milioni. In particolare, tale andamento deriva da minori oneri finanziari per € 18,1 milioni e da minori proventi finanziari per € 8,0 milioni. L'andamento della Gestione Finanziaria deriva principalmente

dalla diminuzione degli interessi sull'indebitamento a breve e medio-lungo termine (- € 9,7 milioni), dalla riduzione del costo delle cessioni pro soluto dei crediti commerciali (- € 3,4 milioni) e dai minori interessi moratori (- € 1,7 milioni). Sul fronte dei proventi si segnala una diminuzione di € 7,1 milioni degli interessi sui crediti verso clienti.

9. (Oneri) e Proventi da Partecipazioni - € 1,0 milioni

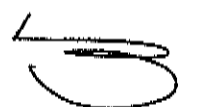
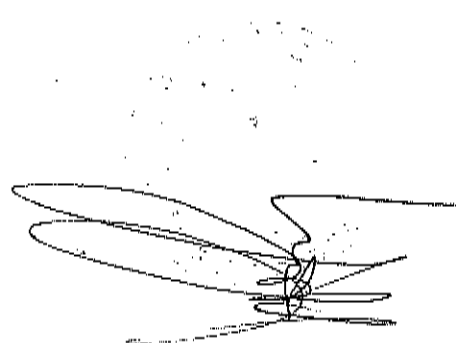
Si riferiscono al risultato del consolidamento secondo il metodo del patrimonio netto di alcune società del Gruppo, con particolare riferimento ad Agua de San Pedro, Geal, Sienergia e Umbria2.

10. Imposte sul reddito - € 114,8 milioni

Il carico fiscale dell'esercizio è stimato pari complessivamente a € 114,8 milioni contro € 120,9 milioni del 31 dicembre 2014.

Entrambi gli esercizi posti a confronto contengono l'effetto, negativo, dell'adeguamento della fiscalità differita: nel 2014, in conseguenza dell'abolizione per incostituzionalità dell'addizionale IRES, il Gruppo aveva iscritto un onere di € 17,1 milioni che si confronta con l'onere di € 19,9 milioni (di cui € 2,2 milioni per minori accantonamenti) iscritto nel 2015 per tenere conto della riduzione, prevista dalla Legge di Stabilità 2016, dell'aliquota IRES a partire dal 2017.

Al netto di tale effetto le imposte si attestano a € 95 milioni e si riducono, rispetto al 2014, di circa € 9 milioni. Tale decremento deriva sostanzialmente dalla eliminazione della suddetta addizionale IRES nonché dalla modifica, dal 1° gennaio 2015, della normativa IRAP in merito alla deducibilità del costo del personale assunto a tempo indeterminato.



RISULTATI PATRIMONIALI E FINANZIARI DEL GRUPPO ACEA

RIE. Nota	GRUPPO ACEA STATO PATRIMONIALE (importi in milioni di €)	31.12.15 (a)	31.12.14 (b)	variazione (a)-(b)	variazione %
	ATTIVITÀ E PASSIVITÀ NON CORRENTI	3.868,6	3.681,6	187,0	5,1%
11	Immobilizzazioni materiali/ immateriali	3.870,9	3.669,4	201,5	5,5%
12	Partecipazioni	250,2	227,2	23,0	10,1%
13	Altre attività non correnti	314,3	340,2	(25,9)	(7,6%)
14	Tfr e altri piani a benefici definiti	(108,6)	(118,0)	9,4	(7,9%)
15	Fondi rischi e oneri	(187,1)	(165,9)	(21,2)	12,7%
16	Altre passività non correnti	(271,2)	(271,3)	0,1	(0,0%)
	CIRCOLANTE NETTO	(262,5)	(90,1)	(172,4)	191,3%
17	Crediti correnti	1.098,7	1.259,9	(161,2)	(12,8%)
18	Rimanenze	26,6	29,2	(2,6)	(8,9%)
19	Altre attività correnti	205,9	241,3	(35,5)	(14,7%)
20	Debiti correnti	(1.245,3)	(1.249,4)	4,1	(0,3%)
21	Altre passività correnti	(348,4)	(371,2)	22,8	(6,1%)
	CAPITALE INVESTITO	3.606,1	3.591,5	14,6	0,4%
22	INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(2.010,1)	(2.089,1)	79,0	(3,8%)
	Crediti finanziari medio lungo termine	31,5	34,3	(2,8)	(8,2%)
	Debiti finanziari a medio lungo termine	(2.688,4)	(3.040,7)	352,3	(11,6%)
	Crediti finanziari a breve termine	91,5	89,4	2,0	2,3%
	Disponibilità liquide	814,7	1.018,0	(203,3)	(20,0%)
	Debiti finanziari a breve termine	(259,2)	(190,1)	(69,1)	36,4%
23	Totale Patrimonio Netto	(1.596,1)	(1.502,4)	(93,7)	6,2%
	COPERTURE	(3.606,1)	(3.591,5)	(14,6)	0,4%

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.

A fine 2015 la situazione patrimoniale del Gruppo ACEA evidenzia un aumento del capitale investito rispetto al 2014 pari a € 14,6 milioni (+ 0,4%). Tale variazione è il risultato netto generato dall'aumento che si registra nell'attivo fisso netto (+ € 187,0 milioni), mitigato dalla riduzione registrata nel capitale circolante netto (- € 172,4 milioni).

Attività e passività non correnti – € 3.868,6 milioni

Rispetto al 31 dicembre 2014, registrano una crescita complessiva di € 187,0 milioni (+ 5,1%) e di seguito ne viene illustrata la composizione.

1. Immobilizzazioni materiali/immateriali

€ 3.870,9 milioni

Aumentano rispetto alla fine dell'esercizio precedente di € 201,5 milioni (+5,5%).

Alla variazione contribuiscono gli investimenti attestati ad € 428,9 milioni e gli ammortamenti e svalutazioni pari a € 234,0 milioni. Concorre al saldo la maturazione dei certificati verdi di competenza dell'esercizio per € 4,5 milioni. La voce accoglie, inoltre, per € 1,8 milioni l'acquisizione della gestione del Servizio idrico integrato nel Comune di Collesferro e il Comune di Valmontone mediante acquisto di ramo di azienda da 2i Rete Gas da parte di ACEA Ato2 sulla base di due contratti sottoscritti rispettivamente in data 25 maggio 2015 e 30 novembre 2015, nonché l'acquisizione dei beni afferenti il servizio idrico integrato del Comune di Ciampino per € 3,9 milioni.

La variazione dell'area di consolidamento dovuta al consolidamento integrale della società Cesap Vendita Gas per effetto dell'acquisto dell'ulteriore quota di partecipazione detenuta nel capitale della Società, è pari a € 0,4 milioni.

La tabella che segue evidenzia, per Area Industriale, il livello degli investimenti realizzati nel 2015 confrontati con quelli dell'esercizio precedente.

Investimenti per area industriale (€ milioni)	31.12.15	31.12.14	Variazione
AMBIENTE	25,9	13,3	12,6
ENERGIA	30,6	19,7	10,8
Produzione	15,2	11,6	3,7
Vendita	15,3	8,1	7,2
IDRICO:	204,4	148,9	55,5
Estero	0,4	0,6	(0,2)
Lazio - Campania	202,5	146,8	55,6
Ingegneria	1,5	1,5	0,0
RETI	156,2	122,4	33,8
ACEA (Corporate)	11,8	14,2	(2,4)
Totale	428,9	318,6	110,3

L'Area Ambiente aumenta il livello degli investimenti per € 12,6 milioni con particolare riferimento ad ARIA per l'adeguamento dell'impianto di trattamento CDR di Paliano ed il *revamping* della linea 1 di San Vittore e SAO per i lavori di consolidamento del terreno ed i lavori per il *revamping* dell'impianto di trattamento dei rifiuti.

L'Area Energia registra una crescita pari ad € 10,8 milioni attribuibile agli investimenti effettuati da ACEA Energia per l'implementazione e la realizzazione di software utilizzati per il mercato libero e la maggior tutela ed Acea Produzione principalmente per i lavori di *revamping* impiantistico della Centrale Idroelettrica di Caste! Madama.

L'Area Idrico ha effettuato, rispetto allo scorso anno maggiori investimenti per complessivi € 55,5 milioni, pre-

valentemente attribuibili ad ACEA Ato2 principalmente per i lavori eseguiti per la bonifica e l'ampliamento delle condotte idriche, agli impianti di trasporto e di depurazione ed alla manutenzione straordinaria sui centri idrici.

L'Area Reti registra una variazione in aumento pari a € 33,8 milioni relativa principalmente agli investimenti effettuati da ACEA Distribuzione sulla rete AT, MT e BT, sulle cabine primarie e secondarie.

La Capogruppo ha diminuito il livello degli investimenti di € 2,4 milioni rispetto a quelli realizzati nel corso del 2014.

Tra gli investimenti del 2015 sono registrati quelli relativi al progetto di sviluppo tecnologico e di processo (Acea2.0) che ammontano complessivamente a € 66 milioni.

12. Partecipazioni - € 250,2 milioni

Rispetto al 31 dicembre 2014, registrano una crescita complessiva € 23,0 milioni principalmente per effetto

della valutazione delle società consolidate con il metodo del patrimonio netto in ossequio all'applicazione del principio IFRS 11.

13. Altre attività non correnti - € 314,3 milioni

C milioni	31.12.15	31.12.14	Variazione	Variazione %
Imposte differite Attive	274,6	296,2	(21,6)	(7,3%)
Crediti verso altri	39,3	43,0	(3,7)	(8,6%)
Ratei e risconti attivi	0,5	1,0	(0,5)	(53,3%)
Altre attività non correnti	314,3	340,2	(25,9)	(7,6%)

Rispetto al 31 dicembre 2014 registrano diminuzione di € 25,9 milioni (- 7,6%) prevalentemente attribuibile ai minori stanziamenti di **imposte differite attive** rispetto alla fine dell'esercizio precedente (- € 21,6 milioni) per effetto dell'adeguamento operato in conseguenza della prevista riduzione dell'aliquota IRES.

I **crediti verso altri**, ammontano a € 39,3 milioni (- € 3,7 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

14. TFR e altri piani a benefici definiti - € 108,6 milioni

Lo stock a fine esercizio registra una riduzione di € 9,4 milioni, prevalentemente per effetto di:

* € 5,1 milioni riferiti al Fondo TFR,

* € 4,3 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, degli utilizzi dell'esercizio e del tasso di attualizzazione utilizzato per la valutazione in base allo IAS19 (dall'1,49% del 2014 al 2,03% del 2015).

15. Fondo rischi e oneri - € 187,1 milioni

Rispetto all'esercizio precedente, registra una variazione in aumento di € 21,2 milioni che deriva principalmente dagli accantonamenti (€ 59,6 milioni) al netto dei rilasci per esubero del periodo (€ 7,1 milioni) e degli utilizzi ed altri movimenti (complessivamente pari a € 31,2 milioni).

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

C milioni*	31.12.14	Utilizzi	Accantonamenti	Rilascio per Esubero Fondi	Riclassifica / Altri Movimenti	31.12.15
Legale	20,1	(3,7)	7,6	(4,2)	0,4	20,2
Fiscale	4,6	(2,8)	1,4	0,0	(0,5)	2,7
Rischi regolatori	46,6	(1,0)	8,7	0,0	0,0	54,2
Partecipate	9,7	(6,2)	2,6	(2,9)	(0,2)	2,8
Rischi contributivi	6,6	(0,1)	0,1	0,0	0,0	6,5
Esodo e mobilità	2,7	(14,0)	14,8	0,0	0,0	3,5
Post mortem	23,1	0,0	0,0	0,0	(0,1)	23,0
Franchigie assicurative	0,3	(1,0)	1,9	0,0	0,0	1,2
Altri rischi ed oneri	9,2	(1,2)	14,4	0,0	(0,8)	21,7
Subtotale Fondo Rischi ed Oneri	122,8	(30,1)	51,4	(7,1)	(1,2)	135,8
Fondo Oneri di Ripristino	43,1	0,0	8,2	0,0	0,0	51,3
Totale Fondo Rischi ed Oneri	165,9	(30,1)	59,6	(7,1)	(1,2)	187,1

Le principali variazioni si riferiscono sostanzialmente:

- al fondo rischi di ripristino che cresce di € 8,2 milioni, in seguito agli accantonamenti effettuati nel 2015 relativi agli oneri necessari al mantenimento in buono stato dell'infrastruttura utilizzata nell'ambito della gestione del servizio idrico,
- al fondo rischi regolatori che subisce un aumento

di € 7,6 milioni, essenzialmente per effetto degli accantonamenti rilevati da Acea Energia e da Acea Produzione,

al fondo a copertura di altri rischi ed oneri essenzialmente per effetto degli accantonamenti rilevati da ACEA Energia (€ 13,3 milioni) per le valutazioni connesse a partite energetiche di esercizi precedenti.

16. Altre passività non correnti - € 271,2 milioni

€ milioni	31.12.15	31.12.14	Variazione	Variazione %
Acconti da utenti a clienti	110,7	102,5	8,2	8,0%
Fondo imposte differite	87,1	93,3	(6,2)	(6,7%)
Ratei e risconti passivi	28,7	32,6	(3,9)	(11,9%)
Contributi di allacciamento idrici e in conto impianti	44,7	42,9	1,8	4,1%
Altre passività non correnti	271,2	271,3	(0,1)	0,0%

Nella voce **Acconti** è compreso: **i)** l'ammontare dei depositi cauzionali oggetto di adeguamento da parte delle società idriche con un aumento da imputare principalmente ad ACEA Ato2 per € 2,8 milioni e **ii)** l'ammontare degli acconti relativi alle passività per anticipi su consumi di energia elettrica, principalmente in Acea Energia per € 5,7 milioni, corrisposti dai clienti del servizio di Maggior Tutela, fruttiferi di interessi alle condizioni previste dalla normativa emanata dall'AEEGSI (deliberazione n. 204/99).

Il **fondo imposte differite** registra un decremento complessivo di € 6,2 milioni rispetto al 31 Dicembre 2014 per effetto dell'adeguamento operato in conseguenza della prevista riduzione dell'aliquota IRES. Esso accoglie in particolare la fiscalità differita legata alla differenza esistente tra le aliquote di ammortamento economico-tecnico applicate ai beni ammortizzabili e quelle fiscali.

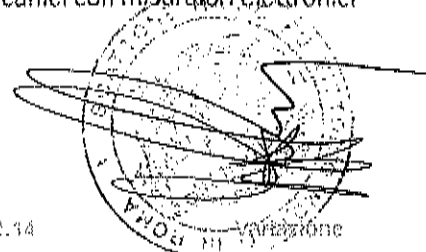
I **contributi in conto impianti** e quelli di **allacciamento idrici** registrano un aumento netto complessivo di € 1,8 milioni, per effetto dei maggiori contributi in conto impianti. Tali contributi sono iscritti nel passivo annualmente imputati per quote a conto economico in relazione alla durata dell'investimento a cui è collegata l'erogazione del contributo. La quota di riversamento viene determinata sulla base della vita utile dell'attività di riferimento.

I **ratei e risconti passivi**, pari a € 28,7 milioni, si riferiscono principalmente ai contributi ricevuti e sono 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 AEEGSI 292/06).

Circolante netto - (€ 262,5 milioni)

È negativo e diminuisce rispetto al 31 dicembre 2014 di € 172,4 milioni e si compone come di seguito esposto.

€ milioni	31.12.15	31.12.14	Variazione
Crediti correnti	1.098,7	1.259,9	(161,2)
di cui utenti/clienti	1.005,1	1.163,0	(157,9)
di cui Roma Capitale	63,7	67,2	(3,6)
Rimanenze	26,6	29,2	(2,6)
Altre attività correnti	205,9	241,3	(35,5)
Debiti correnti	(1.245,3)	(1.249,4)	4,1
di cui Fornitori	(1.092,3)	(1.130,2)	37,9
di cui Roma Capitale	(147,3)	(116,7)	(30,6)
Altre passività correnti	(348,4)	(371,2)	22,8
Circolante netto	(262,5)	(90,1)	(172,4)



27

17. Crediti correnti – € 1.098,7 milioni

€ milioni	31.12.15	31.12.14	Variazione	Variazione %
Crediti verso clienti	1.005,1	1.163,0	(157,9)	(13,6%)
Crediti verso Roma Capitale	63,7	67,2	(3,6)	(5,3%)
Crediti verso controllate e collegate	29,9	29,7	0,2	0,6%
Crediti correnti	1.098,7	1.259,9	(161,2)	(12,8%)

Crediti verso utenti e clienti € 157,9 milioni. Di seguito si illustra l'andamento per Area Industriale rispetto al 31 Dicembre 2014.
Rispetto alla fine dell'esercizio precedente si riducono di

€ milioni	31.12.15			31.12.14			Variazioni		
	Utenti (a)	Clienti (b)	Totale	Utenti (c)	Clienti (d)	Totale	Utenti (a)-(c)	Clienti (b)-(d)	Totale
Ambiente	0,0	29,7	29,7	0,0	29,7	29,7	0,0	0,0	0,0
Energia	426,8	78,5	505,3	584,8	59,2	644,0	(158,0)	19,3	(138,7)
Idrico	381,3	30,4	411,7	375,0	31,3	406,3	6,3	(0,9)	5,4
Reti	22,4	7,3	29,7	6,2	37,5	43,6	16,3	(30,2)	(13,9)
Corporate	0,0	28,6	28,7	0,0	39,3	39,3	0,0	(10,7)	(10,7)
Totale	830,6	174,5	1.005,1	966,0	197,0	1.163,0	(135,4)	(22,5)	(157,9)

La variazione dello stock è determinata dalla riduzione registrata da Acea Energia (- € 155,8 milioni) in conseguenza sia del positivo esito delle azioni di recupero poste in essere sia per effetto della riduzione delle quantità vendute.

Il trasferimento del ramo fotovoltaico ad Acea Produzione, per effetto della scissione totale di ARSE, ha comportato la riduzione dei crediti dell'Area Reti ed un aumento di quelli dell'Area Energia per € 14 milioni circa.

Il consolidamento integrale di Cesap Vendita Gas ha altresì prodotto un incremento di € 4,5 milioni dei crediti dell'Area. La sostanziale stabilità dell'Area idrico deriva dalla fattu-

razione dei congruagli tariffari di ACEA Ato2 e delle partite pregresse di ACEA Ato5.

La Capogruppo registra un riduzione di € 10,7 milioni, prevalentemente attribuibile ai rapporti con il Comune di Napoli, a seguito dell'operazione di cessione degli stessi crediti vantati verso il Comune.

Si informa che nel corso dell'esercizio sono stati ceduti pro-soluto crediti per un ammontare complessivo pari a € 1.515,9 milioni. Di seguito si fornisce il dettaglio per Area Industriale.

€ milioni	31.12.15	di cui Pubblica Amministrazione
Area Ambiente	6,2	6,2
Area Energia	544,6	23,5
Area Idrico	356,6	40,1
Area Reti	600,8	104,9
Corporate	7,7	7,7
Totale	1.515,9	182,4

I crediti sono esposti al netto del Fondo Svalutazione Crediti che al 31 dicembre 2015 ammonta a € 320,2 milioni contro € 278,2 milioni alla fine dell'esercizio precedente.

Crediti verso controllante Roma Capitale

I crediti commerciali verso Roma Capitale al 31 dicembre 2015 ammontano complessivamente ad € 72,2 milioni (al 31 dicembre 2014 erano pari ad € 72,9 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 € 142,8 milioni contro € 135,3 milioni alla fine del precedente esercizio.

La significativa variazione del saldo netto (- € 61,6 milioni) è determinata sostanzialmente dagli incassi ricevuti (€ 101,3 milioni) e dalle compensazioni operate (€ 19,3 milioni) nonché dall'applicazione, a partire dal 1° gennaio 2015, del meccanismo fiscale dello *Split Payment* e dalla cessazione del con-

tratto di fornitura di energia elettrica a partire da marzo 2015.

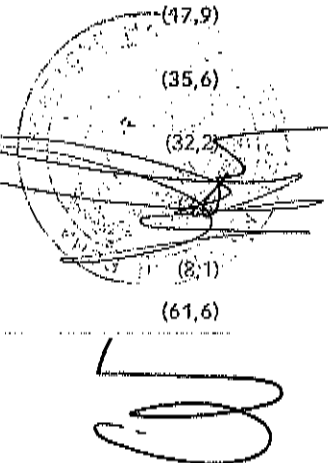
Gli incassi ricevuti si riferiscono prevalentemente alla pubblica illuminazione (€ 57,2 milioni) e ad utenze idriche ed elettriche (complessivamente € 42,6 milioni).

Le compensazioni amministrative hanno riguardato crediti per utenza per € 14,7 milioni e crediti di pubblica illuminazione per € 4,3 milioni che sono stati compensati con i debiti per dividendi.

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 (€ milioni)	31.12.15	31.12.14	Variazione
Crediti per utenze	46,8	51,3	(4,6)
Crediti per lavori e servizi	17,7	16,5	1,2
Crediti diversi: personale distaccato	0,2	0,2	0,0
Totale prestazioni fatturate	64,7	68,0	(3,3)
Crediti per contributi	2,4	2,4	0,0
Totale prestazioni richieste	67,1	70,4	(3,3)
Crediti per fatture da emettere: Illuminazione Pubblica	2,6	1,0	1,6
Crediti per fatture da emettere: altro	2,5	1,5	1,0
Totale Crediti Prestazioni da fatturare	5,1	2,5	2,6
Totale Crediti Commerciali	72,2	72,9	(0,7)
Crediti finanziari per Illuminazione Pubblica	70,6	62,4	8,2
Crediti finanziari per Illuminazione Pubblica Fatture Emesse	61,0	49,7	11,3
Crediti finanziari per Illuminazione Pubblica fatture da emettere	9,6	12,7	(3,1)
Totale Crediti Esigibili Entro l'esercizio Successivo (A)	142,8	135,3	7,5

Debiti verso Roma Capitale (€ milioni)	31.12.15	31.12.14	Variazione
Debiti per addizionali energia elettrica	(15,2)	(15,2)	(0,1)
Debiti per canone di Concessione	(99,3)	(74,0)	(25,3)
Totale debiti commerciali	(114,6)	(89,2)	(25,3)
Totale Debiti Esigibili entro l'esercizio successivo (B)	(114,6)	(89,2)	(25,3)
Totale (A) - (B)	28,2	46,1	(17,9)
Altri crediti/(debiti) di natura finanziaria	(6,2)	29,4	(35,6)
Controllante Comune di Roma per dividendi	(35,3)	(3,1)	(32,2)
Crediti finanziari M/L termine per Illuminazione Pubblica	29,1	32,6	(3,5)
Altri Crediti/(Debiti) di natura commerciale	(20,7)	(12,6)	(8,1)
Saldo Netto	1,3	62,9	(61,6)



Crediti verso controllate

Ammontano a € 24,7 milioni (€ 22,4 milioni al 2014) e registrano un aumento di € 2,3 milioni. Si riferiscono a crediti vantati nei confronti delle società consolidate con il metodo del patrimonio netto in seguito all'applicazione del principio IFRS 11.

18. Rimanenze - € 26,6 milioni

Registrano una riduzione di € 2,6 milioni rispetto al 31 dicembre 2014. Le variazioni per Area Industriale sono riepilogate nella tabella che segue:

€ milioni	31.12.15	31.12.14	Variazione	Variazione %
Ambiente	3,7	3,4	0,3	8,7%
Energia	1,6	1,5	0,1	7,7%
Idrico	7,1	8,4	(1,4)	(16,0%)
Reti	13,9	15,6	(1,7)	(10,7%)
Capogruppo	0,3	0,3	0,0	0,0%
Rimanenze	26,6	29,2	(2,6)	(8,9%)

19. Altre attività correnti - € 205,9 milioni

Registrano un decremento complessivo di € 35,5 milioni,

pari al 14,7% rispetto all'esercizio precedente, e risultano essere composti come di seguito riportato.

€ milioni	31.12.15	31.12.14	variazione	Variazione %
Crediti verso altri	117,9	126,8	(8,9)	(7,0%)
Ratei e risconti attivi	12,8	14,7	(1,9)	(12,8%)
Crediti Tributari	75,2	99,8	(24,7)	(24,7%)
Altre attività correnti	205,9	241,3	(35,5)	(14,7%)

I **crediti verso altri** ammontano complessivamente a € 117,9 milioni e si riducono di € 8,9 milioni e di seguito si

riporta una tabella che ne illustra la composizione e le variazioni intervenute rispetto all'esercizio precedente:

€ milioni	31.12.15	31.12.14	Variazione	Variazione%
Crediti verso Cassa Conguaglio	63,7	83,5	(19,8)	(23,7%)
Crediti finanziari verso Trifoglio immobiliare	10,3	10,3	0,0	0,0%
Crediti per contributi regionali	7,4	6,5	0,8	12,8%
Crediti da contributi INPS ai sensi dell'articolo 41, 2° comma, lettera A della Legge 488/1999	5,4	6,2	(0,8)	(13,3%)
Crediti verso Equitalia	4,2	4,2	0,0	0,3%
Depositi cauzionali	3,4	3,6	(0,2)	(5,6%)
Crediti verso istituti previdenziali	3,5	3,3	0,2	5,3%
Crediti da cessioni individuali	4,4	2,5	1,9	77,4%
Crediti per anticipi fornitori	2,1	1,7	0,4	20,4%
Altri Crediti per IP Napoli	0,9	0,5	0,3	64,4%
Altri Crediti	12,7	4,5	8,2	185,6%
Totale	117,9	126,8	(8,9)	(7,0%)

La riduzione dei crediti verso Cassa Conguaglio risente delle cessioni pro soluto effettuate nell'esercizio.

I **Ratei e Risconti attivi** ammontano a € 12,8 milioni men-

tre erano € 14,7 milioni al 2014 e si riferiscono principalmente a si riferiscono principalmente a canoni demaniali, canoni di locazione ed assicurazioni.

I crediti tributari, si attestano a € 75,2 milioni (- € 24,7 milioni) e comprendono principalmente i crediti IRAP per € 27,7 milioni ed i crediti IVA per € 16,3 milioni.

19. Debiti correnti – € 1.245,3 milioni

€ milioni	31.12.15	31.12.14	Variazione	Variazione %
Debiti verso fornitori terzi	1.092,3	1.130,2	(37,9)	(3,4%)
Debiti verso controllante Roma Capitale	147,3	116,7	30,6	26,2%
Debiti verso collegate	2,2	2,4	(0,2)	(7,7%)
Debiti V/Controllate	3,5	0,1	3,4	3641,8%
Debiti correnti	1.245,3	1.249,4	(4,1)	(0,3%)

Debiti verso fornitori terzi

I debiti verso fornitori ammontano a € 1.092,3 milioni (al 31 dicembre 2014 erano pari a € 1.130,2 milioni).

La tabella di seguito illustra la composizione per aree industriali:

€ milioni	31.12.15	31.12.14	Variazione	Variazione %
Ambiente	46,8	38,5	8,3	21,6%
Energia	398,4	471,6	(73,2)	(15,5%)
Idrico	272,1	247,5	24,6	9,9%
Reti	310,9	318,5	(7,6)	(2,4%)
Capogruppo	64,1	54,0	10,0	18,6%
Debiti verso fornitori	1.092,3	1.130,2	(37,9)	(3,4%)

La riduzione registrata dalle Società dell'Area Energia discende essenzialmente dalla diversificazione del portafoglio clienti di Acea Energia nonché dall'applicazione del reverse charge – a partire da gennaio 2015 – sulle transazioni commerciali tra grossisti.

Debiti verso Controllante Roma Capitale

Ammontano ad € 147,3 milioni e la loro crescita, di € 30,6 milioni, è legata essenzialmente alla maturazione del canone di concessione del servizio idrico integrato di competenza del periodo 2015.

Debiti verso imprese controllate e collegate

Il saldo, pari a € 5,7 milioni, si riduce rispetto al 31 dicembre 2014 di € 3,2 milioni e comprende prevalentemente i debiti derivanti dalla gestione del servizio di Illuminazione Pubblica svolto dalla Società collegata Citelum Napoli Pubblica Illuminazione, nel Comune di Napoli.

21. Altre passività correnti – € 348,4 milioni

Registrano una riduzione di € 22,8 milioni (pari al 6,1%). Nella tabella che segue si evidenziano le principali voci che compongono tale saldo nonché la variazione rispetto al 31 dicembre 2014.

€ milioni	31.12.15	31.12.14	Variazione	Variazione %
Altre passività correnti	287,8	268,7	19,1	7,1%
Debiti Tributari	42,3	83,9	(41,6)	(49,6%)
Debiti verso Istituti di previdenza e sicurezza	18,1	17,5	0,6	3,7%
Debiti verso utenti per vincoli tariffari	0,2	0,0	0,1	309,2%
Debiti per derivati su commodities	(0,4)	0,3	(0,8)	(218,1%)
Ratei e risconti	0,3	0,7	(0,4)	(53,2%)
Altre Passività correnti	348,4	371,2	(22,8)	(6,1%)

Le **Altre Passività correnti** ammontano a € 287,8 milioni e aumentano complessivamente di € 19,1 milioni rispetto al 31 dicembre 2014.

La voce è composta prevalentemente da debiti verso Cassa Conguaglio (€ 89,7 milioni), debiti per canoni di concessione (€ 53,7 milioni), debiti verso il personale (€ 32,8 milioni) e incassi soggetti a verifica (€ 58,2 milioni).

I **debiti tributari** ammontano a € 42,3 milioni (€ 83,9 milioni al 31 dicembre 2014) ed accolgono principalmente il carico fiscale del periodo relativamente all'IVA per € 23,8 milioni e ai debiti per IRES e IRAP per € 20,3 milioni.

22. Posizione finanziaria netta – (€ 2.010,1) milioni

L'indebitamento del Gruppo registra, al 31 dicembre 2015 una riduzione complessiva pari a € 79,0 milioni, passando da € 2.089,1 milioni della fine dell'esercizio 2014 a € 2.010,1 milioni. Tale variazione deriva essenzialmente dalla riduzione del circolante netto, prevalentemente legato alle migliori strategie d'incasso, che ha assorbito la crescita degli investimenti dell'esercizio.

Il rapporto Indebitamento Finanziario Netto/EBITDA si riduce da 2,9x del 2014 a 2,7x a fine 2015.

La tabella di seguito riportata illustra la composizione delle voci:

€ milioni	31.12.15	31.12.14	Variazione	Variazione %
Attività (Passività) finanziarie non correnti	2,4	1,7	0,6	37,7%
Attività (Passività) finanziarie non correnti verso Controllante	29,1	32,6	(3,5)	(10,7%)
Debiti e passività finanziarie non correnti	(2.688,4)	(3.040,7)	352,3	(11,6%)
Posizione finanziaria a medio - lungo termine	(2.657,0)	(3.006,4)	349,5	(11,6%)
Disponibilità liquide e titoli	814,6	1.018,0	(203,4)	(20,0%)
Indebitamento a breve verso banche	(58,7)	(58,2)	(0,6)	1,0%
Attività (Passività) finanziarie correnti	(147,7)	(103,9)	(43,8)	42,1%
Attività (Passività) finanziarie correnti verso Controllante e collegate	38,7	61,5	(22,7)	(37,0%)
Posizione finanziaria a breve termine	646,9	917,3	(270,4)	(29,5%)
Totale posizione finanziaria netta	(2.010,1)	(2.089,1)	79,0	(3,8%)

Posizione finanziaria a medio – lungo termine

€ 2.657,0 milioni

Per quanto riguarda tale componente si informa che:

- le attività/(passività) finanziarie non correnti presentano un saldo pari a € 2,4 milioni ed aumentano di € 0,6 milioni rispetto al 31 dicembre 2014 (erano € 1,7 milioni),
- le attività/(passività) finanziarie verso controllante si attestano a € 29,1 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,

i debiti e le passività finanziarie non correnti ammontano complessivamente ad € 2.688,4 milioni, registrano un decremento di € 352,3 milioni rispetto a € 3.040,7 milioni dell'esercizio precedente e sono composti come riportato nella tabella che segue:

€ milioni	31.12.15	31.12.14	Variazione	Variazione %
Obbligazioni	1.904,0	1.909,1	(5,1)	(0,3%)
Finanziamenti a medio – lungo termine	784,4	1.131,6	(347,2)	(30,7%)
Totale	2.688,4	3.040,7	(352,3)	(11,6%)

Obbligazioni - € 1.904,0 milioni

Trovano allocazione in tale voce:

- 599,9 milioni (comprensivo del rateo di interessi maturato e dei costi annessi alla stipula) relativi al prestito obbligazionario emesso da ACEA a luglio 2014, della durata di 10 anni e tasso fisso,
- 602,9 milioni (comprensivo del rateo di interessi ma-

turato) relativi al prestito obbligazionario emesso da ACEA ad inizio del mese di settembre 2013, della durata di 5 anni con scadenza il 12 settembre 2018,
- 516,1 milioni (comprensivo del rateo di interessi maturato) relativi al prestito obbligazionario emesso da ACEA nel mese di marzo 2010, della durata di 10 anni con scadenza il 16 marzo 2020,

153,1 milioni relativi al Private Placement che, al netto del Fair Value dello strumento di copertura negativo per € 33,0 milioni ammonta a € 186,0 milioni

Finanziamenti a medio – lungo termine - € 784,4 milioni (comprensivi delle quote a breve termine - € 830,4 milioni)

Registrano una decrescita complessiva di € 347,2 milioni,

rispetto a € 1.131,6 milioni dell'esercizio 2014 attribuibile all'effetto netto generato dall'estinzione di due finanziamenti per complessivi € 300 milioni.

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:

Finanziamenti bancari	Debito Residuo Totale	entro il 31.12.2016	dai 31.12.2016 al 31.12.2021	Oltre il 31.12.2021
a tasso fisso	309,4	21,8	88,9	198,8
a tasso variabile	464,0	15,9	252,3	195,8
a tasso variabile verso fisso	57,0	8,3	40,3	8,3
Totale	830,4	46,0	381,5	402,9

Il *fair value* degli strumenti derivati di copertura di ACEA è negativo per € 7,0 milioni.

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

Posizione finanziaria a breve termine - € 646,9 milioni

La componente a breve termine è positiva e rispetto alla fine dell'esercizio 2014 si evidenzia una riduzione di € 270,4 milioni imputabile principalmente alla riduzione delle disponibilità liquide della Capogruppo.

L'**indebitamento verso banche a breve** è pari a € 58,7 milioni e risulta sostanzialmente in linea rispetto al 2014.

Le **attività e (passività) finanziarie correnti** registrano un saldo al 31 dicembre 2015 che incrementa l'indebitamento di € 147,7 milioni con una variazione di € 43,8 milioni principalmente per effetto della crescita dei debiti verso le controparti controparti per contratti di cessione pro soluto dei crediti commerciali.

Le **attività e (passività) finanziarie correnti verso controllante e collegate** riducono l'indebitamento di € 38,7 milioni e comprendono principalmente l'esposizione netta (di natura finanziaria) verso Roma Capitale (€ 35,3 milioni).

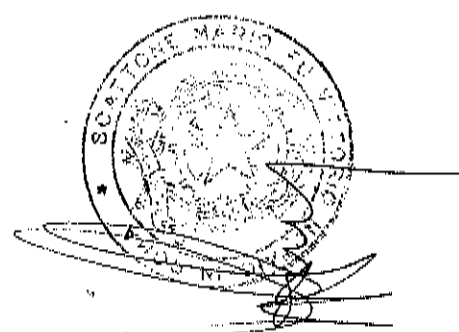
Si informa che al 31 dicembre 2015 la Capogruppo dispone di linee *uncommitted* per € 809 milioni non utilizzate. Per l'ottenimento di tali linee non sono state rilasciate garanzie. Le linee di credito *committed* in essere al 31 dicembre 2014 (erano € 300 milioni) sono state estinte nel primo trimestre 2015.

Nell'ambito del programma EMTN dell'importo di € 1,5 miliardi, deliberato nel 2014, ACEA può collocare emissioni obbligazionarie fino all'importo complessivo di € 900 milioni entro il 2019.

23. Patrimonio netto - € 1.596,1 milioni

Le variazioni intervenute nel corso del periodo, pari a € 93,7 milioni, sono analiticamente illustrate nell'apposita tabella.

La variazione deriva (i) dall'utile dell'esercizio per € 175 milioni, (ii) dalla distribuzione dei dividendi per € 95,6 milioni, (iii) dalla movimentazione della riserva del *cash flow hedge* relativa agli strumenti finanziari per € 17,0 milioni (al netto della relativa imposizione fiscale) e (iv) dalla diminuzione della riserva per differenza di cambio generata dalla valutazione al cambio del *private placement* in YEN stipulata nel 2010 per € 10,3 milioni (al netto della relativa imposizione fiscale). Influenza infine la variazione anche la valutazione al *fair value* dei contratti finanziari di Acea Energia per + € 0,6 milioni e la valutazione degli utili e perdite attuariali per + € 1,1 milioni.



[Handwritten signature]

CONTESTO DI RIFERIMENTO

Andamento dei mercati azionari e del titolo ACEA

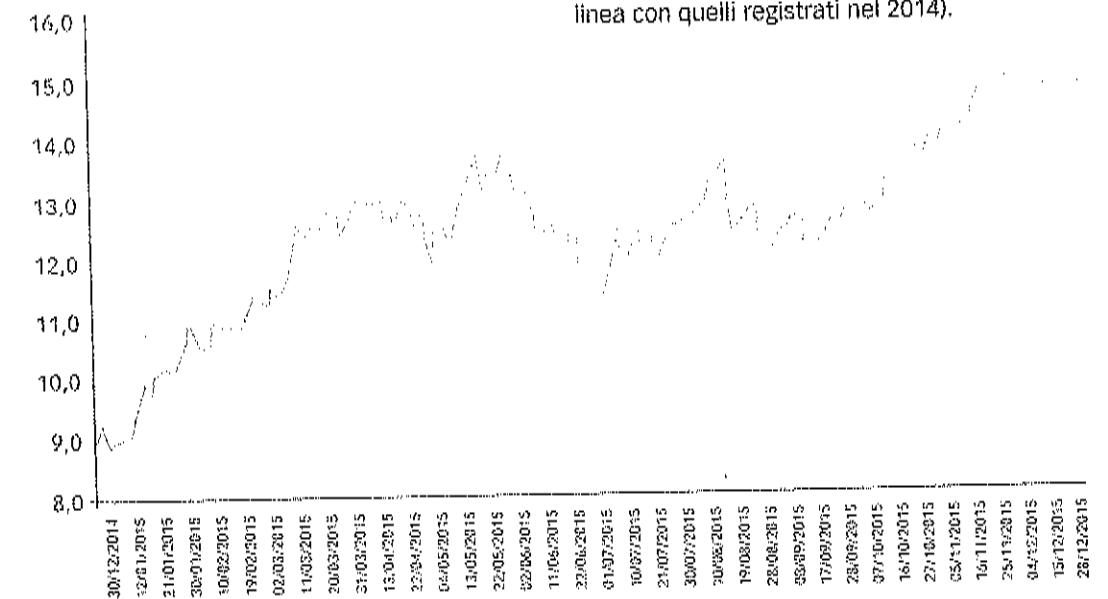
Nel 2015, i mercati azionari internazionali hanno registrato andamenti divergenti. La Borsa Italiana ha "sovrapformato" i principali listini nel mondo, evidenziando – per il quarto anno consecutivo – un *trend* rialzista.

Si riportano di seguito le variazioni dei principali indici di Piazza Affari: **FTSE Italia All Share +15,4%**, **FTSE MIB +12,7%** e **FTSE Italia Mid Cap +38,2%**.

ANDAMENTO DEL TITOLO ACEA

Nel 2015, il **titolo ACEA** ha evidenziato una **crescita del 58,8%**, sensibilmente superiore al mercato in generale (FTSE Mib +12,7%).

In dettaglio, il titolo ha registrato il 30 dicembre 2015 (ultimo giorno di Borsa del 2015) un prezzo di riferimento pari a 14,2 euro (capitalizzazione: 3.024,1 mln di euro). Nel periodo oggetto di analisi, il valore massimo di 14,22 euro è stato raggiunto il 17 dicembre, mentre il valore minimo di 8,9 euro il 6 gennaio. Nel corso del periodo oggetto di analisi, **i volumi medi giornalieri sono stati superiori a 100.000** (sostanzialmente in linea con quelli registrati nel 2014).

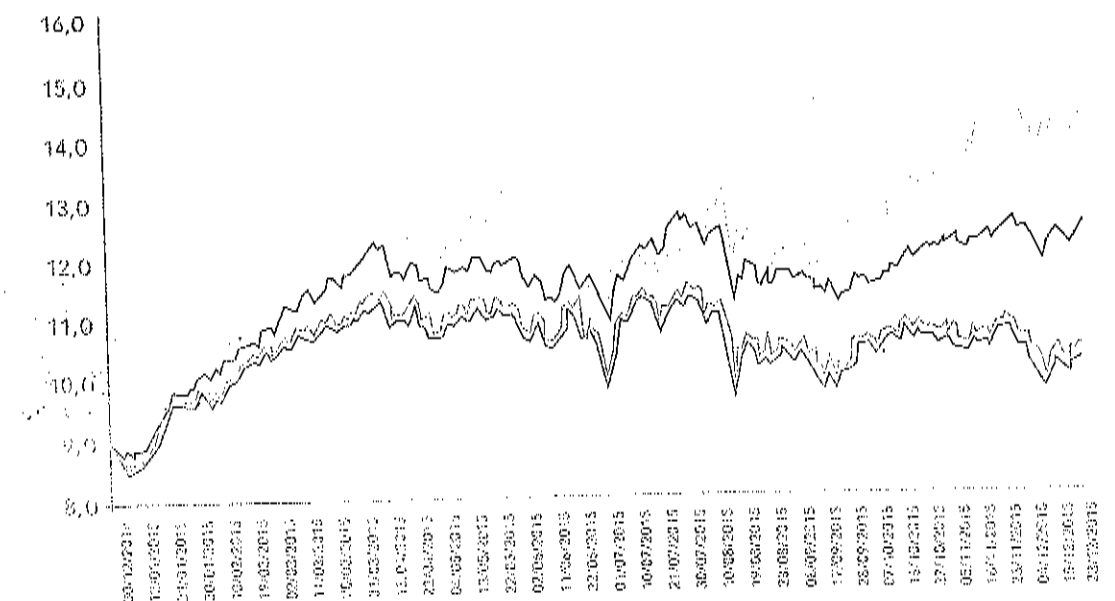


(Fonte Bloomberg)

ACEA

CONFRONTO DEL TITOLO ACEA CON GLI INDICI DI BORSA

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)

FTSE MIB

FTSE Italia
ALL Share

FTSE Italia
Mid Cap

Acea

31.12.15
(rispetto al 31.12.14)

FTSE Italia All Share	+15,4%
FTSE Mib	+12,7%
FTSE Italia Mid Cap	+38,2%

Nel corso del 2015 sono stati pubblicati oltre 140 studi/note sul titolo ACEA.

MERCATO ENERGETICO

Nel 2015, la domanda di energia elettrica in Italia (315.234 GWh)* ha mostrato un incremento dell'1,5% rispetto all'esercizio 2014. In Italia la domanda di energia elettrica si è incrementata di 4.699 GWh che in termini decalenzarizzati corrisponde ad una variazione positiva dell'1,3%. Tale fabbisogno è stato coperto per l'85,3% con la produzione nazionale e per la quota restante facendo ricorso alle impor-

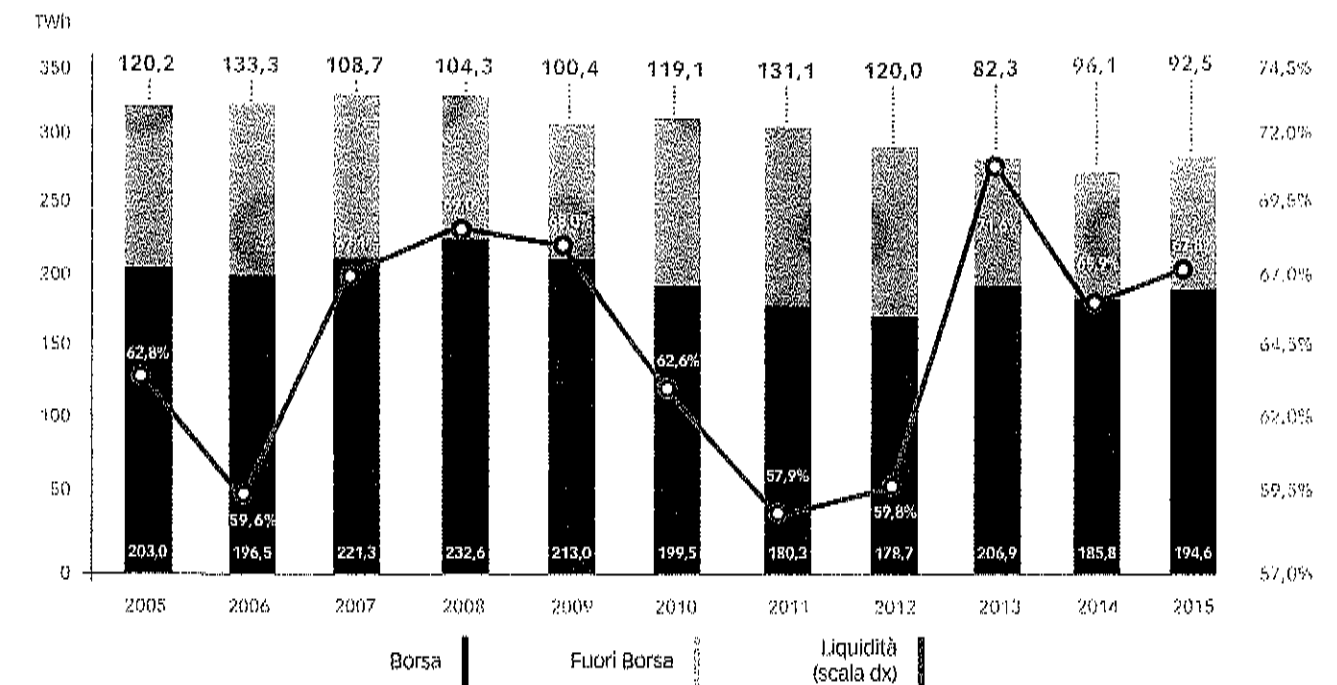
tazioni dall'estero (saldo estero +6,1% rispetto al 2014). In tale contesto, la produzione nazionale netta (270.703 GWh) evidenzia un incremento dello 0,6% rispetto al 2014, mentre il saldo con l'estero presenta un incremento del 3,7%. Ad eccezione delle fonti idroelettriche (-24,9%) ed eoliche (-3,3%), le altre fonti di produzione nazionale hanno mostrato un incremento rispetto all'anno precedente; in particolare le fonti fotovoltaiche (+13%), le termoelettriche (+8,3%) e le geotermoelettriche (+4,5%).

GWh	2015	2014	Var. % 2015/2014
Produzione Netta			
- Idroelettrica	44.751	59.575	(24,9%)
- Termoelettrica	180.871	167.080	8,3%
- Geotermoelettrica	5.816	5.566	4,5%
- Eolica	14.589	15.089	(3,3%)
- Fotovoltaica	24.676	21.838	13,0%
Produzione Netta Totale	270.703	269.148	0,6%
Importazione	50.846	46.747	8,8%
Esportazione	4.465	3.031	47,3%
Saldo Estero	46.381	43.716	6,1%
Consumo pompaggi	1.850	2.329	(20,6%)
Richiesta di Energia Elettrica	315.234	310.535	1,5%

L'energia elettrica scambiata nel Mercato del Giorno Prima (MGP) torna a crescere (+1,8% rispetto al 2014) attestandosi a 287,1 milioni di MWh. L'energia elettrica scambiata nella borsa elettrica si segna un +4,7% rispetto allo

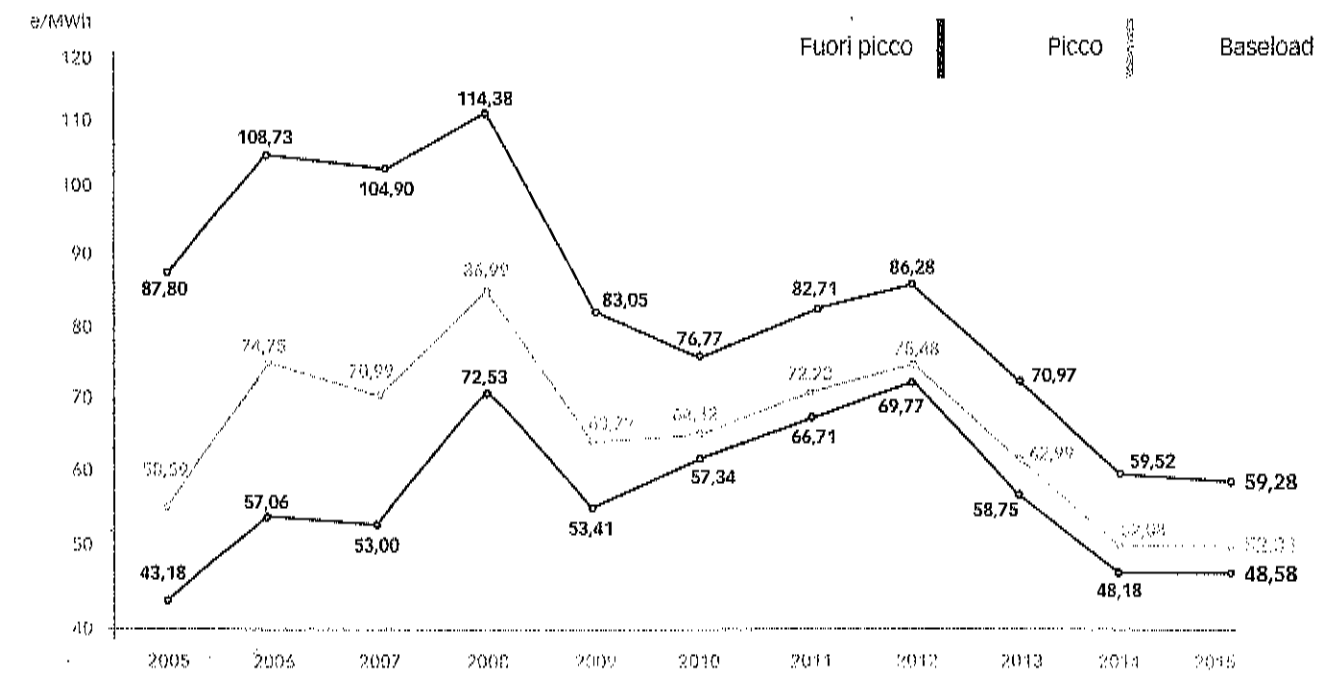
scorso esercizio mentre gli scambi QTC registrati sulla PCE e nominati su MGP sono scesi del 3,7% rispetto allo scorso anno. La liquidità del mercato, incrementata del 1,9% rispetto al 2014, si attesta al 67,8%.

Liquidità su MGP *



Il prezzo medio di acquisto nella borsa elettrica (PUN) si è portato a 52,31 €/MWh con un leggero rialzo di 0,23 €/MWh su base tendenziale (+0,4%). L'analisi per gruppi di ore evidenzia un prezzo pari a 59,28 €/MWh nelle ore di picco, in calo su base annua di 0,24 €/MWh (-0,4%), mentre il prezzo nelle ore fuori picco, pari a 48,58 €/MWh, segna un rialzo di 0,40 €/MWh (+0,8%). Il rapporto picco/baseload, pari a 1,13, resta quasi del tutto in linea con i livelli più bassi di sempre dei quattro anni precedenti.

Prezzo di acquisto PUN *



I prezzi medi di vendita in Italia hanno registrato rialzi del 4% nelle zone continentali, mentre risultano ridotti nelle zone insulari. In Sardegna il prezzo di vendita scende al minimo storico (pari a 51,06 €/MWh).

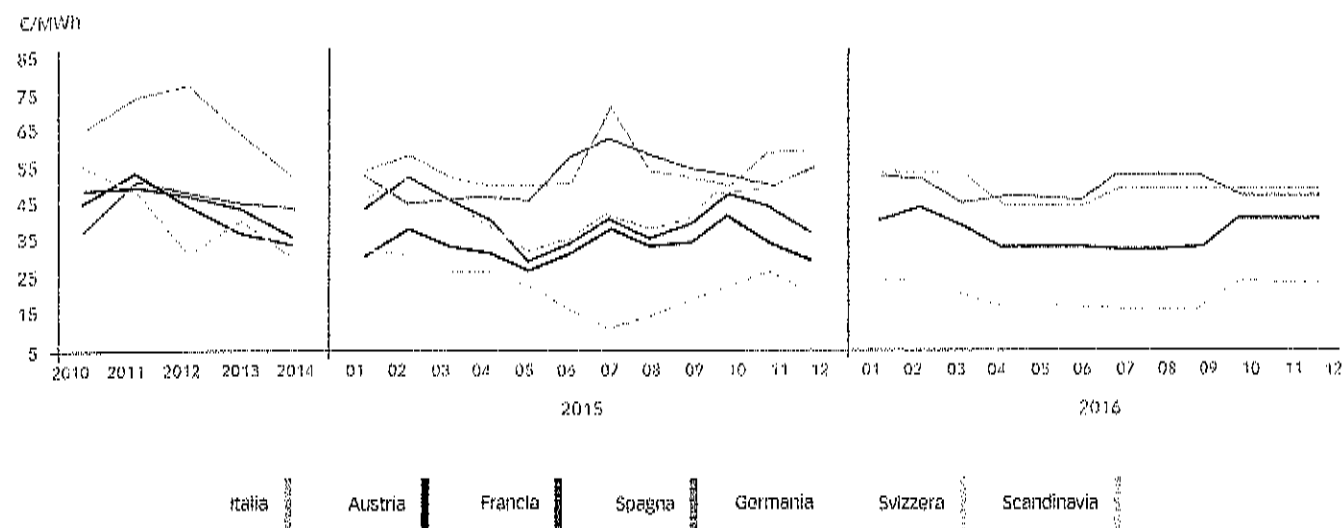
In Sicilia la flessione del prezzo – attestatosi a 57,53 €/MWh – è stata più intensa: lo spread verso le altre zone meridionali si porta poco oltre gli 8 €/MWh.

*Fonte: GME – Dicembre 2015, Newsletter del GME

In merito ai volumi scambiati, tutte le borse elettriche analizzate mostrano un andamento al rialzo rispetto allo scorso anno. Tra queste si evidenzia il livello di Epex France che descrive un consistente aumento congiuntu-

rate. L'area scandinava guadagna circa il 4% in più sullo scorso anno. L'Italia, infine, amministra circa 195 TWh, pari al 17% circa dell'energia scambiata nelle borse europee.

Prezzo sulle Borse Elettriche Europee
media aritmetica (€/MWh) *



Volumi Annuali e Mensili sui mercati spot
sulle Borse Elettriche Europee *

Volumi a pronti (TWh)			
Area	2015	Var Y-1 (%)	Dicembre 2015
ITALIA	194,6	+ 5 %	16,3
FRANCIA	106,4	+ 57 %	11,0
GERMANIA	264,1	+ 0 %	24,0
SPAGNA	171,6	+ 0 %	14,4
AREA SCANDINAVA	355,9	+ 4 %	33,8
AUSTRIA	8,2	+ 5 %	0,7
SVIZZERA	22,9	+ 8 %	1,8



In Italia, dopo quattro anni di consistenti flessioni, i consumi di gas naturale tornano a crescere e si portano a 66.947 milioni di mc (+9,1% sul 2014). I consumi del settore termoelettrico hanno un incremento del 16,6% (20.728 milioni di mc), a cui si è aggiunto l'aumento del settore civile - in cui i consumi salgono a 31.426 milioni di mc (+9,5%). Ancora in calo i consumi del settore industriale, ai

minimi degli ultimi cinque anni con 12.767 milioni di mc (-3%). Nei sistemi di stoccaggio le iniezioni raggiungono il livello record di 10.875 milioni di mc. Dal lato offerta la produzione nazionale, con una flessione del 6,3%, scende a 6.451 milioni di mc, mentre le importazioni di gas naturale, in controtendenza rispetto agli ultimi quattro anni, salgono a 60.805 milioni di mc (+9,8%).

ASPETTI NORMATIVI E TARIFFARI

L'EVOLUZIONE DELLA NORMATIVA AMBIENTALE

Legge 28 dicembre 2015, n. 208 c.d. Legge di Stabilità
Con la Legge 28 dicembre 2015 n. 208 viene introdotto, per gli impianti a biomassa, biogas e bioliquidi sostenibili, che hanno cessato al 1° gennaio 2016 o cesseranno entro il 31 dicembre 2016, di beneficiare degli incentivi sull'energia prodotta, in alternativa all'integrazione dei ricavi prevista dall'art. 24, comma 8, del D.lgs. n. 28/2011, un diritto a fruire fino al 31 dicembre 2020 di un incentivo sull'energia prodotta.

Tale incentivo è pari all'80% di quello riconosciuto agli impianti di nuova costruzione e di pari potenza dal D.M. 6 luglio 2012 ed è erogato dal GSE, secondo le modalità fissate dal medesimo D.M., subordinatamente alla decisione favorevole della Commissione europea in esito alla notifica del regime di aiuto.

I soggetti, interessati ad usufruire di tale incentivo, devono presentare al Ministero dello Sviluppo:

- * le autorizzazioni possedute per l'esercizio dell'impianto;
- * la perizia asseverata di tecnico attestante il buon uso e la producibilità dell'impianto;
- * il piano di approvvigionamento delle materie prime (biomassa);
- * gli altri elementi per la notifica alla Commissione UE.

Tale documentazione risulta indispensabile affinché la Commissione UE possa verificare la compatibilità di tale regime di aiuto con la disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020.

Legge 28 dicembre 2015, n. 221 "Ex collegato ambiente alla legge di stabilità 2014"

Con la Legge 28 dicembre 2015, n. 221 "Disposizioni in materia ambientale per promuovere misure di green economy e per il contenimento dell'uso eccessivo di risorse naturali - ex Collegato ambientale alla legge di stabilità 2014", sono state introdotte una serie di disposizioni in materia ambientale. L'impianto normativo è corposo e di seguito vengono descritte le disposizioni maggiormente significative dal punto di vista delle attività svolte dalle Società del Gruppo.

Viene introdotta, con l'articolo 24, una modifica alla disciplina di attuazione dei meccanismi di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici (decreto del MISE del 6 luglio 2012). Con riferimento all'accesso ai meccanismi incentivanti per impianti a biomasse e biogas, viene chiarito che rientrano tra i sottoprodotto utilizzabili della lavorazione del legno solo quelli non trattati. Non possono, pertanto, essere considerati, per il calcolo forfettario dell'energia imputabile alla biomassa, il legno proveniente da attività di demolizione ed il legno da trattamento meccanico dei rifiuti.

Con l'articolo 58 viene istituito un fondo di garanzia per gli interventi in tutto il territorio nazionale finalizzati al

potenziamento delle infrastrutture idriche, comprese le reti di fognatura e depurazione alla cui alimentazione viene destinata una specifica componente della tariffa del Servizio Idrico Integrato, anche con riferimento agli interventi connessi con la tutela della risorsa idrica dal punto di vista idrogeologico. La definizione degli interventi sarà contenuta in uno specifico decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri che dovrà dare priorità a interventi già pianificati e immediatamente cantierabili. L'AEEGSI, con proprio provvedimento, disciplinerà le modalità di gestione del citato Fondo.

Con l'articolo 60, comma 3 viene introdotto, nell'articolo 190 del D.lgs. 152/2006, il comma 3-bis che prevede la possibilità per i Gestori del Servizio idrico Integrato di tenere, previa comunicazione all'Autorità di Controllo e di Vigilanza, i registri di carico e scarico relativi ai rifiuti prodotti dalle attività di manutenzione delle reti e degli impianti a queste connesse presso le sedi di coordinamento organizzativo del Gestore, o altro centro equivalente.

Per quanto attiene sempre al Servizio Idrico Integrato, il medesimo articolo 60, viene, altresì, previsto che l'AEEGSI, sentiti gli Enti di Ambito, deve assicurare agli utenti domestici in condizioni economico-sociali disagiate l'accesso a condizioni agevolate alla fornitura della quantità di acqua necessaria per il soddisfacimento dei bisogni fondamentali. Ciò sulla base dei criteri e principi che dovranno essere individuati con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri.

Con il successivo articolo 61, in tema di morosità nel servizio idrico integrato, viene previsto che la medesima AEEGSI, sulla base dei criteri definiti con decreto del Presidente del consiglio, deve adottare direttive per il contenimento della morosità degli utenti del servizio idrico integrato. La medesima Autorità deve poi definire le procedure per la gestione della morosità e per la sospensione della fornitura.

ATTIVITÀ DELL'AEEGSI IN MATERIA DI SERVIZI IDRICI

Delibera 3/2015/R/Idr - Avvio di procedimento per la definizione dei criteri di articolazione tariffaria applicata agli utenti del servizio idrico

L'AEEGSI ritiene opportuno avviare un procedimento volto ad armonizzare e razionalizzare i sistemi di articolazione tariffaria applicati, nonché i sistemi di agevolazione e le tariffe sociali esistenti. Con tale provvedimento, l'AEEGSI intende pertanto definire criteri e modalità applicative dell'articolazione tariffaria agli utenti dei servizi idrici, portando a compimento il già avviato processo di semplificazione e razionalizzazione della struttura dei corrispettivi e consentendo di fornire alcuni segnali di efficienza in termini di conservazione della risorsa e dell'ambiente, nonché indicazioni uniformi sul piano della sostenibilità sociale ed economica.

Delibera 122/2015/R/Idr - Avvio di procedimento per l'introduzione di sistemi di perequazione economica e finanziaria nel servizio idrico integrato

L'AEEGSI ritiene necessario avviare un procedimento volto ad introdurre misure di perequazione solidaristica tra i diversi ambiti territoriali ottimali presenti nelle varie Regioni definendo le condizioni per la relativa applicazione. Dovranno essere individuati specifici e cogenti impegni ad adottare misure di superamento delle criticità sottese alle richieste di accesso agli strumenti perequativi, in tempi definiti e a pena di sospensione, esclusione e recupero di quanto erogato. Ciò al fine di tutelare gli utenti (con particolare attenzione alle fasce più deboli) e di realizzare una progressiva convergenza fra le diverse aree del Paese con situazioni gestionali e livelli di servizio estremamente differenti.

Nel breve periodo, l'introduzione di criteri e condizioni generali per l'implementazione, su scala nazionale, del suddetto sistema perequativo ha lo scopo di consentire la realizzazione degli investimenti ritenuti prioritari dai soggetti competenti e di far fronte alle urgenti criticità finanziarie e di garanzia dell'equilibrio economico-finanziario di gestioni in forte difficoltà, specialmente se esposte al rischio di default. I procedimenti si concluderanno entro il 31 dicembre 2015.

Determina 4/2015 - DSID - Definizione delle procedure di raccolta dati ai fini del monitoraggio sugli affidamenti del Servizio idrico integrato e sulla adesione degli Enti Locali all'Ente di Governo dell'Ambito, nonché ai fini dell'aggiornamento dei dati e dei parametri tariffari per l'anno 2015 e dell'esplicitazione della componente a copertura dei costi ambientali e della risorsa
Con tale provvedimento il Direttore della Direzione sistemi idrici (DSID) dell'AEEGSI dispone l'obbligo per gli Enti di Governo dell'Ambito di inviare i dati e le informazioni richieste entro il 30 aprile 2015, con le seguenti finalità:

1. acquisire informazioni relative all'affidamento del SII e alla partecipazione degli Enti locali agli Enti di Governo dell'Ambito (obblighi imposti dall'art. 7 del DL 433/14, cd. "Sblocca Italia);
2. aggiornare i dati già forniti dai soggetti competenti in sede di determinazione tariffaria per gli anni 2014 e 2015 sulla base dei bilanci relativi all'esercizio 2013, in particolare, per verificare la congruità dei parametri tariffari relativi al costo medio dell'energia elettrica e al costo medio delle spese di funzionamento dell'Ente d'Ambito. L'AEEGSI specifica che le variazioni del VRG ammesso determinate dall'aggiornamento della voce di costo medio della fornitura di energia elettrica saranno considerate in sede di conguaglio. È data facoltà agli Enti di Governo di presentare entro i 20 giorni successivi all'invio dei dati, specifica e motivata istanza di aggiornamento delle tariffe per l'anno 2015 qualora vi siano significativi sostamenti - unicamente in ragione dei dati relativi al costo dell'energia elettrica, alle spese di funzionamento dell'Ente d'Ambito e agli altri costi operativi (COaltri) - ai sensi degli articoli 26 e 28 dell'Allegato A della deliberazione 643/2013;
3. avviare la raccolta dati per l'acquisizione delle informazioni assunte per la quantificazione degli investimenti ricompresi nel vincolo ai ricavi del gestore, invarianza di quest'ultimo e del conseguente moltiplicatore tariffario. A tal proposito gli Enti di

Governo sono tenuti a fornire una nota di accompagnamento contenente le motivazioni in base alle quali alcune voci di costo sono state considerate afferenti ai costi ambientali;

4. raccogliere alcune ulteriori informazioni relative alla struttura e alla dinamica dei costi dei gestori anche al fine di implementare misure idonee alla promozione dell'efficienza nella produzione dei servizi.

Delibera 338/2015/R/Idr - Determinazione d'ufficio delle tariffe del servizio idrico per il grossista Regione Campania con riferimento al primo periodo regolatorio 2012-2015

La presente deliberazione provvede a determinare d'ufficio, per il primo periodo regolatorio 2012-2015, il moltiplicatore tariffario teta (pari a 0,9) per il grossista Regione Campania che risulta aver trasmesso i dati e gli atti richiesti in modo incompleto e tale da non consentire l'utilizzo ai fini tariffari. Si ricorda che la Regione Campania fornisce acqua all'ingrosso a GORI e, quindi, tale provvedimento avrà ricadute sui costi di acquisto della risorsa idrica e, di conseguenza, nelle determinazioni tariffarie della Società con riferimento alla definizione dei conguagli relativi al primo periodo regolatorio.

Delibera 362/2015/R/Idr - Determinazione d'ufficio delle tariffe del servizio idrico per il grossista Acqua Campania con riferimento al primo periodo regolatorio 2012-2015

La presente delibera provvede a determinare d'ufficio, per il primo periodo regolatorio 2012-2015, il moltiplicatore tariffario teta (pari a 0,9) per il grossista Acqua Campania, al quale è contestata la trasmissione in forma incompleta dei dati, degli atti e delle informazioni necessarie a valutare la congruità dei costi di cui si chiede il riconoscimento in tariffa, nonché la coerenza degli stessi con le adeguate certificazioni degli elementi di costo e investimento.

DCO 515/2015/R/Idr - Separazione contabile del Servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono- Orientamenti finali

L'AEEGSI illustra gli orientamenti finali in materia di unbundling contabile del SII e completa il quadro regolatorio sviluppando orientamenti in tema di unificazione transitoria dei Comparti sottesi all'Attività di "Depurazione", articolazione delle restanti Attività e Comparti, Servizi Comuni (SC) e Funzioni Operative Condivise (FOC), introduce nel TIUC (testo integrato unbundling per il settore elettrico) una nuova FOC relativa alla gestione commerciale di vendita e gestione clientela comune ai settori energy ed idrico, revisione alcuni driver di ribaltamento per tener conto dell'organizzazione commerciale delle imprese multiutility e delle specificità del settore idrico, identifica modalità e procedure di separazione contabile di costi e ricavi tra i diversi ATO. Relativamente al trattamento contabile delle immobilizzazioni in concessione, ai fini della redazione dei conti Annuali Separati (CAS), l'AEEGSI propone un trattamento contabile uniforme per i beni in concessione iscritti a bilancio prevedendone una riclassificazione all'interno delle immobilizzazioni materiali in una voce specifica che accolga tutti i beni dati in concessione, gratuita e non, nonché i costi capitalizzati ad essi riferibili, indipendentemente dal criterio contabile utilizzato in bilancio per la loro classificazione. Analoga riclassificazione

dovrà essere applicata alle immobilizzazioni in corso e acconti. Le poste contabili strettamente correlate ai beni in concessione (canoni concessori, i mutui accessi ai beni medesimi e i connessi oneri) dovranno seguire la medesima classificazione in Attività e Comparti del bene sottostante.

Per il primo anno di applicazione delle norme di separazione contabile la classificazione in Attività, Comparti e ulteriormente in SC e FOC del saldo iniziale delle immobilizzazioni materiali riportate dal precedente bilancio di esercizio dovrà essere effettuata ricorrendo alle informazioni desumibili dalle fonti contabili obbligatorie (libro cespiti e contabilità analitica). Qualora la classificazione del bene non possa essere effettuata in base a tali criteri, l'AEEGSI ritiene ammissibili l'allocazione mediante driver purché basata su criteri di ragionevolezza o di prevalenza che saranno illustrati nella nota di commento ai Conti Annuali Separati. Il documento di consultazione propone la semplificazione e la razionalizzazione degli obblighi informativi prevedendo la predisposizione e l'invio dei CAS secondo il regime ordinario per gestori che servano più di 50.000 abitanti e per i gestori di dimensioni rilevanti che, pur non erogando il servizio direttamente agli utenti finali, gestiscono la captazione ovvero l'adduzione, la potabilizzazione e/o la depurazione. Al di sotto dei 50.000 abitanti vige il regime semplificato. Il provvedimento propone infine, in allegato, le prime indicazioni per la predisposizione degli schemi contabili per i CAS.

Delibera 595/2015/R/Idr - Avvio di indagine conoscitiva sulle modalità di individuazione delle strategie di pianificazione adottate nei programmi degli interventi del Servizio idrico integrato
L'AEEGSI ha constatato che il Piano degli Interventi (Pdi) predisposto dagli Enti di Governo dell'Ambito (EGA) ai fini dell'approvazione tariffaria per gli anni 2014-2015, nonostante le specificazioni metodologiche messe a punto, non permette di cogliere esaustivamente le motivazioni a sostegno della selezione di una determinata strategia di intervento fra le diverse alternative possibili per raggiungere gli obiettivi e, quindi, di comprendere i criteri di allocazione di risorse economiche. Viceversa, l'AEEGSI intende assicurare che, per le future predisposizioni tariffarie, l'estensione del Pdi garantisca che gli investimenti, di cui si riconoscono i costi in sede di approvazione tariffaria, siano pianificati con criteri di appropriatezza e di allocazione delle risorse economiche a loro destinate in termini efficienti. Alla luce di quanto esposto, l'AEEGSI ritiene necessario avviare una prima indagine, riguardante un campione limitato di programmazioni d'Ambito, sulle modalità di selezione delle strategie di intervento. Ciò permetterà di valutare, successivamente, la possibilità di applicare al SII metodi di allocazione delle risorse economiche in termini efficienti (presenti nella letteratura economico-scientifica) e di identificare gli eventuali scostamenti esistenti dai livelli ottimali di allocazione effettuando una comparazione fra le possibili strategie realizzative. La valutazione di conformità delle strategie di pianificazione, potrà essere considerata quale elemento vincolante alle future approvazioni tariffarie.

Delibera 655/2015/R/Idr - Approfondimento della qualità contrattuale del Servizio idrico integrato: studio di riesame del progetto standard per la contrattazione
Alla fine di un lungo percorso di consultazione che ha

comportato la pubblicazione di ben tre documenti sottoposti all'attenzione degli operatori del settore idrico (DCO 665/2014, DCO 273/2015 e DCO 560/2015) l'AEEGSI ha definito, in un testo integrato (RQSI), i livelli specifici e generali di qualità contrattuale del servizio idrico, individuando tempi massimi e standard minimi di qualità, omogenei sul territorio nazionale, per le prestazioni da assicurare all'utenza. Per le prestazioni soggette a standard specifici di qualità sono previsti indennizzi automatici (con base pari a 30 euro e progressivamente crescente in relazione al ritardo nell'esecuzione della prestazione) da riconoscere all'utente nel caso in cui gli standard non siano rispettati; con riguardo al mancato rispetto degli standard generali la violazione per due anni consecutivi può costituire presupposto per l'apertura di un procedimento sanzionatorio. Il provvedimento determina anche le modalità di registrazione, comunicazione e verifica dei dati relativi alle prestazioni fornite dai gestori su richiesta degli utenti. La regolazione della qualità ne prevede l'avvio a partire dal 1/06/2016 e rinvia al 1/01/2017 l'applicazione della norme relative agli standard sui call center, all'incremento degli indennizzi automatici e alla comunicazione dei dati cui sono associate le verifiche ed i controlli da parte dell'AEEGSI. Relativamente a quanto non disciplinato restano in vigore la Carta dei servizi e il Regolamento di utenza. I gestori che servono meno di 50.000 abitanti sono esonerati dagli obblighi di comunicazione all'AEEGSI e dalla pubblicazione delle informazioni e dei dati registrati, mentre gli EGA possono presentare all'AEEGSI istanza motivata di deroga (per un massimo di 12 mesi) in tutti i casi in cui il gestore interessato da processi di aggregazione delle gestioni dimostri di non poter ottemperare alle prescrizioni fissate nei tempi stabiliti. L'AEEGSI individua standard di qualità per l'avvio e la cessazione del rapporto contrattuale (preventivi, volture, riattivazioni e subentri), per la fase di gestione del medesimo (preventivi e esecuzione di lavori e allacci), relativamente alle modalità di fatturazione e di pagamento, alla risposta a richieste scritte dell'utente (reclami, richieste di informazioni e rettifiche di fatturazione), agli appuntamenti, alle verifiche del misuratore e del livello di pressione fino alla gestione dello sportello fisico, dello sportello online e del call center. Sono inoltre previsti standard specifici e generali relativamente ai flussi di comunicazione tra i gestori in caso di gestione non integrata del servizio. La delibera prevede la presenza di almeno uno sportello fisico per Provincia (è possibile presentare istanza di esenzione da tale obbligo per le Province nelle quali si trova meno del 5% delle utenze gestite), confermando la normativa di settore (Dpcm 29 aprile 1999) con un orario di apertura non inferiore alle 8 ore nei giorni lavorativi e alle 4 ore il sabato. Viene rivista la periodicità di fatturazione proporzionandola in base ai consumi medi degli ultimi tre anni. Sono pertanto individuate 4 fasce di consumo cui abbinare tale periodicità (2 bollette/anno se consumi $\leq$ 100mc, 3 bollette fino a 1.000 mc, 4 fino a 3.000 mc e 6 bollette oltre i 3.000 mc), con revisione della periodicità di fatturazione a cadenza biennale. Per quanto riguarda la rateizzazione l'utente avrà facoltà di richiederla, fino a 10 giorni successivi alla scadenza della bolletta, al superamento di una soglia pari al 100% dell'addebito medio degli ultimi dodici mesi. Alla fattura rateizzata potranno essere applicati interessi di dilazione ed eventuali interessi di mora. Sono previsti indicatori di qualità anche per l'istituto della voltura, richiedibile anche dal

solo soggetto entrante purché corredata da idonea documentazione comprovante la proprietà, il regolare possesso o detenzione dell'unità immobiliare interessata. Viene prevista anche la volta a titolo gratuito (relativamente alle sole spese amministrative) nel caso in cui la richiesta venga presentata, a seguito di decesso dell'intestatario del contratto, dal legittimo erede o da un soggetto residente presso l'immobile oggetto della fornitura. Nel caso in cui fosse necessario l'ottenimento di specifici atti autorizzativi per l'esecuzione dei lavori cd. "complessi", il tempo di esecuzione della prestazione viene calcolato al netto di quello necessario per ottenere le autorizzazioni a condizione, però, che almeno il primo atto autorizzativo sia stato richiesto entro 30 giorni lavorativi dalla data di comunicazione di accettazione del preventivo. Gli EGA possono definire, previa istanza motivata anche su proposta del gestore, standard ulteriori o differenziati che possono riguardare anche prestazioni non previste dal RQSII. A tali nuovi indicatori possono essere associati dei valori di indennizzo automatico anche superiore all'indennizzo base previsto nel RQSII. I dati di qualità contrattuale comunicati dai gestori, inoltre, saranno oggetto di verifiche semplificate - a campione - da parte dell'AE EGSi con, eventuale, applicazione di penali in caso di dati "non validi" o "non conformi" a quanto previsto.

Delibera 656/2015/R/Idr - Convenzione tipo per la regolazione dei rapporti tra enti affidanti e gestori del servizio idrico integrato - disposizioni sui contenuti minimi essenziali

Il provvedimento definisce un quadro di riferimento uniforme sul territorio nazionale per la regolazione dei rapporti tra enti affidanti e gestori ed impone l'adeguamento delle Convenzioni in essere alla "Convenzione tipo" (e la relativa trasmissione all'AE EGSi per l'approvazione) nell'ambito della prima predisposizione tariffaria utile (entro il 30 aprile 2016) e comunque non oltre 180 giorni dalla pubblicazione della delibera (29/12/2015). Il provvedimento, dopo l'individuazione delle "disposizioni generali" (relative all'oggetto del rapporto convenzionale, al regime giuridico prescelto, al perimetro e alla durata dell'affidamento) detta le disposizioni minime obbligatorie relativamente al Piano d'Ambito, agli strumenti per il mantenimento dell'equilibrio economico-finanziario, alla cessazione ed al subentro, agli ulteriori obblighi delle parti, alle penali e alle sanzioni. In particolare, relativamente alle misure previste per il mantenimento dell'equilibrio economico-finanziario, il provvedimento prevede la possibilità per il gestore, al verificarsi di pregiudizievoli circostanze straordinarie e di entità significativa, di presentare all'EGA istanza di riequilibrio con indicazione dei presupposti che determinano lo squilibrio e la sua quantificazione nonché le misure da adottare (individuate in ordine di priorità dalla delibera medesima). La convenzione disciplina, in seguito, la procedura di subentro alla gestione unica d'Ambito o alle gestioni in salvaguardia e la corresponsione del valore di rimborso al gestore uscente, determinato dall'EGA sulla base dei criteri stabiliti dall'AE EGSi nell'ambito della regolazione tariffaria. Vengono, inoltre, definiti gli obblighi relativi ai rapporti tra EGA, gestore del servizio idrico integrato ed eventuale gestore all'ingrosso, indicando anche gli adempimenti in materia di rendicontazione e di definizione dei prezzi delle forniture all'ingrosso nonché la disciplina applicabile laddove un grossista eroghi ser-

vizi a diversi soggetti gestori operanti in una pluralità di ATO. Il documento prevede, altresì, l'applicazione al gestore da parte dell'EGA di penali in caso di mancato raggiungimento degli standard di qualità aggiuntivi rispetto a quelli previsti dalla regolazione sulla qualità contrattuale. I valori massimi e minimi delle suddette penali dovranno essere raccordati con quelli previsti dalla regolazione vigente per violazione dei corrispondenti standard minimi.

Tra le disposizioni finali, infine, si affrontano gli aspetti relativi alla prestazione di garanzie, alla sottoscrizione di polizze assicurative previste per l'erogazione dei servizi e alle modalità di aggiornamento della convenzione, coerentemente con i termini stabiliti dall'AE EGSi per la trasmissione della predisposizione tariffaria.

Deliberazione 664/2015/R/Idr - Approvazione del metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio MTI - 2

Con tale provvedimento l'AE EGSi ha approvato il metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio 2016-2019 (MTI-2), in vigore dal 1° gennaio 2016. La metodologia tariffaria presenta molti elementi di continuità con il precedente MTI: resta, infatti, alla base della regolazione tariffaria l'approccio asimmetrico adottato per il biennio 2014-2015 e basato su una matrice di schemi regolatori (che passano da 4 a 6) in grado di riflettere le diverse condizioni delle singole gestioni in relazione al fabbisogno di investimenti, all'eventuale presenza di variazioni negli obiettivi o nelle attività del gestore legata a processi di aggregazione o miglioramenti qualitativi dei servizi erogati, all'entità dei costi operativi rispetto al costo pro capite medio di settore, stimato con riferimento all'anno 2014 in 109€/abitante. È poi previsto uno schema regolatorio virtuale per le gestioni in fase di aggregazione e per le quali l'EGA non disponga di un corredo informativo adeguato ed è prevista l'applicabilità di condizioni specifiche di regolazione (con durata limitata e predefinita) nei casi di accesso a misure di perequazione. Viene confermata la presenza del moltiplicatore tariffario il cui tetto alla crescita annua tiene conto anche di un fattore di ripartizione tra gestore e consumatori (sharing) da applicare in funzione di condizionalità riferite alla componente dei costi operativi. Relativamente agli aggiornamenti dei valori si prevede, a differenza di quanto indicato nel MTI, l'aggiornamento biennale del valore della RAB, delle componenti di costo operativo aggiornabili da coprire a congruaggio, degli adeguamenti riconducibili ai volumi e delle eventuali modifiche relative alla valorizzazione delle componenti degli oneri finanziari e fiscali (il cui calcolo viene parzialmente modificato). Sarà possibile, inoltre, una revisione infraperiodo della predisposizione tariffaria su istanza motivata, a fronte di circostanze straordinarie ed eccezionali tali da pregiudicare l'equilibrio economico-finanziario. Vengono poi dettati i criteri per la valutazione del valore residuo degli investimenti realizzati dal gestore e vengono previsti meccanismi incentivanti per il miglioramento della qualità contrattuale e tecnica del servizio, introducendo un sistema di premi/penalità alimentato da una specifica componente tariffaria (UI2), obbligatoria per tutti i gestori, da destinare ad un fondo per la qualità istituito presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (ex Cassa congruaggio per il settore elettrico - CCSE).

Con la delibera in commento AEEGSI ha effettuato modifiche, tra le altre, relativamente alla valorizzazione delle componenti degli oneri finanziari e fiscali, indicando di prendere a riferimento le misure stabilite per il Settore Elettrico e Gas per la determinazione delle nuove Tariffe per il V periodo regolatorio. I riferimenti assunti dal Regolatore nel settore idrico, per la determinazione delle predette componenti, replicano solo in parte la metodologia del settore elettrico e gas; così è, ad esempio, per il riferimento al tasso di rendimento per le attività prive di rischio (Risk Free Rate, RFR, fissato in maniera omogenea con il settore elettrico allo 0.5%). Per quanto concerne il riconoscimento dell'onere finanziario correlato al capitale investito proprio (Equity Risk Premium, ERP), il Regolatore omette invece di fare riferimento alla nuova metodologia definita per il settore elettrico e persegue una scelta di sostanziale invarianza rispetto ai precedenti periodi regolatori, definendo tale parametro di mercato nella misura del 4%, con un differenziale negativo di 150 bpi rispetto allo stesso riferimento per il settore elettrico (ERP elettrico pari a 5,5%). Alcune società idriche del Gruppo ACEA ha proposto impugnativa innanzi al Giudice Amministrativo avverso tale decisione regolatoria, che si ritiene priva di coerenza e foriera di una indicazione peggiorativa per il riconoscimento del valore degli investimenti effettuati nel settore idrico, rispetto alla valorizzazione degli investimenti negli altri segmenti delle *utilities*. Le censure proposte, in particolare, sono indirizzate alle asimmetrie introdotte da AEEGSI in funzione del peculiare assetto proprietario dei gestori del SII, di natura prevalentemente pubblica, che introdurrebbero ad avviso della ricorrente per la prima volta nella regolazione economica una variabile di tipo "proprietario", impropria e in collisione con la natura indipendente della regolazione.

Con riferimento all'iter di approvazione, è previsto che entro il 30 aprile 2016 l'Ente di governo dell'Ambito:

- definisce gli obiettivi ed, acquisita la proposta del gestore riguardo gli interventi necessari al relativo conseguimento, aggiorna il Programma degli interventi ("Pdl");
- predispone la tariffa per il secondo periodo regolatorio 2016-2019;
- redige il Piano Economico Finanziario ("PEF");
- trasmette la documentazione summenzionata all'AEEGSI.

Entro i successivi 90 giorni, l'AEEGSI, salvo necessità di richiedere ulteriori chiarimenti, approva le proposte tariffarie.

Anche nel secondo periodo regolatorio viene confermato il meccanismo, introdotto dalla delibera n. 643/2013/R/IDR dell'AEEGSI, che, in ordine alla funzione di predisposizione tariffaria, consente di superare l'eventuale inerzia dei soggetti locali coinvolti.

Come più diffusamente illustrato nel Bilancio Consolidato 2014, le sentenze in epigrafe sono state depositate dal Collegio del TAR tra il 4 ed il 22 ottobre 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.

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.

Contestualmente al provvedimento con cui l'AEEGSI ha proposto appello avverso le sentenze del Tar Lombardia (delibera 203/2014/C/Idr), la medesima Autorità ha precisato, con deliberazione 204/2014/R/Idr, che le citate sentenze non producono alcun effetto caducatorio sul MTI per gli anni 2014 e 2015, le cui disposizioni sono pienamente cogenti, con particolare riferimento alla tempistica e allo svolgimento delle procedure ivi previste, mentre potrebbero determinare alcune variazioni dei conguagli riconosciuti per gli anni 2012 e 2013. Pertanto, ai fini dell'approvazione delle proposte tariffarie per gli anni 2014 e 2015, la valorizzazione dei conguagli inseriti nel VRG (art. 29 dell'Allegato A della delibera 643/2013) avviene, in via provvisoria e nelle more della definizione dei contenziosi pendenti, sulla base dei moltiplicatori tariffari approvati per le annualità 2012 e 2013, ovvero, nei casi di moltiplicatori tariffari non approvati, nel rispetto dei limiti di prezzo di cui al comma 7.1 della del. 585/2012 e al comma 5.1 della delibera 88/2013.

Il Consiglio di Stato, in sede giurisdizionale, ha proceduto a discutere i predetti ricorsi in udienza pubblica in data 29 settembre 2015. Tra il 14 ed il 22 ottobre 2015, il Consiglio di Stato ha pubblicato le ordinanze di sospensione degli appelli per la riforma delle sentenze del TAR Lombardia sulla deliberazione AEEGSI 585/2012/R/Idr, nominando contestualmente, quale organo incaricato della consulenza tecnica d'ufficio, un Collegio peritale costituito da tre professori universitari in materia di economia industriale ritenendo l'esito della valutazione "indispensabile antecedente logico-giuridico per la decisione". Il Collegio Peritale ha presentato istanza di proroga del deposito della relazione finale e il Consiglio di Stato ha accolto tale istanza nell'udienza tenutasi il 4 marzo 2016. L'udienza pubblica per il prosieguo della causa è prevista per il secondo semestre.

ATTIVITÀ DELL'AEEGSI IN MATERIA DI ENERGIA ELETTRICA

Delibera 146/2015/R/eei - Determinazione delle tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica, per l'anno 2015.

Il provvedimento ha reso note le tariffe di riferimento relative al servizio di distribuzione di energia elettrica per l'anno 2015. Sono stati aggiornati sia i parametri che concorrono alla quantificazione dei ricavi ammessi di ciascuna impresa per l'erogazione del servizio di distribuzione (tariffe specifiche aziendali) che i parametri a copertura dei costi di commercializzazione (tariffa unica nazionale).

Per ACEA Distribuzione la tariffa di riferimento di distribuzione per l'anno 2015 è sostanzialmente in linea con quella dell'anno 2014, mentre la tariffa nazionale di riferimento inerente la commercializzazione evidenzia un incremento rispetto all'anno precedente.

in materia di distribuzione di energia elettrica e gas naturale.

Il provvedimento approva il Testo Integrato della morosità elettrica (TIMOE), integrando la regolazione dei servizi di dispacciamento e di trasporto nei casi di morosità

del cliente finale.

Con particolare riferimento all'attività delle imprese di distribuzione:

viene introdotta una serie di indennizzi nei casi di mancata interruzione fisica del punto di prelievo (da eseguire tramite lavori di rete su richiesta della società di vendita) e di ritardo nelle comunicazioni di esito degli interventi di sospensione, riduzione e interruzione della fornitura;

viene introdotto l'obbligo di sospensione della fatturazione o di storno delle fatture già emesse con riferimento ai punti di prelievo per i quali non è stato effettuato l'intervento di sospensione o di interruzione, fino alla data di esecuzione dello stesso. A seguito dell'intervento, il distributore potrà ricevere dal venditore solo il 50% degli importi maturati nel periodo compreso tra il termine previsto dalla regolazione e l'intervento medesimo.

Delibera 258/2015/R/eel - Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica: disposizioni in merito alle garanzie contrattuali e alla fatturazione del servizio.

Nell'ambito del procedimento avviato per la predisposizione del codice di rete tipo per il trasporto dell'energia elettrica, con la delibera 268/2015/R/eel l'Autorità, in esito alla consultazione effettuata (DCO 263/2014/R/eel e DCO 618/2014/R/eel) e agli incontri svolti nell'ambito di un apposito Gruppo di Lavoro, ha approvato:

- il glossario dei termini utilizzati all'interno del codice di rete tipo;
- la disciplina relativa alle garanzie contrattuali che il venditore è tenuto a prestare al momento della sottoscrizione del contratto di trasporto;
- la disciplina in tema di fatturazione del servizio di trasporto e di pagamenti.

Con successivo provvedimento 609/2015/R/eel, al fine di tener conto di una serie di criticità segnalate principalmente dagli operatori della vendita, l'AEEGSI è intervenuta nuovamente in materia prevedendo, in tema di garanzie contrattuali:

- la rimozione del requisito di possesso di *rating* da parte degli istituti bancari e assicurativi che emettono la fideiussione;
- la revisione di alcune disposizioni per l'accesso al *rating* e alla *parent company guarantee*, con particolare riferimento ai ritardi di pagamento, cercando di allineare quanto più possibile il trattamento degli utenti che vi ricorrono a quelli che hanno una fideiussione o un deposito cauzionale, pur facendo salvo il trattamento differenziato in considerazione del diverso profilo di rischio sotteso;
- l'introduzione di un periodo transitorio con obbligo per gli utenti del trasporto di adeguare le garanzie a un importo pari alla stima di tre mesi di fatturato entro il 12 febbraio 2016, allungando le tempistiche inizialmente previste. In tale periodo transitorio, l'utente in possesso di un giudizio di *rating* o la cui società controllante possieda a sua volta tale giudizio di *rating*, può accedere al *rating* o alla *parent company guarantee* senza che debba essere verificato preventivamente il requisito di regolarità dei pagamenti, a fronte però della corresponsione di un corrispettivo per l'accesso maggiorato.

La delibera è intervenuta, inoltre, in tema di fatturazione prevedendo la modifica delle disposizioni relative

ai termini di pagamento delle fatture. A riguardo, viene definito che:

- per le fatture di ciclo non emesse nei termini previsti, la scadenza di pagamento decorra dal primo termine utile del mese successivo;
- sia unificata la decorrenza dei termini di pagamento per tutte le tipologie di fattura (di ciclo, di rettifica e per le fatture relative a ulteriori prestazioni e altri corrispettivi).

Delibera 296/2015/R/com - Disposizioni in merito agli obblighi di separazione funzionale (*unbundling*) per i settori dell'energia elettrica e del gas.

La delibera approva il Testo Integrato di *Unbundling Funzionale* (TIUF) per gli esercenti del settore dell'energia elettrica e del gas, in esito al processo di consultazione avviato con i documenti 346/2014/R/com e 77/2015/R/com.

Risultano di particolare rilevanza i seguenti aspetti:

- i gestori dei sistemi di distribuzione, oltre all'obbligo di nomina di un Gestore Indipendente, hanno anche l'obbligo di nominare un Responsabile della Conformità, nonché di predisporre ed inviare all'Autorità, con cadenza annuale, il Programma degli adempimenti;
- viene introdotto l'obbligo di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione tra imprese di distribuzione e di vendita appartenenti ad un'impresa verticalmente integrata e, nel settore elettrico, anche tra vendita nel mercato libero e servizio di maggior tutela;
- è previsto per tutti i distributori, indipendentemente dalla loro dimensione, che l'obbligo di trattamento riservato delle informazioni commercialmente sensibili sia assolto facendo ricorso al Sistema Informativo Integrato (di seguito: SII). Il provvedimento individua il perimetro delle informazioni commercialmente sensibili e prevede il superamento dell'obbligo di separazione fisica delle banche dati, di nomina del garante delle informazioni commercialmente sensibili e di tenuta del registro di accesso alle stesse, in un'ottica di semplificazione degli adempimenti a carico delle imprese di distribuzione.

Documento per la consultazione 416/2015/R/eel - Sistemi di smart metering di seconda generazione per la misura di energia elettrica in bassa tensione. Il documento illustra gli orientamenti dell'Autorità in merito alla definizione delle specifiche funzionali dei contatori di seconda generazione in BT (*smart meter 2G*), in attuazione di quanto previsto dal comma 9.3 del decreto legislativo 102/2014.

Vengono identificati, in particolare, dieci criteri generali orientati a evitare che le scelte di progettazione dei nuovi contatori possano precludere successive evoluzioni del mercato, nonché dieci funzionalità - a loro volta ulteriormente declinate in requisiti funzionali di dettaglio - che possono essere combinate tra loro per supportare l'innovazione dei diversi processi che utilizzano il dato di misura (fatturazione, gestione clienti, dispacciamento, *settlement*, gestione della rete).

In vista di un successivo documento per la consultazione relativo all'analisi costi/benefici che analizzerà il perimetro ottimale delle funzionalità nonché le alternative in tema di sostituzione dei misuratori di prima genera-

zione, il documento si sofferma anche su alcuni aspetti che saranno più in là approfonditi, tra i quali:

- l'introduzione di criteri standard di riconoscimento non solo dei costi dei misuratori ma anche dei sistemi di telegestione e dei concentratori, favorendo l'adozione di soluzioni tecnologiche uniformi a livello nazionale da parte dei diversi concessionari del servizio di distribuzione, allo scopo di assicurare la massima intercambiabilità, anche in vista delle scadenze delle concessioni di distribuzione;
- la valutazione di approfondimenti in relazione ai profili di regolazione e di assetto connessi alle prospettive di sviluppo di sinergie in ottica multi-settore;
- la garanzia di coerenza con gli sviluppi del SII;
- l'applicazione degli obblighi in materia di debranding, in caso di sostituzione anticipata dei misuratori di prima generazione rispetto alla scadenza fissata per l'entrata in vigore di detti obblighi (30 giugno 2016).

Documento per la consultazione 421/2015/R/ee1
- Riforma delle tutele di prezzo nel mercato retail dell'energia elettrica e del gas naturale. Prima fase della roadmap - Clienti finali di energia elettrica non domestici.

Il documento, contenente gli orientamenti dell'Autorità in relazione al percorso di riforma delle tutele di prezzo per i clienti finali, individua come ambito di prima attuazione quello della fornitura di energia alle piccole imprese, ossia ai clienti BT altri usi, con l'eventuale esclusione di quelli di piccolissima taglia, con potenza impegnata fino a 1,5 kW.

Più in dettaglio, nel testo sono descritte diverse possibilità di intervento:

- opzione 0 - conferma dello *status quo*;
- opzione 1 - modifica delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela, con il passaggio - relativamente alle componenti a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia - da una modalità di determinazione dei prezzi ex-ante (basata su stime), a una modalità di determinazione delle condizioni economiche basata, per quanto possibile, sui costi effettivi del servizio (modalità ex-post), conoscibili solo nel mese successivo a quello di riferimento. Tale opzione prevede che il contratto con l'esercente la maggior tutela si estingua in modo automatico con il perfezionamento della procedura di switching attivata dal nuovo venditore, senza l'onere per il cliente di recedere espressamente dal contratto previgente;
- opzione 2A - prevede la separazione delle due funzioni oggi svolte in maniera integrata nell'ambito del servizio di maggior tutela: da un lato, la garanzia della fornitura per i clienti che transitoriamente rimangono senza venditore sul mercato libero, e dall'altro, la fornitura di energia elettrica a condizioni vigilate (c.d. regime di tutela SIMILE). Gli attuali esercenti la maggior tutela avrebbero la responsabilità di assicurare il servizio di ultima istanza, mentre il servizio di tutela SIMILE sarebbe erogato dai fornitori del mercato libero (in possesso di specifici requisiti) che decidono di aderirvi, con struttura di prezzo e condizioni contrattuali vigilate dall'Autorità. L'adesione al regime di tutela SIMILE sarebbe volontaria e la durata del contratto annuale e non prorogabile: al momento della cessazione, quindi, il cliente si troverebbe nelle condizioni di un qualsiasi altro

cliente del mercato libero a cui scade un contratto di durata limitata senza rinnovo;

- opzione 2B - oltre agli stessi interventi dell'opzione 2A, prevede l'implementazione di un meccanismo automatico di cessione di tutti i contratti di maggior tutela agli esercenti il servizio di tutela SIMILE selezionati mediante un'asta per lotti di clienti predefiniti dall'AEEGSI.

Il nuovo quadro regolatorio sarà delineato nel corso dell'anno 2016 con prevedibile decorrenza al 1° gennaio 2017.

Delibera 582/2015/R/ee1 - Riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica. Contestuale aggiornamento delle compensazioni di spesa per i clienti domestici in disagio economico.

La delibera conclude il processo di riforma delle tariffe per i servizi a rete e degli oneri generali di sistema per i clienti domestici in bassa tensione, previsto dal decreto legislativo 102/14 che ha stabilito il graduale superamento dell'attuale struttura progressiva dei corrispettivi, caratterizzata da un'aliquota unitaria crescente all'aumentare dei prelievi di energia elettrica.

In coerenza con quanto stabilito dal medesimo decreto, l'AEEGSI ha previsto che:

- l'attuale struttura a scaglioni verrà mantenuta per tutto l'anno 2016 ma, limitatamente alle tariffe per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura, verranno ridefinite le aliquote in maniera tale da ridurre di almeno il 25% l'entità del sussidio incrociato oggi vigente tra clienti residenti a basso consumo e clienti non residenti che consumano più energia;
- a partire dal 1° gennaio 2017, invece:
 - la tariffa di rete diventerà non progressiva e uguale per tutti i clienti domestici, articolata in una quota fissa (€/POD/anno) per la misura e la commercializzazione, in una quota potenza (€/kW/anno) per la distribuzione e in una quota energia (€/kWh) per la trasmissione;
 - i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema verranno ridefiniti in modo tale da limitare a due il numero di scaglioni di consumo annuo;
- a valere dal 1° gennaio 2018 sarà, infine, superata anche la progressività delle componenti a copertura degli oneri generali di sistema.

Circa gli interventi, prospettati nelle precedenti consultazioni, destinati a promuovere un più attento utilizzo della potenza contrattualmente impegnata da parte dei clienti, l'AEEGSI ha previsto che, a decorrere dal 1° gennaio 2017:

- a) vengano introdotti livelli di potenza contrattualmente impegnata maggiori rispetto agli attuali;
- b) in corrispondenza dell'entrata in vigore delle disposizioni di cui alla lettera precedente, per un periodo di almeno 24 mesi, venga ridotta l'entità dei contributi di connessione e dei diritti fissi che il cliente riconosce all'impresa di distribuzione in corrispondenza di variazioni di potenza effettuate da remoto, senza necessità di intervento in loco.

In merito alla sperimentazione tariffaria rivolta ai clienti domestici che utilizzano pompe di calore elettriche quale principale sistema di riscaldamento delle proprie abitazioni di residenza, l'AEEGSI ha deliberato la proroga al 31 dicembre 2016 del termine ultimo per la presenta-

zione delle richieste da parte dei clienti, disponendo, di conseguenza, che anche il monitoraggio dei consumi e le relative trasmissioni dei dati da parte dei distributori dovranno essere effettuate fino al 28 febbraio 2017 (con riferimento alle informazioni raccolte al 31 dicembre 2016). Sarà, inoltre, avviata un'ulteriore consultazione finalizzata a verificare la possibilità di includere nella sperimentazione ulteriori clienti domestici.

Quanto al bonus sociale, è previsto che, entro il 31 dicembre 2015, vengano calcolate le compensazioni di spesa da applicare nel 2016, al fine di evitare che l'introduzione della riforma tariffaria comporti il peggioramento delle attuali condizioni dei clienti in disagio economico.

Delibera 583/2015/R/com - Tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali nei settori elettrico e gas: criteri per la determinazione e l'aggiornamento

La delibera definisce le modalità di determinazione e di aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito (di seguito: WACC) per i servizi infrastrutturali regolati, unificando tutti i parametri di calcolo ad eccezione di quelli specifici dei singoli servizi, tra cui il parametro β che esprime il livello specifico di rischio non diversificabile e il peso del capitale proprio e capitale di debito impiegato per la ponderazione (rapporto D/E). La revisione della metodologia mira a definire un quadro regolatorio maggiormente trasparente e prevedibile e ad evitare che differenze nei tassi di remunerazione dei singoli servizi possano dipendere dalle condizioni specifiche dei mercati finanziari.

La durata del periodo regolatorio del WACC viene fissata in sei anni (2016-2012), introducendo un meccanismo di aggiornamento infra-periodo.

Il provvedimento, pertanto, riporta la formula per il calcolo nonché i valori specifici dei parametri base in vigore dal 1° gennaio 2016, ad eccezione del parametro β per il settore elettrico, individuato con successivo provvedimento (delibera 654/2015/R/eel - Allegato D).

Delibera 646/2015/R/eel - Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023.

La delibera approva il "Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023" (TIOE), in vigore dal 1° gennaio 2016.

Il testo - esito di un articolato processo di consultazione con quattro distinti documenti (5/2015/R/eel; 48/2015/R/eel; 415/2015/R/eel e 544/2015/R/eel) - è strutturato in III parti:

- I. **Regolazione della continuità del servizio di distribuzione e della qualità della tensione.** Queste le principali novità:
 - per la durata delle interruzioni:
 - mantenimento del meccanismo premi/penalità sulla durata delle interruzioni, con l'introduzione di una franchigia del $\pm 10\%$ rispetto al valore obiettivo;
 - regolazione incentivante sperimentale per il triennio 2017-2019 sulla durata delle interruzioni con preavviso, con origine in media e bassa tensione (provvedimento da adottarsi entro il 30 giugno 2016);
 - progressivo allineamento degli standard

sulle interruzioni prolungate a quello oggi in vigore nei centri urbani: dal 2020 8 ore per tutti gli utenti in bassa tensione e 4 ore per tutti gli utenti in media tensione;

- per il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi: conferma della regolazione premi/penalità e traslazione al termine del nuovo periodo regolatorio degli obiettivi di lungo termine;
 - in materia di qualità della tensione sono poste le basi per l'introduzione di uno standard specifico sulle interruzioni transitorie e sui buchi di tensione per gli utenti in media tensione e per nuove iniziative riguardanti la conformità del valore efficace della tensione di alimentazione per gli utenti in bassa tensione.
- II. **Regolazione dei livelli specifici generali di qualità commerciale.** Queste le principali novità:
- riduzione dei tempi massimi relativi a prestazioni richieste dai clienti finali riguardanti la preventivazione e l'esecuzione dei lavori;
 - ampliamento delle prestazioni assoggettabili al preventivo rapido (via telefono, a cura del venditore);
 - introduzione di alcuni criteri alla base della stipula di accordi tra le imprese distributrici e i richiedenti in materia di connessioni e attivazioni massive.
- III. **Promozione selettiva degli investimenti sulle reti di distribuzione.** Tale parte è finalizzata a incentivare lo sviluppo appropriato di investimenti sulle reti di distribuzione, indirizzando le scelte delle imprese verso investimenti che permettono di massimizzare i benefici netti di sistema, tramite meccanismi incentivanti di natura output-based, sviluppati secondo criteri di selettività.
- In particolare, sono considerati aspetti - che rappresentano la principale innovazione della nuova disciplina - relativi sia alle funzionalità innovative delle reti di distribuzione in media tensione nelle aree ad elevata penetrazione della generazione distribuita a fonte rinnovabile, sia all'evoluzione delle reti di distribuzione nelle aree urbane, con particolare riferimento allo sviluppo di capacità nelle colonne montanti degli edifici.

Delibera 654/2015/R/eel - Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023.

La delibera approva il "Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica" (TIT), il "Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica" (TIME) e il "Testo integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione" (TIC), con efficacia dal 1 gennaio 2016.

In particolare, la nuova disciplina di determinazione delle tariffe per il nuovo periodo regolatorio - esito di un articolato processo di consultazione con la pubblicazione di numerosi documenti (tra cui 5/2015/R/eel; 335/2015/R/eel; 435/2015/R/eel e 544/2015/R/eel) - ha:

- esteso la durata del periodo a 8 anni (2016-2023), suddiviso in due semi-periodi di 4 anni ciascuno: NPR1 (2016-2019) ed NPR2 (2020-2023);
- definito i criteri di determinazione del costo ricor-

sciuto (operativo, di capitale e ammortamento);
 • previsto la nuova articolazione dei corrispettivi. In particolare, con riferimento alla tariffa di trasmissione l'AEEGSI ha:

- introdotto il CTR in forma binomia - applicato da Terna alle imprese distributrici nei punti di interconnessione - con una componente in energia ed una in potenza determinata utilizzando come driver la media delle potenze massime mensili prelevate nei punti di interconnessione nell'ultimo anno, considerando esclusivamente l'energia netta prelevata dalla rete di trasmissione nazionale (RTN);
- confermato la medesima struttura, vigente già nello scorso periodo regolatorio, per la tariffa TRAS applicata dai distributori ai clienti finali;
- riproposto il meccanismo di perequazione dei costi di trasmissione basato sul riconoscimento dei maggiori oneri a carico del distributore, derivanti dalla differenza tra i suddetti corrispettivi.

In merito alla tariffa di riferimento TV1(dis), destinata alla copertura dei costi di distribuzione e di commercializzazione, l'AEEGSI conferma l'applicazione di un corrispettivo monomio, funzione del numero di punti di prelievo - e quindi indipendente dai volumi di servizio erogati - differenziato per livello di tensione, ad eccezione delle tipologie di contratto per le utenze di illuminazione pubblica e per le ricariche pubbliche in bassa tensione dei veicoli elettrici, il cui corrispettivo è basato su una tariffa espressa in centesimi di euro/kWh.

Non subisce alcuna modifica strutturale la tariffa obbligatoria di distribuzione, applicata ai clienti finali diversi dal domestico, né il meccanismo di perequazione dei ricavi di distribuzione (comprensivo degli acconti bimestrali).

Con riferimento alla regolazione del servizio di misura il provvedimento, oltre a definire i criteri di determinazione del costo riconosciuto e le tariffe a remunerazione delle imprese di distribuzione che svolgono il servizio, prevede che:

- venga introdotto l'obbligo di raccolta da parte del soggetto responsabile della misura della potenza massima effettivamente prelevata nel mese distinta per fasce, ove consentito dal misuratore;
- si svolgano ulteriori approfondimenti rispetto alle ipotesi di evoluzione della regolazione del servizio di misura, con l'obiettivo di definirne la riforma complessiva entro il mese di luglio 2016.

Infine, con riferimento alla disciplina delle connessioni non si registrano significative novità procedurali.

Delibera 654/2015/R/vel - Aggiornamento dei prezzi e delle componenti relative alla somma di valorizzazione dell'energia elettrica (PCV, RCV e DISP bt).

A valle del processo consultivo promosso con delibera 514/2015/R/vel, l'AEEGSI il 28 dicembre 2015 ha pubblicato la delibera con cui ha aggiornato i valori delle componenti relative alla commercializzazione dell'energia elettrica in vigore a partire dal 1° gennaio 2016, ossia le componenti PCV, RCV e DISP bt.

Rispetto a quanto proposto nel documento di consultazione l'Autorità:

- nel definire i livelli di PCV ha allineato i valori dei

costi connessi all'acquisizione dei clienti e al marketing con quelli individuati nell'ambito della definizione della componente QVD e ha abbassato il numero di giorni di esposizione media, determinando un leggero rialzo dei valori del corrispettivo PCV rispetto a quanto previsto nel documento di consultazione;

• in relazione alla componente RCV, ha introdotto una ulteriore differenziazione delle componenti al fine di considerare l'effetto dimensione, prevedendo un valore (RCV) per gli esercenti societariamente separati che servono un numero di punti di prelievo di clienti finali superiore a 10 milioni e un valore (RCV-sm) per gli altri esercenti societariamente separati. Il livello di unpaid ratio riconosciuto per il servizio di maggior tutela sono più bassi rispetto a quanto illustrato nel documento di consultazione. Tale ribasso è dovuto dalla volontà del Regolatore di promuovere maggiormente l'efficienza degli operatori in termini di gestione del rapporto con la clientela in tutte le sue fasi;

• ha previsto, non solo per il 2015, ma anche per il 2014, l'introduzione di un meccanismo di natura transitoria a copertura dei costi operativi diversi dalla morosità che tiene conto del cosiddetto effetto dimensione; a tale meccanismo avranno accesso gli esercenti la maggior tutela che servono un numero di punti di prelievo inferiore o pari a 10 milioni e che soddisfano determinati requisiti; al fine di accedere a tale meccanismo dovrà essere presentata istanza di partecipazione alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico entro il 15 ottobre 2016;

• ha confermato per l'anno 2015, il meccanismo di compensazione della morosità - già previsto, in via transitoria, dall'articolo 16ter del TIV per l'anno 2014 - per gli esercenti la maggior tutela che servono un numero di punti di prelievo inferiore o pari a 10 milioni e che presentano determinati requisiti. Per accedere al meccanismo occorrerà presentare a Cassa apposita istanza entro il 30 aprile 2016. Inoltre l'Autorità ha pubblicato anche i valori di compensazione per l'applicazione del meccanismo con riferimento all'anno 2016, più bassi rispetto a quelli previsti per il 2015, al fine di promuovere un maggiore efficientamento nella gestione del credito;

• ha rivisto il livello della componente DISP bt al fine di tenere conto dell'uscita dei clienti dal servizio di maggior tutela e, per i clienti domestici, in coerenza con la differenziazione dei corrispettivi per il servizio di distribuzione per scaglioni di consumo di cui alla deliberazione 654/2015/R/eel;

• ha previsto per i valori PCV e RCV un aggiornamento con cadenza annuale con efficacia dal 1° gennaio dell'anno di riferimento. In particolare, con riferimento al servizio di maggior tutela, saranno presi in considerazione, ai fini della determinazione del costo riconosciuto, eventuali costi conseguenti all'introduzione delle misure di separazione del marchio (debranding), a condizione che a detti maggiori costi sia garantita un'adeguata evidenza contabile; ha rinviato ad un successivo provvedimento la disciplina di uno specifico meccanismo di perequazione a garanzia del potenziale rischio di mancata copertura dei costi fissi in ragione dell'uscita dei clienti finali dal servizio di maggior tutela, da applicare a partire dall'anno 2016.

In data 26 febbraio 2016 Acea Energia ha presentato ricorso innanzi al TAR Lombardia avverso tale delibera chiedendo l'annullamento della parte della delibera che rimanda ad un successivo provvedimento l'istituzione di uno specifico meccanismo di perequazione a garanzia del potenziale rischio di mancata copertura dei costi fissi in ragione dell'uscita dei clienti finali dal servizio di maggior tutela e da applicare a partire dall'anno 2016.

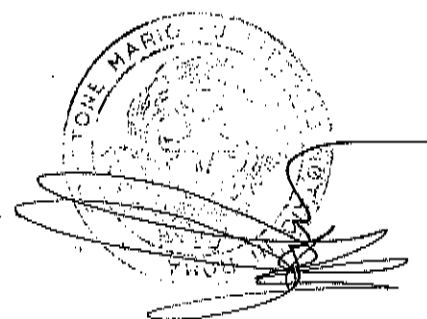
Acea Energia, infatti, ha osservato che tale meccanismo perequativo non dovrebbe essere applicato solo all'anno 2016, ma dovrebbe essere esteso anche agli anni precedenti, in quanto il fenomeno di svuotamento della clientela servita nel servizio di maggior tutela ("effetto volume") è strutturale all'avvio di detto servizio. Il servizio di maggior tutela si configura, appunto, come un servizio essenziale "residuale" dal quale i clienti gradualmente, fin dalla sua partenza, ne sono fuoriusciti, e continuano a farlo, perché naturalmente attratti dalle offerte commerciali del mercato libero di vendita dell'elettricità.

Secondo Acea Energia, quindi, l'effetto volume non può

essere circoscritto all'anno 2016, in quanto lo stesso, una volta accertato, è da ritenersi riconoscibile anche per gli anni precedenti.

In più, Acea Energia ha osservato che AEEGSI, nella stessa delibera 659/2015/R/eel, ha riconosciuto, invece, l'esistenza dell'"effetto dimensione", ovvero la presenza di economie di scala, tipiche dell'operatore dominante (Enel) grazie alle sue maggiori dimensioni rispetto agli esercenti la maggior tutela in ambito municipalizzato, anch'esso strutturale all'avvio del servizio di maggior tutela: tale effetto è stato riconosciuto per il 2016 e, retroattivamente, per gli anni 2014 e 2015.

Ed è anche in analogia a tale disposizione normativa, dunque, che Acea Energia, in sede di ricorso, ha chiesto che il meccanismo di perequazione per la mancata copertura dei costi fissi dovuta all'uscita dei clienti finali dal servizio di maggior tutela venisse applicato almeno a partire dall'anno 2014 in avanti, in modo da tutelare l'equilibrio economico-finanziario della Società, già compromesso negli anni addietro perché la componente RCV non intercettava l'effetto volume.



Handwritten signature or mark.

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 negli esercizi 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.

2015	Ambiente	Energia			Idrico					
Millioni di euro		Generazione	Vendita	Elisioni intra area	Totale Area	Idrico Italia	Estero	Ingegneria	Elisioni intra area	Totale Area
Ricavi	132,0	63,8	1.944,1	(33,1)	1.974,8	652,0	11,4	31,5	(26,0)	669,0
Costi	74,7	29,7	1.870,3	(33,1)	1.866,9	354,0	8,4	21,7	(26,0)	358,1
Margine operativo lordo	57,4	34,2	73,7	0,0	107,9	298,1	3,0	9,8	0,0	310,8
Ammortamenti e perdite di valore	28,0	23,9	89,7	0,0	113,6	91,9	0,2	1,6	0,0	93,7
Risultato operativo	29,4	10,3	(16,0)	0,0	(5,7)	206,2	2,8	11,1	0,0	217,1
Investimenti	25,9	15,2	15,3	0,0	30,6	197,3	0,4	1,5	0,0	204,4

2015		Reti			Altro		Totale consolidato
Millioni di euro	Distribuzione	Illuminazione pubblica	Elisioni intra area	Totale Area	Corporate	Elisioni di consolidato	
Ricavi	468,5	105,5	(38,2)	535,7	113,3	(479,1)	2.945,8
Costi	220,0	98,2	(38,2)	280,0	113,2	(479,1)	2.213,9
Margine operativo lordo	248,4	7,2	0,0	255,7	0,2	0,0	732,0
Ammortamenti e perdite di valore	90,1	0,0	0,0	90,4	19,7	0,0	345,5
Risultato operativo	158,4	10,5	0,0	165,3	(19,6)	0,0	386,5
Investimenti	154,0	1,8	0,0	156,2	11,8	0,0	428,9

2014	Ambiente	Energia			Idrico					
Millioni di euro		Generazione	Vendita	Elisioni intra area	Totale Area	Idrico Italia	Estero	Ingegneria	Elisioni intra area	Totale Area
Ricavi	128,9	59,4	2.047,3	(33,0)	2.073,7	640,9	9,4	31,3	(27,9)	653,8
Costi	74,1	25,5	1.969,5	(33,0)	1.962,0	362,6	6,8	20,0	(27,9)	361,6
Margine operativo lordo	54,5	33,8	77,9	0,0	111,7	278,3	2,6	11,3	0,0	292,2
Ammortamenti e perdite di valore	26,3	19,1	82,2	0,0	107,3	71,0	0,3	0,0	0,0	71,2
Risultato operativo	28,2	14,7	(10,3)	0,0	4,4	207,3	2,3	11,3	0,0	221,0
Investimenti	13,3	11,6	8,1	0,0	19,7	146,8	0,6	1,5	0,0	148,9

Gli investimenti dell'Area si attestano a € 25,9 milioni e risultano in aumento di € 12,6 milioni per l'adeguamento dell'impianto di trattamento CDR di Paliano nonché per i lavori di consolidamento del terreno ed i lavori per il revamping dell'impianto di trattamento dei rifiuti di SAO. L'indebitamento finanziario dell'Area si attesta a € 187,7 milioni e peggiora di € 8,1 milioni rispetto alla fine dell'esercizio 2014 (ammontava € 179,6 milioni). La variazione è essenzialmente attribuibile ad Aquaser (- € 13,8 milioni), per effetto della crescita dei crediti verso le società idriche del Gruppo.

Andamento della gestione

ARIA

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.

L'esercizio 2015 è stato caratterizzato dal raggiungimento di alte performance impiantistiche, con il superamento delle 8000 ore di funzionamento annuo. Questo dimostra il raggiungimento di un livello gestionale che rappresenta un'eccellenza a livello nazionale.

Il 1° settembre 2015 si è tenuta la seconda Conferenza dei Servizi istruttoria relativamente alla procedura coordinata VIA/AIA, finalizzata ad ottenere l'estensione dei codici CER che potranno essere avviati a recupero energetico. Nell'ambito della stessa Conferenza, le Amministrazioni coinvolte hanno richiesto alcuni chiarimenti ed integrazioni di carattere tecnico che sono stati predisposti e trasmessi dalla società nei tempi tecnici necessari.

Con riferimento al sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni in atmosfera dell'impianto di Terni, si rappresenta che la Provincia di Terni ha approvato l'aggiornamento del manuale SME (Manuale che regola le modalità di monitoraggio delle emissioni) e del relativo software che provvede alla gestione di tali processi, secondo quanto previsto dalle Linee Guida ISPRA n. 87/2013.

Nel medesimo periodo, si è conclusa la fase di sperimentazione (durata 6 mesi) approvata dalla Provincia di Terni, con cui la Società ha cercato di ottimizzare il sistema di abbattimento delle emissioni in atmosfera. La Società ha conseguentemente presentato istanza autorizzativa per l'introduzione permanente di tale ottimizzazione impiantistica. Per quanto riguarda la gestione dei rifiuti in ingresso al parco combustibile, si evidenzia che i conferimenti sono in linea con le previsioni dell'esercizio e che la produzione energetica si è caratterizzata per le elevate ore di esercizio.

Nell'ambito di una verifica avviata nei confronti di più impianti di recupero energetico presenti nella Provincia di Terni, nel corso del mese di novembre 2015, GSE S.p.A. ha avviato un procedimento di verifica documentale, ai sensi dell'art. 7 della Legge 241/1990, afferente la qualifica IAFR dell'impianto ARIA denominato "Maratta Bassa" di Terni. Con comunicazione PEC del 12 febbraio 2016, protocollo GSE/P20160014401, della Direzione Verifiche ed Ispezioni del GSE S.p.A. è stata comunicata la conclusione del procedimento di verifica documentale avviato nel 2015.

Per quanto è stato possibile apprendere, la verifica è scaturita a seguito dell'interlocuzione intervenuta tra GSE S.p.A. e la Provincia di Terni, a partire dal mese di

febbraio 2015. Per l'impianto di Terni si tratta di un procedimento di verifica dai medesimi contenuti di quello già effettuato sempre da GSE S.p.A. nel corso del 2013 e conclusosi con esito positivo.

La Società, anche in questo caso ha provveduto a presentare memorie scritte e documenti nei termini di rito, chiedendo una tempestiva definizione della verifica, considerando come pienamente legittimo l'esercizio dell'impianto in discussione. Proprio nel corso dell'istruttoria qui richiamata, a seguito delle istanze presentate dai soggetti imprenditoriali interessati dalla verifica, la Provincia di Terni ha confermato, anche per l'impianto ARIA, la piena conformità dell'esercizio e delle attività di recupero energetico alle vigenti disposizioni di Legge.

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.

Nel mese di giugno 2013, tale impianto è stato interessato da un vasto incendio che ne ha distrutto una parte, con successivo sequestro da parte dell'Autorità Giudiziaria ai fini probatori fino al mese di novembre 2014.

Completati gli accertamenti tecnici disposti dall'Autorità Giudiziaria, la Società ha dato corso alle indagini analitiche e strutturali finalizzate ad avviare un piano di interventi di completa pulizia delle aree, sostituzione e ricostruzione dell'impianto di produzione CDR.

Proprio nel corso del 2015, a seguito di un'articolata procedura istruttoria con gli Enti territoriali competenti, sono state eseguite le attività di pulizia e demolizione degli impianti e degli immobili interessati dal sinistro, potendo considerare sostanzialmente conclusa la prima parte dell'intervento di riqualificazione del sito industriale.

Allo stato la Società ha avviato le attività per l'ottenimento delle autorizzazioni edilizie per ricostruzione degli immobili. I lavori fin qui effettuati e le ulteriori autorizzazioni endoprocedimentali attivate dalla Società consentiranno una conseguente ripresa della procedura istruttoria ai fini AIA per autorizzare il nuovo esercizio dell'impianto. Sempre per ricercare una tempestiva ripresa delle attività di produzione CDR/CSS, la Società ha già dato corso alla procedura di selezione del soggetto imprenditoriale che darà corso alla completa ricostruzione del nuovo impianto.

Sempre con riferimento a tale impianto ed alle verifiche eseguite a seguito del sinistro sopra richiamato, si rappresenta che sono in fase di conclusione le verifiche ambientali secondo le previsioni della pianificazione approvata dagli Enti territoriali competenti. Anche le ultime verifiche sul terreno eseguite nel mese di dicembre 2015, hanno confermato l'assenza di contaminazioni. Il programma dei controlli è stato completato con le analisi delle acque di falda ancora in fase di svolgimento.

Si segnala che, nel mese di dicembre, ARIA ha definito l'indennizzo assicurativo spettante in conseguenza dell'incendio a complessivi € 5,2 milioni; l'importo di € 3,2 milioni, dedotti gli acconti ricevuti, è stato iscritto nel Bilancio 2015 ed è stato incassato nel mese di gennaio 2016.

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

elevate prestazioni, sia in termini di energia elettrica prodotta che in termini di CDR avviato a recupero energetico. Nel dettaglio, l'esercizio 2015 è stato caratterizzato dal raggiungimento di alte performance impiantistiche, con il superamento delle 8000 ore di funzionamento annuo per entrambe le linee, rappresentando un'eccezione a livello nazionale.

Con provvedimento n. G00063 del 13 gennaio 2016, notificato in data 26 gennaio 2016, è stata rilasciata la nuova Autorizzazione Integrata Ambientale della durata di anni 8, a decorrere dal 24 luglio 2013 e fino al 24 luglio 2021. La presente autorizzazione completa il procedimento di rinnovo dell'Autorizzazione alla costruzione ed esercizio dell'impianto, determinando un'importante razionalizzazione dei provvedimenti autorizzativi afferenti l'impianto di San Vittore del Lazio. Si evidenzia inoltre che il procedimento in discussione consentirà anche di poter avviare alcuni interventi complementari del sito industriale tesi a migliorare la qualità degli spazi comuni e riservati al personale dipendente. Rispetto agli interventi di *revamping* della Linea 1, si evidenzia le attività di ricostruzione sono proseguite con regolarità ed è pertanto plausibile confermare la programmata conclusione degli interventi per la fine del 2016.

SAO

È titolare di un complesso impiantistico, localizzato nel territorio del Comune di Orvieto, per il trattamento, recupero e smaltimento dei rifiuti urbani e speciali; in particolare, presso il medesimo sito, sono presenti una discarica per rifiuti non pericolosi, attualmente in coltivazione, ed un impianto di trattamento meccanico biologico dei rifiuti indifferenziati e per la valorizzazione delle frazioni umide provenienti dalla raccolta differenziata.

Nel corso del mese di luglio 2015, si è tenuta la terza ed ultima seduta della Conferenza dei Servizi sull'istanza di modifica sostanziale dell'Autorizzazione Integrata Ambientale del polo impiantistico di Orvieto di cui al progetto di *"Adeguamento morfologico del sito ed ottimizzazione dei volumi e del capping sommitale"* della discarica in esercizio (2° calanco), presentata dalla società ad agosto 2014. La Conferenza dei Servizi del procedimento AIA si è conclusa con approvazione unanime di quanto esaminato. Sempre nel mese di luglio 2015 è stato pertanto riavviato il procedimento di Valutazione d'Impatto Ambientale (VIA) da parte della competente funzione Regionale e nel mese di settembre 2015 si è tenuta la prima Conferenza dei Servizi per la VIA in cui la Società ha illustrato agli Enti partecipanti il progetto sopra citato. In data 11 novembre si è tenuta la seconda e conclusiva seduta dello stesso procedimento. Il 13 gennaio 2016, a seguito della mancata espressione del parere definitivo da parte di alcuni dei soggetti convocati alla conferenza di VIA ed al dissenso espresso da parte di un'Amministrazione non statale, in ottemperanza a quanto stabilito dalla Legge Regionale 12/2010, il Presidente del Comitato di Coordinamento Regionale sulle Valutazioni Ambientali ha convocato lo stesso comitato per le valutazioni di competenza.

Anche nel mese di luglio 2015 sono stati perfezionati gli ultimi contratti di servizio tra la Società ed i comuni dell'ambito territoriale di riferimento, perfezionando così il sistema contrattuale per la gestione dell'attività di recupero e smaltimento eseguiti dalla Società all'interno del nuovo servizio integrato di gestione dei rifiuti del territorio dell'ATI4. Sono stati completati i lavori principali dell'intervento di *revamping* dell'impianto di trattamento rifiuti di Orvie-

to. Ciò ha consentito di effettuare il primo parallelo con il gestore della rete elettrica e l'avviamento progressivo di tutte le sezioni dell'impianto nell'ultimo trimestre dell'anno.

In data 30 ottobre 2015 la Società ha acquistato il ramo di azienda relativo all'esercizio dell'impianto di recupero energetico del biogas, di proprietà di altra società, prodotto dalla discarica della Società.

Si segnala infine che nell'ambito di una verifica avviata nei confronti di più impianti di recupero energetico presenti nella Provincia di Terni, nel corso del mese di novembre 2015, il GSE ha avviato un procedimento di verifica documentale, ai sensi dell'art. 7 della Legge 241/1990, afferente la qualifica FER-E dell'impianto Biogas SAO.

La verifica sembra sia scaturita a seguito dell'interlocuzione intervenuta tra lo stesso GSE e la Provincia di Terni, a partire dal mese di febbraio 2015.

Per l'impianto di Orvieto si tratta di un procedimento di verifica dai medesimi contenuti di quello già effettuato sempre dal GSE nel corso del 2012 e conclusosi con esito positivo.

La Società, anche in questo caso, ha provveduto a presentare memorie scritte e documenti nei termini di rito, chiedendo una tempestiva definizione della verifica, considerando come pienamente legittimo l'esercizio dell'impianto in discussione.

Proprio nel corso dell'istruttoria qui richiamata, a seguito delle istanze presentate dai soggetti imprenditoriali interessati dalla verifica, la Provincia di Terni ha confermato, anche per l'impianto SAO, la piena conformità dell'esercizio e delle attività di recupero energetico alle vigenti disposizioni di Legge. Al momento non sono pervenute determinazioni da parte del GSE a conclusione dell'istruttoria avviata.

GRUPPO AQUASER

Aquaser

Opera nel settore dei servizi complementari del ciclo integrato delle acque, svolgendo un'attività di servizio al carico, trasporto, 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. Strategicamente assume notevole importanza anche la localizzazione degli impianti, due nel Lazio, destinati quindi ad accogliere i fanghi delle commesse di ACEA Ato2 e ACEA Ato5, e uno in Toscana nelle vicinanze di Grosseto, destinato quindi ad accogliere i fanghi delle commesse delle società operanti in Toscana ed in Umbria con effetti di contrazione dei costi di trasporto. Si segnala infine che nel corso dell'anno la Società ha avviato il servizio di disidratazione, carico, trasporto e recupero/smaltimento di fanghi di depurazione anche per GE.SE.SA. Le attività di recupero vengono svolte mediante lo spandimento di fanghi in agricoltura (su autorizzazioni prevalentemente con titolarità AQUASER) ovvero il conferimento presso impianti di compostaggio delle controllate/collegate ovvero di terzi, mentre le attività di smaltimento vengono svolte nella quasi totalità presso impianti di trattamento/discardie di terzi.

Nel corso dei precedenti esercizi la Società ha conseguito diverse autorizzazioni al recupero dei fanghi in agricoltura in ottemperanza al D. Lgs. 99/92, rafforzando l'indipenden-



za della società da fornitori terzi. Allo stato attuale sono in corso le attività per l'ottenimento di ulteriori autorizzazioni al recupero dei fanghi in agricoltura nelle Regioni Lazio, Toscana ed Abruzzo.

Nel corso del periodo ha proseguito le sue attività di consolidamento della propria posizione di mercato.

Si segnala infine che a decorrere dal 1° luglio 2015 la società SAMACE è stata fusa per incorporazione nella Società SOLEMME. Tale operazione ha la finalità di costituire un'unica società per la gestione dei rifiuti organici, conseguendo una separazione funzionale del processo con l'intento di restituire ad AQUASER l'originale connotazione di intermediario nella gestione dei fanghi e lasciando tutta l'attività di trattamento dei rifiuti organici all'interno della società che gestirà l'impiantistica (SOLEMME).

KYKLOS

Opera nel settore del trattamento dei rifiuti con produzione e commercializzazione di ammendante compostato misto; in particolare svolge la propria attività in località Campoverde, 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/anno.

In conseguenza dell'incidente verificatosi il 28 luglio 2014, in cui hanno perso la vita due operai di imprese esterne incaricate del servizio di prelievo e trasporto del percolato, l'impianto è stato sottoposto, da parte dell'Autorità Giudiziaria, a sequestro. Il percolato è un rifiuto liquido, non pericoloso, derivante dal trattamento dei rifiuti non pericolosi, svolto presso l'impianto e che viene quotidianamente prelevato, come nel caso di specie, con operazione svolta in ambiente aperto, mediante autocisterne, per essere smaltito in idonei impianti autorizzati.

Nell'ambito del procedimento penale avviato a seguito del citato sinistro, nel mese di luglio è stato notificato l'avviso di conclusione delle indagini preliminari nel quale sono state formulate contestazioni a carico dell'ex Amministratore Delegato, del capo impianto e del responsabile al servizio di prevenzione e protezione nonché, ai sensi del D.Lgs. 231/2001, alla Società.

Il 31 agosto 2015 il PM della Procura di Latina, a seguito di specifica istanza, ha autorizzato il temporaneo dissequestro dell'impianto al fine di consentire lo svolgimento degli interventi di manutenzione straordinaria sulle strutture, sulle attrezzature e mezzi e sull'impiantistica in vista del possibile riavvio dell'operatività a seguito del dissequestro.

A seguito del completamento delle operazioni di smaltimento del percolato stoccato nella vasca e della successiva operazione di pulizia finale della vasca stessa e a seguito del completamento con relativo collaudo delle varianti sul sistema di gestione separata delle acque di scarto provenienti dagli scrubber rispetto al sistema precedentemente autorizzato, come richiesto dalla Procura della Repubblica di Latina e dalla Provincia di Latina, Kyklos ha presentato in data 18 settembre 2015 istanza di dissequestro dell'impianto.

Alla fine di ottobre 2015 la Procura ha autorizzato, fermo restando il sequestro dell'impianto, l'esecuzione, sotto la supervisione della ASL competente, degli interventi contenuti nella nuova proposta di gestione operativa delle acque di scarto degli scrubber che eviti ogni possibile forma di miscelazione con il percolato oltre a prevedere l'installazione di un misuratore di idrogeno solforato nei pressi dell'accesso alla vasca di raccolta del percolato.

È stato inoltre autorizzato, dal Sostituto Procuratore della Repubblica presso il Tribunale di Latina, lo smaltimento dei rifiuti propri prodotti dall'impianto, sia quelli in giacenza sia quelli di prossima produzione in conseguenza delle lavorazioni autorizzate all'interno dell'impianto per garantire il rispetto di quanto previsto dal D.Lgs. 152/06. In data 18 dicembre 2015, con notifica in data 21 dicembre 2015, la Società ha ottenuto il completo dissequestro dell'impianto che, pertanto, è ritornato nella piena esercibilità. È comunque da rilevare che il lungo periodo di fermo impiantistico ha comportato la necessità di manutenzioni straordinarie volte a garantire la piena ripresa delle attività previste per i primi mesi del 2016.

Il sequestro dell'impianto ha comportato l'impossibilità di realizzare ricavi mentre la Società è comunque chiamata a far fronte ai costi relativi agli impegni assunti. Il perdurare del sequestro ha generato un fabbisogno finanziario per fronteggiare il quale la Società ha richiesto l'intervento da parte dei soci. ACEA ha fornito a Kyklos le risorse finanziarie necessarie al pagamento degli stipendi (oltre ai contributi e ritenute di legge) e dei debiti contratti per lo smaltimento del percolato, oltre a fornire il necessario supporto per il recupero dei crediti inevasi.

Le perdite maturate sono state coperte dai Soci nelle sedute, tenutesi in sede straordinaria, nei mesi di giugno 2015 e gennaio 2016.

Si rileva che in data 22 dicembre 2015 Aquaser che deteneva il 51% della Società ha acquisito il restante 49% del capitale sociale dal socio di minoranza Sebastiano Revelgia, divenendo pertanto unico azionista di Kyklos.

Si informa infine che, in ottemperanza a quanto disposto dal D.Lgs. 46/2014, in data 7 luglio 2015, con Determinazione G08408, è stata rilasciata dalla Regione Lazio l'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA), che sarà oggetto di aggiornamento non appena acquisite le prescrizioni tecniche definitive di ARPA Lazio, non ancora formalizzate. L'autorizzazione ha durata pari ad anni 10 a decorrere dalla data di adozione dell'atto (scadrà pertanto il 7 luglio 2025) e sostituisce tutte le autorizzazioni previgenti.

Si ricorda infine che, in data 23 giugno 2011 su richiesta della Società era stata rilasciata dalla Provincia di Latina ai sensi dell'art. 208 l'autorizzazione per la realizzazione di alcune varianti sostanziali ora confluite nell'AIA, volte all'ottimizzazione del processo di gestione. Le attività relative sono state interamente completate e si prevede l'avvio dell'impianto di depurazione nel primo semestre del 2016.

ISA

Opera nel settore della logistica e dei trasporti ed è stata ritenuta strategica per gli obiettivi di consolidamento di mercato. Infatti, con l'acquisizione della Società, si è voluta rafforzare la propria organizzazione per svolgere in maniera più autonoma i propri 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 che ha l'obiettivo di portare ad un miglioramento del servizio offerto oltre che ad un contenimento dei costi di recupero e/o smaltimento e di trasporto, essenzialmente dovuti alla distanza degli impianti di trattamento rispetto ai siti di produzione dei fanghi. Si

segnala che la Società è dedicata quasi esclusivamente alla prestazione di servizi a favore delle società collegate ai sensi di quanto disposto dall'art. 218 del D. Lgs. 163/06. In tale ottica va segnalato che a partire dal mese di ottobre 2014 si è aggiunta un'ulteriore commessa relativa al trasporto del rifiuto prodotto dall'impianto di trattamento SAF di Cofelice (FR) fino al termovalorizzatore ARIA di San Vittore del Lazio (FR). Da segnalare anche per l'anno 2015 nuove attività che hanno riguardato la manutenzione del verde e la messa in sicurezza dell'impianto di depurazione dell'ex "Rhodia Performance S.r.l. - Gruppo SNIA - a Paliano (FR). Nello specifico è stata realizzata una copertura leggera delle vasche e la messa in campo di tutte le opere di messa in sicurezza delle sito

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

SOLEMME E SAMACE

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.

Come noto, nell'ambito del più ampio progetto di riorganizzazione societaria del Gruppo ACEA, finalizzato tra l'altro a semplificare ed ottimizzare la struttura organizzativa ed operativa e la sistemazione delle relative posizioni creditorie a far data dal 1° luglio 2015 è divenuta efficace la fusione per incorporazione di Samace in Solemme. Pertanto, sulla base di quanto sopra illustrato, la Società SOLEMME risulta articolata in due Unità Locali, sedi di due impianti: (i) l'impianto di compostaggio di Monterotondo Marittimo che è inserito nel Piano Rifiuti della Provincia di Grosseto; e (ii) l'impianto di Sabaudia in cui è esercitata l'attività di recupero e smaltimento rifiuti in forza di un'Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata dalla Regione Lazio.

In merito all'impianto di Monterotondo Marittimo si segnala che il mercato di riferimento 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. Sotto il profilo autorizzativo, in conformità a quanto disposto dal D. Lgs. 46/2014 il quale prevede che "I gestori delle installazioni esistenti che non svolgono attività già ricomprese all'Allegato VIII alla Parte Seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, come introdotto dal decreto legislativo 29 giugno 2010, n. 104, presentano istanza per il primo rilascio della autorizzazione integrata ambientale, ovvero istanza di adeguamento ai requisiti del Titolo III-bis della Parte Seconda, nel cui esercizio debba essere autorizzato con altro procedimento, entro il 7 settembre 2014", Solemme ha depositato, in data 4 settembre 2014, istanza per il rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale ai sensi del D. Lgs. n. 46/2014.

Il 4 giugno 2015, si è tenuta la prima seduta della Conferenza dei Servizi, mentre la seconda seduta, originaria-

mente prevista per il 2 luglio 2015, è stata successivamente rinviata al 6 ottobre 2015. Nella corso della seduta del 6 ottobre 2015, l'Amministrazione competente ha chiarito che, nelle more dell'eventuale rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale, la Società è autorizzata a continuare la propria attività, fatti salvi gli opportuni aggiornamenti all'autorizzazione ex art. 208 del D.Lgs. 152 del 2006, ai sensi dell'art. 29, comma 3 del D.Lgs. n. 46 del 2014, come sostituito dall'art. 11 comma 16 ter D.L. n. 78 del 2015 s.m.i. In ragione di ciò, con nota prot. n. 0100123 del 13 ottobre 2015, l'autorizzazione rilasciata dalla Provincia di Grosseto, con Determinazione n. 84 del 14 gennaio 2005 è stata, quindi, prorogata, ad oggi, fino al 14 aprile 2016.

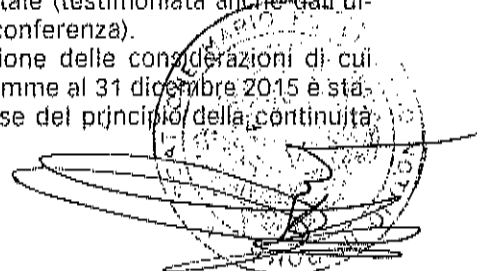
All'esito delle pronunce dei giudici amministrativi aditi, il Comune di Monterotondo Marittimo ha approvato, con Deliberazione n. 36 del 25 novembre 2014, il Piano Attuativo, a valle della fase di pubblicazione (conclusasi in data 28 febbraio 2015) e delle osservazioni presentate, si è pervenuti all'approvazione del Piano medesimo nel mese di gennaio 2016, che consentirà, a valle del rilascio del permesso di costruire, di avviare le attività di cantiere per la realizzazione del nuovo impianto. Nel frattempo, l'originaria Determinazione Dirigenziale della Provincia di Grosseto n. 84 del 13 gennaio 2009, prorogata dalla medesima Amministrazione con successivi atti (Determinazioni 2110 del 7 luglio 2010, 4044 del 31 ottobre 2011, 18 del 4 gennaio 2012, 4 del 7 gennaio 2013 e 1009 del 20 aprile 2015), è stata ulteriormente prorogata, con validità dell'autorizzazione all'esercizio fino al 14 aprile 2016.

All'esito delle pronunce dei giudici amministrativi aditi, il Comune di Monterotondo Marittimo ha approvato, con Deliberazione n. 36 del 25 novembre 2014, il Piano Attuativo, a valle della fase di pubblicazione (conclusasi in data 28 febbraio 2015) e delle osservazioni presentate, si è pervenuti all'approvazione del Piano medesimo nel mese di gennaio 2016, che consentirà, a valle del rilascio del permesso di costruire, di avviare le attività di cantiere per la realizzazione del nuovo impianto.

Per quanto sopra esposto, con specifico riferimento all'impianto di Monterotondo Marittimo emerge quanto segue:

- (i) il Comune ha definitivamente approvato il Piano Attuativo di cui sopra;
- (ii) In sede di conferenza dei servizi AIA è stato chiarito che le attività dell'impianto potranno proseguire in via transitoria, sulla base dell'attuale titolo autorizzativo, nelle more della chiusura del procedimento per l'ottenimento dell'AIA, che dovrà sostituire, senza soluzione di continuità, ai sensi di legge, il precedente titolo;
- (iii) Il procedimento AIA è attivo, tanto che è in corso un'intensa attività procedimentale di verifica e trasmissione documentale (testimoniata anche dall'ultima riunione della conferenza).

Pertanto, anche in ragione delle considerazioni di cui sopra, il bilancio di Solemme al 31 dicembre 2015 è stato predisposto sulla base del principio della continuità aziendale.



Handwritten signature or mark.

AREA INDUSTRIALE ENERGIA

Dati operativi e risultati economici e patrimoniali del periodo

Dati operativi	Unità	2015	2014	Variazione	Variazione %
Energia Prodotta (idro + termo)	GWh	456	498	(42)	(8,5%)
Energia Prodotta (fotovoltaico)	GWh	14	15	(1)	(9,6%)
Energia Elettrica venduta Libero	GWh	6.468	7.887	(1.420)	(18,0%)
Energia Elettrica venduta Tutela	GWh	2.951	3.000	(49)	(1,6%)
Energia Elettrica Nr. Clienti Libero (P.O.D.)	N/000	314	347	(33)	(9,4%)
Energia Elettrica Nr. Clienti Tutela (P.O.D.)	N/000	981	1.023	(42)	(4,1%)
Gas Venduto	Msm³	126	103	23	22,0%
Gas Nr. Clienti Libero	N/000	144	155	(10)	(6,7%)
Risultati economici e patrimoniali (€ milioni)		31.12.15	31.12.14	2015-2014	Variazione %
Ricavi		1.974,8	2.073,7	(98,9)	(4,7%)
Costi		1.866,9	1.962,0	(95,1)	(4,8%)
Margine operativo lordo		107,9	111,7	(3,8)	(3,4%)
Risultato operativo		(5,7)	4,4	(10,1)	(229,5%)
Dipendenti medi (n.)		543	532	11	2,1%
Investimenti		30,6	19,7	10,8	55,0%
Risultati patrimoniali (€ milioni)		31.12.15	31.12.14	Variazione	Variazione %
Indebitamento finanziario netto		287,1	356,1	(69,0)	(19,4%)

L'Area chiude il 2015 con un livello di EBITDA pari a € 107,9 milioni, in diminuzione, rispetto all'esercizio precedente, di € 3,8 milioni sostanzialmente determinata dall'attività di vendita.

Il margine energia relativo al servizio di maggior tutela aumenta di € 15,4 milioni rispetto al 2014 in conseguenza della revisione della tariffa di commercializzazione che con la delibera AEEGSI 670/2014 ha confermato anche per il 2015 il meccanismo di compensazione della morosità e con delibera 659/2015 ha previsto per il 2014 ed il 2015 un meccanismo transitorio a copertura dei costi operativi diversi dalla morosità per tenere conto del cosiddetto effetto dimensione.

Anche il margine gas segna una crescita di circa il 46% determinata dai maggiori volumi venduti e da una aumentata marginalità.

Di segno opposto l'andamento del margine energia relativo al mercato libero che si riduce di € 3,9 milioni rispetto al precedente esercizio in conseguenza, essenzialmente, dei minori volumi venduti nel segmento B2B, parzialmente

compensato dalla migliore marginalità del segmento mass market.

L'andamento del segmento della vendita è inoltre influenzato dall'accertamento di partite energetiche provenienti da precedenti esercizi che hanno effetto netto negativo di circa € 12,0 milioni.

Si riscontra una sostanziale invarianza nel settore della produzione che chiude il 2015 con un EBITDA pari a € 34,1 milioni grazie al contributo del ramo fotovoltaico trasferito per scissione da ARSE. A parità di perimetro invece ACEA Produzione perde € 2,1 milioni di EBITDA tutti da ricondurre alla diminuzione del margine energia per effetto dell'andamento dei prezzi e della lieve riduzione delle quantità prodotte dal comparto idroelettrico e dall'attività di teleriscaldamento che produce ricavi inferiori rispetto al 2014 per effetto anche delle miti condizioni climatiche della stagione invernale.

Con riferimento all'organico, la consistenza media al 31 dicembre 2015 si è attestata a 543 unità superiore di 11 uni-

tà rispetto al medesimo periodo del precedente esercizio principalmente imputabili al neo-consolidamento di Cesap Vendita Gas.

Gli investimenti dell'Area si attestano a € 30,6 milioni e risultano cresciuti significativamente per effetto dei lavori di *repowering* di Castel Madama e degli investimenti di sviluppo tecnologico nell'ambito di Acea2.0.

L'indebitamento finanziario netto del periodo si attesta a € 287,1 milioni e diminuisce, rispetto alla fine del 2014, di € 69,1 milioni principalmente per effetto dei miglioramenti registrati in Acea Energia che ha visto la sua posizione finanziaria ridursi complessivamente di € 68,7 milioni.

Andamento della gestione

ENERGY MANAGEMENT

Acea Energia svolge le attività di "Energy Management" necessarie per il funzionamento delle operazioni del Gruppo, con particolare riguardo alle attività di vendita e di produzione.

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 2015 Acea Energia ha effettuato acquisti di energia elettrica dal mercato per complessivi 8.703 Gwh, di cui 6.000 Gwh tramite contratti bilaterali e 1.238 Gwh tramite Borsa, essenzialmente per rivendita ai clienti finali del mercato libero ed in parte residuale per attività di ottimizzazione dei flussi energetici e del portafoglio acquisti.

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 tre centrali idroelettriche (tre delle quali situate in Umbria, una in Umbria e una in Abruzzo), due impianti "mini idro", Cecchina e Madonna del Rosario, due centrali termoelettriche, Montemartini e Tor di Valle. L'impianto è provvisto di un modulo a ciclo combinato a gas di spillamento sulla turbina a vapore e di un modulo a gas a ciclo aperto che fornisce in cogenerazione il servizio di teleriscaldamento ai quartieri di Tor di Valle, Mostacciano e Torrino-Mezzocammino nel Comune di Roma). A questa dotazione vanno aggiunti impianti fotovoltaici acquisiti dalla Società a seguito dell'operazione di fusione totale di Acea Reti e Servizi Energetici con la potenza installata pari a 8,5 MWp.

Nell'esercizio 2015 la Società ha realizzato, tramite gli impianti direttamente posseduti, un volume di produzione pari a 466,0 GWh di cui (i) da impianti idroelettrici per 440,4 GWh, (ii) da impianti c.d. mini idro per 2,3 GWh, (iii) da produzione termoelettrica per 13,0 GWh e (iv) da produzione da fotovoltaico di 10,3 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 72,4 GWh, per un totale di 2.760 utenze servite.

Il comparto idroelettrico ha registrato una produzione pari a 442,7 GWh beneficiando del principale contributo, superiore alla media storica decennale attesa (+14,4%), degli impianti fluenti di Castel Madama, Mandela ed Orte è stata, invece, significativamente maggiore (+17,1%) per effetto principalmente del ritardato fermo della Centrale di Castel Madama oggetto dei lavori di revamping impiantistico nonché dei lavori di riqualificazione statico funzionale delle gallerie di derivazione dall'invaso della diga di San Cosimato, che hanno avuto inizio il 30 luglio 2015.

Incrementata, rispetto alle medie decennali attese, anche la produzione della centrale S. Angelo (+27,1%) con 175,3 GWh. Gli apporti medi annui dei fiumi Aventino (7,2 mc/s) e Sangro (12,9 mc/s), sono risultati rispettivamente +41% e +18% rispetto alla media dei tre anni precedenti 2012-2014. La stagione invernale e la parte iniziale della stagione primaverile, sono state caratterizzate da un andamento climatico particolarmente piovoso e nevoso, mentre la seconda parte della primavera e la stagione estiva, sono state piuttosto calde e siccitose, come del resto anche la stagione autunnale soprattutto nel mese di Dicembre.

La produzione termoelettrica della società è risultata pari a 13,0 GWh al 31 dicembre 2015.

Nel 2015 si conferma il difficile periodo per l'intero settore della produzione termoelettrica, come già evidenziato. Per la società, questo ha impatto prevalentemente sulla produzione relativa al ciclo combinato della centrale Tor di Valle, non più adeguato a sostenere l'impatto del mercato che peraltro si accentua nella contingenza di prezzi di mercato in ulteriore discesa. Riguardo le istanze autorizzative avviate nel 2014 per l'ammodernamento della suddetta centrale, nel mese di marzo 2015 è stata rilasciata da parte della Città Metropolitana di Roma Capitale, l'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) e l'Autorizzazione Unica (A.U.) ai fini della costruzione e dell'esercizio del futuro impianto termoelettrico. Il 2015 rappresenta l'ottavo anno di esercizio della Centrale Montemartini quale Unità Essenziale per la Sicurezza del Sistema Elettrico, ai sensi della Deliberazione AEEGSI n. 111/06, nell'ambito del Piano di Sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale - Piano di Emergenza della Città di Roma.

In merito alla produzione fotovoltaica, oltre agli impianti di proprietà, la Società ha gestito impianti per conto di terzi (impianti O&M) per una potenza complessiva pari a 15,4 MWp. Si segnala inoltre che nel corso del 2015, è stato realizzato un impianto fotovoltaico presso il sito Centro Congressi "La Fornace". Si è proceduto pertanto con l'attivazione della richiesta degli incentivi derivanti dalla modalità di scambio sul posto al GSE. Nel mese di dicembre è stato definito in € 0,4 milioni l'indennizzo assicurativo spettante in conseguenza dell'incendio che ha distrutto l'impianto fotovoltaico.

sito nell'area di Paliano di proprietà di ARIA. L'indennizzo è stato incassato nel mese di gennaio 2016.

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 che tende a privilegiare la contrattualizzazione del cliente di piccole dimensioni (residenziali e *microbusiness*).

Con riferimento alle *joint venture* nel periodo di osservazione è proseguita la gestione della partecipazione **Umbria Energy** e **Cesap Vendita Gas**, operanti in Umbria, nonché la liquidazione di **Voghera Energia Vendite** la *joint venture* tra ASM Voghera e Acea Energia. Con riferimento a quest'ultima si segnala che il 10 dicembre 2015 si è proceduto allo scioglimento della *joint venture* con contestuale acquisizione delle quote azionarie precedentemente detenute da ASM Voghera; conseguentemente l'intera partecipazione è oggi detenuta da Acea Energia.

Per quanto riguarda **Elga Sud**, a fine aprile Acea Energia ha acquistato la quota posseduta da Puglienergy (51%) e, di conseguenza, è stato risolto consensualmente il *Joint Venture Agreement* sottoscritto in data 1° novembre 2006 e i diritti ed obblighi da esso previsti.

Nell'ambito del riassetto delle partecipazioni del Gruppo Sin(e)rgia, nel mese di febbraio 2015 Umbria Energy ha acquisito la proprietà totalitaria del capitale di Cesap Vendita Gas (CVG) attraverso la sottoscrizione di un aumento di capitale tramite conferimento in natura di un credito vantato da Umbria Energy verso la Società.

Nel 2015 la vendita di energia elettrica sul mercato della Maggior Tutela è stata pari a 2.951 GWh con una riduzione rispetto al 2014 dell'1,6%. Il numero dei punti di prelievo è pari a 980.946 unità (erano 1.023.316 al 31 dicembre 2014).

La vendita di energia elettrica sul Mercato Libero si è attestata a 6.092 GWh per Acea Energia e 375 GWh per le *Joint Venture* di vendita, per un totale di 6.468 GWh con un decremento rispetto al 31 dicembre 2014 del 18,0%. La riduzione ha riguardato in modo preminente il segmento B2B e deriva dalla strategia di consolidamento e crescita nei segmenti small business e mass market. Inoltre Acea Energia ha venduto 126 milioni di standard metri cubi (smc) di gas a clienti finali e grossisti che hanno riguardato 144.185 punti di riconsegna (erano pari a 154.601 al 31 dicembre 2014) inclusi quelli relativi alle JV pari a 22.728.

Le tariffe applicate al servizio di maggior tutela nel periodo di osservazione risultano in crescita rispetto a quelle dei primi nove mesi del 2014 in conseguenza essenzialmente della revisione dell'ammontare del corrispettivo a copertura dei costi di commercializzazione (RCV) prevista dalle delibere 637/2013, 136/2014 e 670/2014 emanate dall'AEEGSI. Si segnala che la Società, in qualità di esercente il servizio di maggior tutela, ha presentato nei termini l'istanza di partecipazione al meccanismo di compensazione degli oneri per morosità dei clienti finali previsto dalla delibera 670/2014/R/eel ed ha quindi incassato in data 29 luglio 2015 l'importo di € 13,6 milioni erogato dalla CCSE.

Di seguito sono illustrati i fatti di rilievo avvenuti nel corso dei primi nove mesi del 2015.

In data 25 febbraio 2015, Acea Energia ha ricevuto

la notifica dell'avvio di un procedimento istruttorio (rif.PS/9815) da parte dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) ai sensi dell'art. 27, comma 3, del Decreto Legislativo 206 del 2005 (Codice del Consumo) nonché dell'art. 6 del Regolamento sulle procedure istruttorie in materia di pubblicità ingannevole e comparativa, pratiche commerciali scorrette, violazioni dei diritti dei consumatori nei contratti, clausole vessatorie adottate dall'Autorità con delibera del 5 giugno 2014. Le condotte contestate ad Acea Energia riguardano l'attivazione di forniture non richieste di energia elettrica e/o gas, comunicazioni tramite agenti e/o operatori di call center di informazioni ingannevoli o omissive e indebiti condizionamenti al fine di ottenere la sottoscrizione di contratti, ostacoli all'esercizio del diritto di ripensamento. In data 16 aprile 2015 Acea Energia ha presentato all'AGCM, tramite lo Studio Legale incaricato, una lettera con la quale ha formulato alcune osservazioni sull'oggetto del Procedimento e sulle segnalazioni che hanno dato origine allo stesso, ed ha inoltre fornito puntuale riscontro alla richiesta di informazioni. L'AGCM ha respinto la proposta di impegni e ha chiesto di integrare alcune informazioni; nel contempo ha prorogato il termine per la conclusione del procedimento al 23 settembre 2015. In data 3 luglio 2015 Acea Energia ha fornito riscontro alla comunicazione del 19 giugno 2015 ed ha sottoposto all'AGCM un'integrazione alla proposta di impegni. Il 31 luglio 2015 l'AGCM ha comunicato l'inammissibilità dell'integrazione degli impegni, in quanto pervenuti successivamente alla scadenza del termine, e fissato il termine per la presentazione di memorie e documenti al 10 settembre 2015, successivamente prorogato al 15 settembre 2015. Con nota del 31 luglio 2015, l'AGCM ha comunicato la proroga del termine di conclusione del procedimento al 7 novembre 2015. Il 15 settembre 2015 è stata depositata la memoria conclusiva, in cui, oltre a rigettare integralmente gli addebiti sollevati, Acea Energia ha proposto di implementare misure migliorative dei propri processi. In data 2 dicembre 2015 l'AGCM ha notificato sanzione ad Acea Energia.

In data 27 febbraio 2015, Acea Energia ha presentato un ricorso presso il TAR Lombardia contro l'AEEGSI al fine di ottenere l'annullamento della Delibera 670/2014/R/eel limitatamente all'art. 2 e alle corrispondenti premesse della stessa, nonché di ogni altro atto presupposto, conseguente o comunque connesso, ivi inclusa la Delibera 349 del 29 dicembre 2007 con la relativa relazione tecnica, limitatamente alle parti in cui definisce la remunerazione dei costi di commercializzazione degli esercenti la maggior tutela senza prevedere meccanismi di compensazione correlati al numero degli utenti serviti dai medesimi. Le ragioni che hanno portato Acea Energia a presentare il menzionato ricorso sono da ricercarsi nel fatto, segnalato all'AEEGSI nel corso del 2014 da vari esercenti la maggior tutela (tra cui Acea Energia) e da Federutility, che la componente tariffaria destinata a remunerare i costi di commercializzazione del servizio risulta del tutto inadeguata a garantire l'effettiva copertura dei medesimi. Malgrado ciò, l'Autorità, con la citata delibera avverso cui Acea Energia propone ricorso, ha rimandato ad una successiva delibera l'ulteriore revisione

della regolazione tariffaria, esponendo gli esercenti la maggior tutela a immediate perdite economiche relative a tale segmento di attività.

con la Delibera 111/2015/S/eel del 19 marzo 2015 l'AEEGSI, anche a seguito delle risposte fornite nel corso del 2014 da Acea Energia alla specifica richiesta di informazioni in merito ad indennizzi automatici ai clienti finali in bassa tensione serviti in maggior tutela, ha avviato un procedimento nei confronti della Società per accertare la violazione delle disposizioni di cui agli artt. 14, 18, 19 e 20 del TIQV (Del. 164/08 ARG/com) e adottare gli eventuali provvedimenti sanzionatori e prescrittivi ai sensi dell'art. 2, comma 20 lettere c) e d) della legge 481/95.

Per l'istruttoria è previsto un termine di 180 giorni decorrenti dalla data di notifica del provvedimento; terminata tale fase, è previsto un termine di 90 giorni per l'adozione del provvedimento finale da parte dell'AEEGSI.

Il 22 aprile la Società ha presentato una lettera di impegni utili al più efficace perseguimento degli interessi che si assumono violati ai sensi dell'art. 45 del D.lgs. n. 93/2011 e della delibera 243/2012/E/com dell'AEEGSI. Il 23 luglio 2015 l'Autorità ha inviato una comunicazione richiedendo chiarimenti in merito agli impegni presentati, alla quale il 7 agosto 2015 ha fatto seguito un'integrazione degli impegni da parte di Acea Energia. La Società, alla data di presentazione dell'integrazione degli impegni, ha completato le attività volte all'erogazione degli indennizzi dovuti ai clienti appartenenti al perimetro oggetto delle contestazioni. Il 15 settembre 2015 è stata depositata la memoria conclusiva, in cui, oltre a rigettare integralmente gli addebiti sollevati, Acea Energia ha proposto alcune misure migliorative dei propri processi. Con la delibera 622/2015/S/eel del 17 dicembre 2015, l'AEEGSI ha dichiarato ammissibile la proposta di impegni presentata in data 7 agosto 2015 apportando tuttavia una modifica all'impegno n. 2 (ovvero erogazione di un indennizzo pari a 15 euro, ulteriore rispetto a quello previsto dal TIQV, ai clienti del servizio di maggior tutela che a partire dall'anno 2014 abbiano maturato o matureranno il diritto ad un indennizzo per reclamo scritto o richiesta di rettifica di fatturazione, nell'ipotesi in cui l'indennizzo venga erogato oltre il termine di 8 mesi). L'Autorità ha ritenuto opportuno limitare l'impegno n. 2 all'erogazione dell'indennizzo ulteriore di 15 euro a coloro che abbiano già maturato il diritto all'indennizzo previsto dal TIQV (dall'anno 2014) fino alla data di presentazione degli impegni del 7 agosto 2015 e non l'abbiano ricevuto entro il termine di 8 mesi.

In concomitanza alla dichiarazione di ammissibilità, il Regolatore avvia la fase di market test in cui i soggetti terzi possono presentare osservazioni in merito agli impegni proposti da Acea Energia entro i successivi 30 giorni. La fase di market test si è conclusa il 21 gennaio 2016.

In data 13 luglio 2015, Acea Energia ha ricevuto la notifica dell'avvio di un procedimento istruttorio (rif. PS/9354) da parte dell'AGCM ai sensi dell'art. 3 D.lgs. 68/2001 e dell'art. 27, comma 3, del D.lgs. 206/2005 (Codice del Consumo) che ha anche eseguito un'ispezione presso la sede della Società volta a verificare l'esistenza delle violazioni degli artt. 20,

24 e 25 del Codice del Consumo. Acea Energia ha messo a disposizione della AGCM la documentazione richiesta relativa a:

- procedure, report, dati relativi alla gestione dei reclami su fatture, autoletture e consumi stimati,
- procedure, report e dati relativi alla fatturazione dei consumi gas ed elettricità,
- procedure, report e dati relativi alla gestione del credito.

Il 2 ottobre 2015 Acea Energia ha fornito all'AGCM le informazioni richieste con l'atto di avvio del procedimento PS9354 ed ha, altresì, con il supporto dello studio legale incaricato, formulato osservazioni difensive preliminari evidenziando come le proprie prassi aziendali (es. gestione dei reclami, riscossione dei crediti, informazioni sulle modalità di fatturazione utilizzate, concessione di piani di rateizzazione, modalità di acquisizione delle autoletture, ecc.), concernenti le prassi contestate, siano ispirate al rispetto della normativa di settore nonché del canone di diligenza professionale. Il termine per la conclusione del procedimento è stato prorogato al 27 gennaio 2016.

avverso il provvedimento sanzionatorio notificato il 2 dicembre 2015, Acea Energia, in data 2 febbraio 2016, ha presentato ricorso al TAR Lazio, con istanza di sospensione cautelare, da discutere in camera di consiglio il 9 marzo 2016. Poiché la presentazione del ricorso non sospende l'esecutività del provvedimento, Acea Energia, il 29 gennaio 2016, ha pagato la sanzione di € 600 mila e, il 15 febbraio 2016, a seguito dell'accettazione della proroga richiesta, ha depositato presso l'AGCM la relazione contenente le iniziative assunte in ottemperanza alle diffide mosse dalla stessa Autorità, pur precisando che tali iniziative non devono intendersi come acquiescenza al provvedimento.

In data 22 gennaio 2016, Acea Energia ha inviato le informazioni relative al secondo e terzo trimestre 2015, completando così la risposta alle richieste formulate dall'AGCM in data 11 novembre 2015 in sede di audizione. Il 22 gennaio 2016 l'AGCM ha notificato ad Acea Energia il provvedimento di comunicazione del termine della fase istruttoria, fissando il termine all'11 febbraio 2016. Ai fini di poter esaminare nel dettaglio gli addebiti contestati e poter esercitare a pieno il proprio diritto di difesa, Acea Energia ha chiesto una proroga di tre mesi per il termine della fase istruttoria. L'AGCM non ha accolto la proroga richiesta, ma ha fissato al 2 marzo 2016 il termine di conclusione della fase istruttoria: entro tale termine Acea Energia produrrà comunque una memoria difensiva, nella quale data atto che, a causa delle tempistiche ristrette a disposizione, non è stato possibile esercitare a pieno il proprio diritto di difesa. Il termine di chiusura del procedimento è fissato per il 27 aprile 2016.

COGENERAZIONE

La gestione operativa di Ecogena, si concentra principalmente su due 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; l'accettazione dell'impianto è stata effettuata con la consegna degli ultimi documenti alla fine del mese di dicembre 2015. Nel mese di novembre e

dicembre 2015 sono state attivate le utenze della Provincia di Roma e del Complesso Eurosky. Nel mese di luglio dello scorso anno è stato avviato il servizio energia in favore del nuovo parco a tema "Cinecittà World" presso Castel Romano. Il servizio di fornitura energia è prevista contrattualmente per un periodo di 15 anni. Nel contempo, in un'ottica di creazione di sinergie intra-gruppo, è partito il contratto con Acea Produzione di conduzione e manutenzione degli impianti presso Cinecittà World.

Prosegue infine la realizzazione delle opere edili presso le aree dedicate alla costruzione del nuovo centro commerciale "Laurentino", a Roma in Zona Laurentina/Tor Pa-

gnotta. Visti i ritardi delle opere edili, si prevede di poter attivare il servizio energia non prima del mese di settembre del 2017. Prosegue infine la campagna commerciale presso alcuni rilevanti clienti di Acea Energia, appartenenti principalmente al segmento business, con l'intento di promuovere in maniera sinergica i servizi di efficienza energetica della Società. Sono iniziate anche attività di diagnosi energetica che hanno l'obiettivo di realizzare interventi di efficienza in modalità ESCo. Si segnala infine la partenza del progetto pilota LED nella sede Eur di Via dell'Arte e la presa in carico da parte della Società dell'impianto di teleriscaldamento della ex Sienergy Project attraverso un contratto di affitto di ramo d'azienda.

AREA INDUSTRIALE IDRICO

Dati operativi e risultati economici e patrimoniali dal periodo

Dati operativi (*)	U.M.	2015	2014	Variazione	Variazione %
Volumi Acqua	Mm³	527	540	(13)	(2,4%)
Energia Elettrica Consumata	GWh	532	557	(25)	(4,5%)
Fanghi Smaltiti	kTon	197	214	(17)	(7,9%)

(*) Comprendono i valori quota delle società idriche della Toscana, Umbria e Campania

Risultati economici e patrimoniali (€ milioni)	31.12.15	31.12.14	2015-2014	Variazione %
Ricavi	640,3	634,8	5,5	0,9%
Costi	358,1	361,6	(3,5)	(1,0%)
Proventi/(Oneri) da partecipazioni di natura non finanziaria	28,6	19,0	9,5	50,1%
Margine operativo lordo	310,8	292,2	18,6	6,4%
Risultato operativo	217,1	221,0	(3,9)	(1,8%)
Dipendenti medi (n.)	2.301	2.413	(112)	(4,6%)
Investimenti	204,4	148,9	55,5	37,3%

Risultati patrimoniali (€ milioni)	31.12.15	31.12.14	Variazione	Variazione %
Indebitamento finanziario netto	537,3	488,1	49,2	9,2%

L'Area chiude il 2015 con un livello di EBITDA pari a € 310,8 milioni e registra una crescita di € 18,6 milioni rispetto all'esercizio 2014 derivante da una lieve crescita dei ricavi e dalle azioni di efficientamento dei costi operativi.

La variazione è determinata dalla crescita di € 9,5 milioni del risultato delle società consolidate a patrimonio netto, del positivo contributo all'EBITDA delle società estere (€ 0,4 milioni) e dell'aumento registrato dalle altre società dell'area (complessivamente € 9,1 milioni). La variazione dei ricavi dell'Area risente dell'iscrizione, al 31 dicembre 2014, di alcune componenti straordinarie relative ad ACEA Ato2 che riguardano: (i) alcune

partite di conguaglio, pari a € 23,9 milioni, riferite alle annualità 2012 e 2013, riconosciute dall'Ente d'Ambito in occasione dell'approvazione delle proposte tariffarie delle annualità 2014 e 2015 e (ii) la rideterminazione dei conguagli pregressi relativi al periodo 2006 - 2011 (€ 8,8 milioni). Al netto di tali componenti i ricavi di ACEA Ato2 crescono di € 16,7 milioni per effetto degli incrementi tariffari e per € 11,9 milioni per effetto degli incrementi di partite passanti per l'esercizio 2015.

L'organico medio al 31 dicembre 2015 diminuisce rispetto a quello del medesimo periodo del 2014 (2.301 unità verso 2.413 del 31 dicembre 2014) in conseguenza della politica

di mobilità ed incentivazione all'esodo adottate principalmente da ACEA Ato2.

L'indebitamento finanziario dell'Area si attesta a € 537,3 milioni e cresce di € 49,2 milioni, rispetto alla fine del precedente esercizio (era pari a € 488,1 milioni). L'aumento è sostanzialmente determinato da ACEA Ato2 (+ € 50,2 milioni) ed è influenzato principalmente dal consistente incremento degli investimenti dell'esercizio e dalla distribuzione dei dividendi.

Gli investimenti dell'Area si attestano a € 204,4 milioni e risultano in aumento di € 55,5 milioni. I maggiori investimenti sono principalmente riconducibili ad ACEA Ato2 (€ 177,9 milioni nel 2015 contro € 136,7 milioni del 2014). Tali investimenti si riferiscono principalmente alle infrastrutture IT (per circa € 20,5 milioni) conseguenti l'avvio del progetto Acea 2.0.

Di particolare rilievo sono anche gli investimenti eseguiti sulla rete idrica e sugli impianti di depurazione per complessivi € 135,1 milioni.

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 attualmente gestiti interamente sono 78 rispetto ai 112 dell'intero ATO.

Si ricorda che alla fine del 2014 sono state acquisite le gestioni dei servizi idrici di adduzione e/o distribuzione idrica nei Comuni di Capranica Prenestina, Olevano Romano, Canterano, Rocca Canterano, Gerano e Rocca di Papa (servizi svolti precedentemente dalla Società Acque Potabili in regime di gestione tutelata) e nel corso del 2015 anche la gestione del servizio idrico potabile nei Comuni di Colferro, Valmontone e Manziana nonché del servizio di depurazione e fognatura nei Comuni di Rocca di Papa e Rocca Priora, completando così la gestione del servizio idrico integrato di questi ultimi Comuni.

Al 31 dicembre 2015 la situazione complessiva relativa al territorio gestito risulta essere la seguente:

Situazione acquisizioni	n° comuni
Comuni interamente acquisiti al S.I.I.	78
Comuni parzialmente acquisiti nei quali ACEA ATO 2 svolge uno o più servizi:	17
- di cui Comuni nei quali viene svolto il solo servizio del consorzio acquisito	4
- di cui Comuni parzialmente acquisiti ma con Soggetto Tutelato	2
- di cui Comuni parzialmente acquisiti	11
Comuni in cui ACEA ATO 2 non gestisce alcun servizio	9
Comuni che hanno dichiarato di non voler entrare nel S.I.I. (*)	8

(*) Sono comuni sotto i 1.000 abitanti che potevano esprimere la loro volontà in base al comma 5 del D.Lgs. 152/06.

Tra i Comuni più grandi ancora non acquisiti rientra Civita-vecchia per il quale pendono criticità di carattere patrimoniale, gestionale e autorizzativo per cui al momento non è ancora possibile anticipare ipotesi di sviluppo e risoluzione.

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 3.600.000 di abitanti in Roma e Fiumicino e in più di 60 Comuni del Lazio, attraverso cinque acquedotti ed un 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 6.200 km di rete fognaria (di cui circa 4.088 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 2015 i principali **impianti di depurazione** hanno trattato un volume di acqua pari a circa 520 milioni di

mc. La produzione di fanghi, sabbie e grigliati relativi a tutti gli impianti gestiti, nel periodo di osservazione è stata di oltre 154,0 mila tonnellate, con un **decremento** di circa il 4% rispetto al precedente esercizio.

Al 31 dicembre 2015 la Società gestisce un totale di 565 **impianti di sollevamento fognari**, di cui 173 nel Comune di Roma ed un totale di 179 impianti di depurazione di cui 33 nel Comune di Roma.

Con riferimento alla problematica relativa ai sequestri degli impianti di depurazione si informa che la competente Autorità Giudiziaria, su specifica istanza della Società, ha disposto nel marzo 2015, il dissequestro e la restituzione dell'impianto di depurazione Roma Est per il quale, in data 5 febbraio 2014, il Tribunale Ordinario di Roma aveva emesso il decreto di sequestro preventivo per presunta violazione degli articoli 81 cpv, 110 c.p., art. 256 commi 1 e 2 D.L.vo 152/2006.

Persiste invece il sequestro dell'impianto di Roma Nord e, con riferimento agli aspetti penali, è stato notificato alla Società l'avviso di conclusione delle indagini preliminari nel quale sono state, tra l'altro, formulate contestazioni anche ad ACEA Ato2 ai sensi del D.Lgs. 231/2001.

ACEA Ato2, di concerto con i custodi giudiziari, nominati



con il medesimo decreto, ha portato avanti il proprio progetto di manutenzione dell'impianto in maniera efficiente e continuativa; i monitoraggi eseguiti dai professionisti indicati dai Custodi giudiziari hanno confermato il rispetto degli standard previsti nella vigente normativa, sia con riferimento agli scarichi che ai fanghi prodotti. È tuttora in fase di attuazione un piano di attività, teso al ripristino delle condizioni di funzionalità ordinaria dell'impianto. Per tale impianto, all'esito di un'articolata istruttoria, è stata rilasciata l'autorizzazione alle emissioni in atmosfera oltre che il rinnovo dell'autorizzazione allo scarico.

Nel mese di luglio 2015, nell'ambito delle attività di indagine, tuttora in corso, a seguito dell'incidente mortale di un dipendente, è stato disposto il sequestro di natura probatoria del pozzetto idrico e della sottostante camera. Nel mese di agosto 2015 è stato emanato un provvedimento di sequestro dello scarico del depuratore di Colubro: la società ha formulato istanza volta alla determinazione di prescrizioni per la riattivazione dello scarico e, nelle more, ha attivato un servizio di allontanamento dei reflui mediante autobotti.

Per quanto riguarda la **tariffa**, la Società applica per l'anno 2015 le determinazioni tariffarie approvate dalla AEEGSI con delibera 463/2014/R/Idr del 25 settembre 2014 che prevede un moltiplicatore tariffario pari a 1,251.

A seguito dell'avvenuta presa in carico della gestione dei servizi idrici di adduzione e/o distribuzione idrica in sei Comuni dell'ATO di riferimento (Canterano, Capranica Prenestina, Gerano, Olevano Romano, Rocca Canterano e Rocca di Papa) per effetto dell'Atto di acquisizione del 29 dicembre 2014 dal precedente gestore salvaguardato Acque Potabili e della presa in carico, a fine maggio, del servizio idrico potabile e della gestione in appalto del servizio fognatura e depurazione nel Comune di Colleferro (Atto di cessione del ramo d'azienda del 25 maggio 2015), l'Ente d'ambito, tramite la Segreteria tecnica, ha comunicato ad ACEA Ato2 e all'Autorità di aver quantificato l'impatto in termini di costi operativi endogeni conseguenti alla variazione del perimetro gestito e del conseguente incremento del vincolo riconosciuto ai ricavi per l'annualità 2015 (VRG²⁰¹⁵). Nella comunicazione viene ribadito che la variazione del VRG nel bilancio della Società, calcolato in applicazione di quanto previsto all'art. 25 dell'allegato A della Delibera 643/2013 e quantificato nella misura di € 1.703.279, non produce effetti sul moltiplicatore tariffario (che rimane invariato) e sulla tariffa applicata nel 2015 all'utenza ma avrà conseguenze al momento della determinazione dei conguagli che saranno riconosciuti nelle prossime revisioni tariffarie al gestore con riferimento a tale annualità.

Nel secondo semestre 2015, a seguito dell'assunzione anche della gestione dei servizi di fognatura e depurazione del Comune di Rocca Priora (decorrenza 1° agosto 2015), del Servizio Idrico Integrato nel Comune di Manziana (decorrenza 1° dicembre 2015) nonché la gestione del solo Servizio Idrico del Comune di Valmontone (decorrenza 3 dicembre 2015), la STO ha rideterminato l'impatto complessivo per l'anno 2015 in termini di costi operativi per ampliamento del perimetro gestito ed ha quantificato in € 1.945.666 l'incremento del vincolo riconosciuto per detta annualità, lasciando comunque invariato il moltiplicatore tariffario applicabile.

I ricavi del 2015 ammontano complessivamente a € 503,9 milioni e sono comprensivi della stima dei conguagli delle partite passanti e dell'incremento determinato dall'Ente d'Ambito in conseguenza della variazione

del perimetro gestito.

Il 27 aprile 2015 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) ha notificato ad ACEA Ato2 l'avvio di un procedimento istruttorio (rif.PS/9916) ai sensi dell'art. 27, comma 3, del Decreto Legislativo 206 del 2005 (Codice del Consumo) nonché dell'art. 6 del Regolamento sulle procedure istruttorie in materia di pubblicità ingannevole e comparativa, pratiche commerciali scorrette, violazioni dei diritti dei consumatori nei contratti, clausole vessatorie adottato dall'Autorità con delibera del 5 giugno 2014 e contestuale richiesta di informazioni ai sensi dell'art. 12, comma 1, del Regolamento. Contestualmente ha disposto un'ispezione presso la sede della Società. Le contestazioni elevate ad ACEA Ato2 riguardano presunte pratiche commerciali scorrette poste in essere nel periodo compreso tra novembre 2012 ed aprile 2013 con riguardo alle seguenti fasi del rapporto di utenza: (i) voltura e subentro in un'utenza attiva, (ii) rilevazione dei consumi, procedure, cadenza temporale e criteri di fatturazione dei servizi forniti, (iii) rilevazione perdite occulte e depenalizzazione tariffaria, (iv) modalità e tempi di gestione dei reclami e dei rimborsi nonché modalità e procedure per il distacco della fornitura.

Nel mese di giugno 2015 la Società – per il tramite dei propri legali – ha presentato formale istanza di assunzione di quattro specifici impegni volti a rimuovere i profili di illegittimità contestati: tali impegni non sono stati tuttavia accolti dall'AGCM neanche in sede di riesame richiesto dalla Società.

Il procedimento è stato chiuso il 9 novembre 2015 e, nel mese di gennaio, è stato notificato ad ACEA Ato2 il provvedimento conclusivo che ha comportato l'irrogazione di una sanzione di € 1,5 milioni. La Società ha deciso di presentare ricorso al TAR competente.

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 470.000 abitanti, una popolazione servita pari a circa 460.000 abitanti ed un numero di utenze pari a circa 185.700.

Per quanto riguarda il Comune di Paliano, a causa della perdurante inerzia dell'Amministrazione Comunale, nonché al tentativo di stipulare un protocollo di intesa finalizzato alla risoluzione delle diverse problematiche aperte, che hanno impedito sino ad oggi la formalizzazione del passaggio del S.I.I. in data 14 settembre 2015 la Società ha trasmesso al Comune ed all'AMEA, nonché agli Enti interessati, ulteriore diffida a provvedere immediatamente al trasferimento degli impianti entro e non oltre 30 giorni dal ricevimento della predetta nota.

Per quanto attiene il Comune di Atina, stanno proseguendo le attività propedeutiche all'acquisizione delle opere e degli impianti strumentali alla gestione del S.I.I. nel territorio comunale, poste in essere d'intesa tra i preposti uffici di ACEA Ato5 S.p.A. e dell'Amministrazione

ne Comunale di Atina.

Per quanto riguarda il Comune di Cassino, nonostante la sentenza n. 2614/2015 del Consiglio di Stato del 26 maggio 2015 ha confermato nella sostanza il diritto della Società ad acquisire il servizio, l'Ente Comunale non ha dato alcun riscontro alla formale richiesta della Società, inoltrata in data 28 maggio 2015, di consentire - entro il termine di 90 giorni, dalla data di ricezione della comunicazione - il completamento delle attività di consegna degli impianti, già iniziate nel corso dell'anno in forza dei provvedimenti vigenti. Per tale motivo, la Società ha presentato al Consiglio di Stato ricorso per ottemperanza alla sentenza n. 2614/2015.

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%. Il sistema fognario - depurativo consta di una rete di collettori e fognatura collegati a impianti terminali di depurazione delle acque reflue. Sono 203 gli impianti di sollevamento gestiti dalla società e, per quanto riguarda la depurazione, sono 110 gli impianti biologici gestiti oltre a 15 fosse Imhoff e 3 percolatori.

A seguito delle ricognizioni e del relativo censimento delle utenze allacciate alla rete fognaria (per effetto della 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, la Società, per l'anno 2015, applica le determinazioni assunte dalla Conferenza dei Sindaci nella seduta del 14 luglio 2014, nei limiti dell'incremento del 9% rispetto all'anno 2014.

Come noto le proposte tariffarie relative alle annualità 2012 - 2013 e 2014 - 2015 sono state caratterizzate da incrementi tariffari superiori ai limiti massimi ammissibili. L'istruttoria, aperta dall'AEEGSI nel mese di febbraio 2015, si è conclusa con la deliberazione n. 51/2016/R/ldr del 11 febbraio 2016 che in sintesi prevede quanto segue:

- conclusione del procedimento di verifica delle predisposizioni tariffarie, proposte all'Autorità d'Ambito, così come rimodulate dal Gestore e, di conseguenza, prescrizione al medesimo Ente d'Ambito di adeguamento dei piani economico-finanziari ai valori deliberati;
- riconoscimento, anche in via provvisoria e nelle more della definizione del procedimento attivato con apposita istanza, di un tasso di unpaid ratio pari almeno a quello previsto per il Sud Italia (6,5%);
- determinazione degli incrementi tariffari - per il primo periodo regolatorio - nei limiti previsti dalla regolazione e previsione successivamente al 2015 le modalità di recupero finanziario di alcune componenti di costo complessivamente pari a € 54,7 milioni compresa inflazione;
- prescrizione all'Autorità d'Ambito di trasmettere, entro 30 giorni dalla pubblicazione della delibera 51/2016, la conclusione della verifica in ordine all'istanza formulata dal Gestore per il riconoscimento di un costo di morosità superiore alla soglia massima ammissibile di cui al comma 30.2 dell'Allegato A alla delibera 643/2013/R/ldr, nonché di trasmettere all'Autorità il dettaglio dei costi sostenuti, per le annualità 2014 e 2015, per il funzionamento della propria struttura.

Inoltre, nella suddetta delibera, l'Autorità ha riconosciuto in via provvisoria i conguagli relativi agli

anni 2012 e 2013 - ai sensi della deliberazione n. 204/2015/R/ldr - nelle more della definizione dei contenziosi pendenti innanzi al Consiglio di Stato in relazione alla delibera n. 585/2012, prevedendo che l'eventuale conguaglio finale sia determinato a seguito della definizione dei citati contenziosi.

I ricavi del 2015 ammontano complessivamente a € 67,1 milioni e sono comprensivi della stima dei conguagli delle partite passanti nonché dei maggiori costi di morosità (€ 2,6 milioni) riconosciuti provvisoriamente per il 2014 e il 2015 nelle more della definizione del procedimento avviato con l'istanza presentata dal Gestore. Essi sono calcolati, così come avvenuto per gli esercizi 2012, 2013 e 2014, considerando un moltiplicatore tariffario superiore a quello massimo ammissibile: in particolare il € utilizzato per il 2015 è pari a 1,660.

Come sopra descritto il recupero finanziario dei differenziali maturati nel primo periodo regolatorio avverrà sulla base della delibera n. 51/2016 a partire dall'esercizio 2019.

Per quanto riguarda i conguagli pregressi riferiti al periodo 2006 - 2011, quantificati dal Commissario ad acta in € 75,2 milioni, si segnala che con sentenza del 26 giugno 2015 il TAR Lazio - sezione distaccata di Latina - ha integralmente rigettato il ricorso proposto dall'Autorità d'Ambito Territoriale Ottimale n. 5 per l'annullamento del decreto commissariale, giudicandolo "destituito di giuridico fondamento".

GORI

La Società gestisce il Servizio idrico integrato di tutto il territorio dell'ATO n. 3 Sarnese Vesuviano della Regione Campania (76 comuni) che si sviluppa per una superficie di 897 Km² con una popolazione di circa un 1,44 milioni di abitanti.

La rete idrica attualmente gestita si sviluppa per una lunghezza complessiva di 4.386 Km e si articola in una rete di adduzione primaria che si estende per 350 Km e in una rete di distribuzione di circa 4.030 Km, mentre la rete fognaria si estende per circa 2.300 Km.

Per quanto riguarda gli impianti, GORI, ad oggi, gestisce 9 sorgenti, 71 pozzi, 158 serbatoi, 98 sollevamenti idrici, 156 sollevamenti fognari e 11 impianti di depurazione, comprensivi di piccoli impianti a servizio di altrettanti piccoli agglomerati.

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.

Con deliberazione n. 27 del 31 marzo 2014, il Commissario Straordinario dell'Ente d'Ambito Sarnese Vesuviano ha approvato lo schema regolatorio ai sensi della deliberazione AEEGSI 643/2013 e le **determinazioni tariffarie per gli anni 2014 e 2015**. Successivamente, con le deliberazioni n. 43 e 46 rispettivamente del 30 giugno 2014 e del 3 luglio 2014, ha determinato - coerentemente alle risultanze istruttorie e alle decisioni assunte dall'Assemblea dell'Ente d'Ambito con la deliberazione n. 5 del 27 ottobre 2012, nonché in attuazione degli artt. 31 e 32 dell'Allegato A alla deliberazione n. 643/2013/ - **le partite pregresse relative al periodo 2003-2011** per un ammontare complessivo pari a € 122,5 milioni e, conseguentemente, ha approvato la rateizzazione del predetto importo in quattro anni, a partire dal 2014 (anno in cui era previsto il 50% dell'importo) e tre rate di

uguale entità nelle annualità 2015-2017.

GORI, in ossequio alle succitate delibere, ha provveduto all'addebito della componente tariffaria per l'anno 2014 all'addebito della componente tariffaria per l'anno 2014 denominata "Recupero partite pregresse ante 2012". Diversi soggetti, tra i quali Comuni, associazioni e utenti, hanno impugnato in sede amministrativa le delibere e chiesto in sede civile l'annullamento delle fatture contestate in sede civile. In ragione del procedimenti l'importo dei conguagli. In ragione del procedimenti avviato dall'AEEGSI, con deliberazione 122/2015/R/ldr, per la individuazione di misure di perequazione finanziaria anche nel settore idrico, con nota congiunta del 17 aprile 2015 del Commissario e della Regione Campania, è stato richiesto di accedere, in via anticipata alla Cassa Conguaglio del Settore Elettrico al fine di ottenere fonti di finanziamento in grado di assicurare la rateizzazione delle suddette predette partite pregresse verso l'utenza, in un arco temporale più ampio, rispetto quello originariamente fissato nelle deliberazioni commissariali n. 43 e 46 del 2014. Nelle more della conclusione dell'istruttoria avviata dall'AEEGSI in ordine alla citata richiesta di accesso anticipato, il Commissario Straordinario dell'Ente d'Ambito, con deliberazione n. 14 del 29 giugno 2015, ha approvato la modifica di rateizzazione della riscossione delle partite pregresse al fine di rendere maggiormente sostenibili, sul piano socio-economico, la riscossione dei relativi importi per ciascun anno. La citata delibera di fine giugno prevede infatti una rateizzazione nell'arco temporale 2015-2018 (con uno slittamento di un anno rispetto alla precedente deliberazione) dell'importo di € 122,5 milioni di cui il 10% nel 2015 e la restante parte in quote uguali nei successivi tre anni. Inoltre si è riservato la possibilità di procedere ad un'ulteriore modifica alla rateizzazione in senso più favorevole all'utenza nel caso in cui l'AEEGSI consenta a GORI l'accesso alle misure di perequazione economica e finanziaria di cui alla delibera 122/2015. Pertanto la Società, in relazione alla citata deliberazione del Commissario Straordinario dell'Ente d'Ambito, ha provveduto ad emettere tutte le note di credito agli utenti per l'annullamento degli importi relativi alle partite pregresse, addebitate in relazione al primo piano di rateizzazione.

Tuttavia, ad ottobre 2015, il TAR Campania si è pronunciato con quattro sentenze (promosse dai comuni di Angri, Casalnuovo e Nocera Inferiore e dall'Associazione Federconsumatori) per l'annullamento di alcune delibere dell'Ente d'Ambito Sarnese Vesuviano tra cui la n. 43 e la n. 46 rispettivamente di giugno e di luglio 2014. In particolare, il giudice amministrativo ha ritenuto che le citate deliberazioni siano state adottate in difetto ascritte di attribuzione atteso che il Commissario Straordinario, a far data dal 21 luglio 2013 (e, cioè, sei mesi successivi alla sua nomina avvenuta il 21 gennaio 2013), sarebbe decaduto e, quindi, da detta data non avrebbe avuto più i poteri. GORI ha chiesto la sospensiva di tali sentenze che è stata

discussa in camera di consiglio il 28 gennaio 2016, in considerazione della pubblicazione della Legge Regionale della Campania n. 1 del 18 gennaio 2016⁶, della tempistica con cui è intervenuta e del suo contenuto, si è ritenuta necessaria una pronta definizione del merito dell'appello; pertanto, nella camera di consiglio del 28 gennaio 2016 si è richiesto l'abbinamento della discussione della istanza cautelare all'udienza di discussione del merito del ricorso in appello.

Con delibera n. 15 del 30 giugno 2015 il Commissario Straordinario, ha nuovamente approvato il VRG delle annualità 2014 e 2015 ed i relativi moltiplicatori tariffari rispettivamente pari a 1,445010 e 1,493518; il moltiplicatore tariffario per il 2014 è stato determinato al solo fine del calcolo dei conguagli tariffari da considerare nell'anno 2016. Con la delibera il Commissario ha inoltre:

- confermato la destinazione della quota FONI per gli anni 2014 e 2015 al finanziamento di agevolazioni a carattere sociale;
- modificato la struttura dei corrispettivi, approvata con deliberazione commissariale n. 27/2014, con decorrenza dal 1° luglio 2015;
- ha approvato i criteri di determinazione delle tariffe di fognatura e depurazione per utenze industriali, nelle more dell'adozione da parte dell'AEEGSI dei provvedimenti in materia di tariffe fognatura e depurazione.

Le motivazioni dell'aggiornamento del Piano Economico Finanziario (PEF) risiedono sostanzialmente nel recepimento degli effetti della Legge Regionale n. 16/2014⁷ approvata successivamente alle deliberazioni tariffarie di marzo 2014. In particolare il PEF considera i costi derivanti dal trasferimento delle opere regionali a partire da giugno 2018 e dalla stessa data prevede la riduzione dei costi di acqua all'ingrosso e collettamento e depurazione delle acque reflue da parte della Regione Campania. Il PEF prevede altresì la rateizzazione decennale, in ragione delle previsioni della legge regionale 1/2012, dei debiti di GORI verso la Regione Campania relativi al periodo 1° gennaio 2013 – 31 marzo 2015 e, di converso, recepisce la diversa rateizzazione delle partite pregresse.

Il 9 luglio 2015, AEEGSI ha emanato la deliberazione n. 338/2015/R/ldr con la quale ha approvato d'ufficio, per il primo periodo regolatorio 2012-2015, il moltiplicatore tariffario (pari a 0,9) per il grossista Regione Campania (che eroga il servizio di fornitura idropotabile regionale all'ingrosso e il servizio di depurazione e collettamento dei reflui urbani agli impianti regionali); parimenti la delibera n. 362/2015/R/ldr ha fissato d'ufficio, per il medesimo periodo regolatorio, il moltiplicatore tariffario (pari a 0,9) per il grossista Acqua Campania, che svolge il servizio di grande adduzione e vendita di acqua all'ingrosso nel territorio della Regione Campania.

⁶ Il 18 gennaio 2016 è stata pubblicata la Legge Regionale della Campania n. 1/2016, il cui art. 7, comma 3), dispone alcune modifiche alla legge regionale 15/2015 del 2 dicembre 2015 - Riordino del servizio idrico integrato ed istituzione dell'Ente Idrico Campano - ed in particolare alla lettera d) dispone che "dopo il comma 9, dell'articolo 21 è aggiunto il seguente: "Sbis in sede di prima attuazione della presente legge, gli atti adottati dai Commissari nominati per la liquidazione dei soppressi Enti d'Ambito in materia tariffaria e di conguagli tariffari in attuazione della delibera AEEGSI n. 643/2013 e per i quali pendono ricorsi in sede giurisdizionale amministrativa, sono inefficaci fino alle determinazioni definitive adottate da parte del costituendo Ente Idrico Campano, sentito il Consiglio Distrettuale competente".

⁷ La citata normativa regionale prevede che il trasferimento delle Opere Regionali si perfezioni all'esito di una gestione provvisoria di tali opere per un periodo di trentasei mesi, con costi a carico della Regione, e con l'attuazione di un piano di efficientamento della predetta gestione provvisoria. Alla prevista scadenza dei 36 mesi la gestione è definitivamente affidata ai gestori del servizio idrico integrato territorialmente competenti. Si informa che la Corte Costituzionale, con la sentenza del 25 giugno 2015, n. 117, ha dichiarato l'illegittimità costituzionale delle leggi della Campania 7 agosto 2014, n. 16, in materia di servizio idrico, in riferimento all'"art. 1, commi 49, lettere a), c), d), g), i), 88, 89, 93, lettera b), 104, lettera a), 105 e 108, lettera a), della legge della Regione Campania 7 agosto 2014, n. 16 (interventi di rilancio e sviluppo dell'economia regionale nonché di carattere ordinamentale e organizzativo - collegato alla legge di stabilità regionale 2014)".

il procedimento per l'approvazione delle tariffe relativo alle annualità 2012-2015 da parte dell'Autorità è tutt'ora in corso e GORI ha presentato in data 16 ottobre 2015 una relazione ricognitiva degli effetti che la deliberazione n.338/2015 dell'AEEGSI ha avuto sulla deliberazione del Commissario Straordinario n. 15/2015 ed ha sollecitato una rapida chiusura dell'istruttoria.

Nel mese di gennaio 2016 la Società ha trasmesso all'AEEGSI alcune integrazioni a corredo dei dati inviati dal Gestore ad ottobre 2015 con la citata relazione ricognitiva oltre allo sviluppo del PEF coerente con le proposte sopra avanzate. L'AEEGSI ha successivamente richiesto al Commissario Straordinario di esprimere le proprie valutazioni in merito ai seguenti aspetti:

- modalità di adeguamento delle predisposizioni tariffarie alla determinazione tariffaria d'ufficio adottata nei confronti della Regione Campania con deliberazione dell'Autorità n. 338/2015/R/IDR;
- mantenimento dell'equilibrio-finanziario della gestione alla luce del nuovo piano economico-finanziario, che - al fine di rendere più sostenibile la spesa degli utenti del servizio idrico integrato - è stato elaborato dal Gestore assumendo una riallocazione dei conguagli (corrispondenti ai valori dei moltiplicatori tariffari precedentemente approvati dall'Ente d'Ambito, come modificati per effetto della richiamata deliberazione n. 338/2015) che prevede in particolare specifiche modalità di recupero a partire dal 2016;
- iter di approvazione da parte della Regione Campania della richiesta di rateizzo della posizione debitoria maturata dal Gestore, nonché eventuale relativo impatto sull'equilibrio finanziario della gestione;
- valutazioni in ordine alla eventuale presentazione di istanza per il riconoscimento di un costo di morosità superiore a quello fissato dall'Autorità.

Il Commissario Straordinario ha risposto sostanzialmente rimettendo la questione alla Regione Campania e chiedendo all'AEEGSI di promuovere un incontro con la Regione stessa.

In merito alla rateizzazione del **debito regionale** si informa che la Regione Campania nel mese di dicembre 2015 ha comunicato a GORI l'indisponibilità di concedere la rateizzazione richiesta in relazione a quanto dovuto per canoni di depurazione e collettamento per il periodo 2013-2015 e contestualmente ha diffidato la Società al pagamento di € 21,84 milioni (salvo conguaglio) per gli anni 2013 e 2014 oltre interessi. GORI ha contestato la diffida e si è resa disponibile ad individuare modalità di pagamento che contemperino l'esigenza della Regione di incassare i corrispettivi con il mantenimento dell'equilibrio economico finanziario di GORI; ha ribadito inoltre la necessità di individuare congiuntamente le modalità di calcolo e tariffazione del servizio di depurazione e collettamento nonché le modalità di conguaglio in relazione ed esecuzione della delibera 338/2015 dell'AEEGSI mediante un apposito tavolo tecnico.

I ricavi del 2015 sono stati calcolati sulla base della delibera 15/2015 del Commissario Straordinario e tengono conto degli effetti derivanti dalla delibera 338/2015 dell'AEEGSI: essi ammontano a € 161,2 milioni (quota Gruppo € 59,7 milioni) e comprendono la stima dei conguagli delle partite passanti. Tali ricavi, analogamente a quelli degli esercizi precedenti a partire dal 2012, 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. È ancora in corso l'istruttoria da parte dell'AEEGSI per l'approvazione dei moltiplicatori tariffari 2012-2015: i conguagli tariffari maturati nel periodo 2012-2014 ammontano complessivamente a € 59,3 milioni (quota Gruppo € 22 milioni) e tengono conto degli effetti della delibera 338/2015 dell'AEEGSI che ha di fatto comportato, per effetto dell'applicazione del moltiplicatore pari a 0,9 alle tariffe del grossista Regione Campania, l'adeguamento dei costi per i servizi di adduzione idrica e di collettamento e depurazione delle acque reflue, con conseguente riduzione degli stessi di € 27,8 milioni.

I conguagli tariffari di competenza 2015 sono pari a € 1,3 milioni. Sotto il profilo finanziario, il 23 aprile 2014 è stato sottoscritto il contratto di riscadenziamento del prestito scaduto a giugno 2011 in mutuo pluriennale avente scadenza al 31 dicembre 2021. Il mutuo prevede un tasso di interesse pari all'Euribor a 6 mesi maggiorato di 5,5 punti percentuali con scadenza 30 giugno e 31 dicembre di ciascun anno.

Si segnala infine che l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM), con comunicazione prot. 30332 del 22 aprile 2015 - Rif. PS/9919, ha avviato un procedimento nei confronti di GORI ai sensi dell'art. 27, comma 3, del D.Lgs. 6 settembre 2005, n. 206 e successive integrazioni e modificazioni, nonché ai sensi dell'art. 6 del "Regolamento sulle procedure istruttorie in materia di pubblicità ingannevole e comparativa, pratiche commerciali scorrette, violazione dei diritti dei consumatori nei contratti, clausole vessatorie", adottato dall'Autorità con delibera del 5 giugno 2014, con contestuale richiesta di informazioni ai sensi dell'art. 12, comma 1, del Regolamento. In particolare i profili contestati riguardano (i) modalità di accertamento dei consumi nonché modalità e tempistica di fatturazione dei servizi forniti, (ii) modalità di riscossione della bollette, con particolare riguardo alle procedure seguite nelle fasi patologiche del rapporto di consumo quali reclamo, conciliazione e distacco della fornitura e (iii) voltura e subentro di un'utenza in caso di morosità pregresse. I funzionari dell'AGCM, in data 29 aprile 2015, hanno effettuato apposita ispezione presso la sede legale della Società ed acquisito tutte le informazioni e la documentazione necessaria per la valutazione della fattispecie oggetto di contestazione.

Nel mese di giugno la Società ha presentato le memorie difensive insieme alla proposta di impegni che è stata rigettata dall'AGCM anche in sede di istanza di riesame richiesta da GORI.

Il procedimento è stato chiuso il 18 dicembre 2015 e, nel mese di gennaio, è stato notificato a GORI il provvedimento conclusivo che ha comportato l'irrogazione di una sanzione di € 0,5 milioni. La Società ha deciso di presentare ricorso al TAR competente.

GESESA

La Società opera all'interno dell'Autorità dell'Ambito Territoriale Ottimale ATO n. 1 Calore Irpino che promuove e sviluppa l'iniziativa per la Gestione del SII sui Comuni delle Province di Avellino e Benevento. Attualmente, l'Autorità, retta dal Commissario Straordinario di cui al D.G.R. n. 813/2012, non ha provveduto ancora ad affidare ad un gestore Unico la gestione del SII.

L'ATO n. 1, ha recepito - di recente - nell'ambito di un più ampio discorso sulla programmazione e gestione delle Risorse Idriche nella Regione Campania - le indicazioni provenienti dalla Struttura di Missione sulla Pro-

grammazione e Gestione delle Risorse Idriche, tese ad agevolare la comune volontà degli ex-AATO di individuare un unico Gestore sul territorio che fa capo alle stesse Autorità. Questo, anche in forza alle modifiche introdotte dalla Legge 164/2014 Art. 7; al decreto 152/2006, con particolare riferimento agli artt. 147 e 172 e dalla legge di Stabilità 2015. Tale attività riveste carattere d'urgenza proprio grazie alle scadenze fissate dall'art. 172 del già citato decreto 152/2006, che fissa al 30 settembre 2015 il termini in cui gli Enti di Governo d'Ambito devono adottare provvedimenti definitivi in ordine all'affidamento della gestione del servizio ad un gestore unico (commi 1-3), disciplinando anche l'attuazione della fase di 'prima applicazione' della norma. Al riguardo la Regione Campania ha approvato nel mese di novembre 2015 la Legge N. 15 sul Riordino del servizio integrato ed istituzione dell'Ente Idrico Campano.

Il 15 ottobre 2015 il Consorzio CABIB ha conferito, con decorrenza 1° novembre, a GESESA il ramo di azienda costituito dalla gestione del SII dei Comuni consorziati. A seguito di quest'operazione sono state acquisite le gestioni del SII dei Comuni di Vitulano, Foglianise, Paupisi, Castelpoto e Torrecuso e la fornitura all'ingrosso ai Comuni di Tocco Caudio e Campoli Monte Taburno. Il conferimento ha comportato l'ingresso del Consorzio nel capitale sociale di GESESA (2,68%) e la modificazione delle partecipazioni degli altri soci: la quota posseduta da Crea Gestioni passa dal 59,52% al 57,93%. La Società gestisce il SII in 20 Comuni della Provincia di Benevento per una popolazione complessiva di circa 125.000 abitanti e 55.000 utenze. Il servizio di fognatura e depurazione è fornito a circa l'80% degli utenti.

A valle dell'approvazione della Legge Regionale 15/2015 sul riordino del SII campano e delle lettere inviate dal Commissario dell'ATO1 nelle quali viene esortata l'aggregazione dei due maggiori gestori del territorio, la Società ha avviato la due diligence di Alto Calore Servizi, attuale gestore della Provincia di Avellino ed alcuni Comuni della Provincia di Benevento.

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 55 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 all'allungamento della concessione al 2026, l'AIT ha approvato la proposta della Società il 13 febbraio 2015 ed Acque ha presentato la richiesta di *waiver* al Lender al fine di ottenere il consenso all'allungamento e renderlo così pienamente efficace. I Lender hanno richiesto la verifica della documentazione, del modello tariffario e del modello finanziario da parte di tre *advisor* indipendenti (legale, tecnico e *Model Auditor*) ai quali è stato affidato l'incarico nel corso del mese di giugno 2015.

A seguito di una lunga fase di trattativa con i Lender è

stato concordato che il *waiver* potesse essere condizionato a tre nuovi obblighi attualmente non previsti nel contratto che riguardano una previsione di *cash sweep* del debito, un vincolo alla distribuzione dei dividendi tra € 3 milioni e € 5 milioni e un obbligo di certificazione degli indici finanziari annuali. Nel mese di gennaio 2016 il *Model Auditor* ha inviato la propria *Comfort Letter* sulla versione finale del modello finanziario che recepisce le richieste dei Lenders. Le trattative sono tutt'ora in corso.

Con riferimento alle tariffe, come descritto per le altre Gestioni Idriche, la Società applica per il 2015 le determinazioni tariffarie approvate dall'AEEGSI con delibera 402/2014/R/idr del 31 luglio 2014 che prevede un moltiplicatore tariffario pari a 1,208.

Si segnala inoltre che la Deliberazione dell'Autorità Idrica Toscana n. 16 dell'11 maggio 2015 ha modificato l'articolazione tariffaria di Acque. Le nuove tariffe, che hanno avuto decorrenza 1° luglio 2015, oltre a tendere a un processo di uniformazione a livello regionale, dovrebbero contribuire al raggiungimento del VRG (SII) limitando l'entità dei conguagli futuri. Si informa che le novità più rilevanti riguardano le categorie "domestica residenti" e quella dei "produttivi". Altra novità è l'introduzione di un unico scaglione per la fognatura e la depurazione in sostituzione delle precedenti tariffe variabili.

Il finanziamento sottoscritto nel 2006 ammonta complessivamente a € 255 milioni tirati per € 218 milioni; a partire dallo scorso anno è iniziato il periodo di rimborso del finanziamento con quote semestrali crescenti secondo un profilo definito nel finanziamento stesso. Complessivamente i rimborsi effettuati nel 2014 e nel 2015 sono stati rispettivamente pari a € 2,1 milioni e a € 8,4 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 alle tariffe anche Publiacqua applica per il 2015 le determinazioni tariffarie approvate dall'AEEGSI con delibera 402/2014/R/idr del 31 luglio 2014 che prevede un moltiplicatore tariffario pari a 1,171. Sulla base delle determinazioni tariffarie approvate sono stati calcolati i ricavi del 2015 che ammontano complessivamente, compresi i conguagli delle partite passanti, a € 213,7 milioni (quota Gruppo € 85,5 milioni).

Sotto il profilo delle fonti di finanziamento il 30 aprile 2015 la Società ha sottoscritto con la BEI un finanziamento di € 50 milioni avente scadenza a fine 2020. Sono stati quindi rimborsati alcuni finanziamenti bilaterali per l'importo di € 42,5 milioni mentre sono stati prorogati

fino al 30 giugno 2016 altri due finanziamenti bilaterali di € 30 milioni ciascuno.

Sono attualmente in corso le attività volte alla selezione delle banche con le quali stipulare un finanziamento che copra il fabbisogno finanziario di Publiacqua fino al termine della concessione.

Si segnala infine che in data 28 luglio 2015 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato l'acquisizione di una quota di partecipazione dell'1% nel capitale sociale di Aquaser.

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 alle tariffe, come descritto per le altre Gestioni Idriche, la Società applica per il 2015 le determinazioni tariffarie approvate dall'AEEGSI con delibera 402/2014/R/idr del 31 luglio 2014 che prevede un moltiplicatore tariffario pari a 1,208.

I ricavi del 2015 ammontano complessivamente, compresi i conguagli delle partite passanti, a € 92,6 milioni (quota Gruppo € 37,0 milioni).

Si informa che, per quanto attiene gli effetti della sentenza della Corte Costituzionale n.335/2008, la restituzione agli aventi diritto è da ritenersi conclusa alla data del 30 settembre 2015.

A seguito di ulteriori approfondimenti e correlate richieste da parte degli Istituti finanziatori in merito alla calibrazione dei flussi finanziari per favorire la bancabilità del progetto Fiora, l'AIT con Delibera n. 9 del 13 febbraio 2015 ha operato una rimodulazione del Piano degli investimenti a parità di saldi sull'arco temporale 2015-2023. Questi fatti, guidati dalla ritrovata stabilità generale sul versante regolatorio e dalla opportuna collaborazione dell'AIT, hanno consentito alla Società di proseguire proficuamente nell'iter di strutturazione del Finanziamento a medio/lungo termine che si è concretizzato in data 30 giugno 2015.

A seguito della procedura competitiva espletata, la Società e le Banche finanziatrici hanno infatti sottoscritto il Contratto di Finanziamento per complessivi € 143,0 milioni che va ad estinguere contestualmente tutto l'indebitamento esistente della Società (costituito da mu-

tui in essere, contratto di Bridge e affidamenti a breve aperti con vari istituti di credito) ed a finanziare una parte degli investimenti programmati; la scadenza finale è prevista al 31 dicembre 2025. Il finanziamento è regolato a tasso variabile e prevede garanzie sui conti correnti e crediti della Società nonché il pegno sulle azioni di Acquedotto del Fiora possedute da Ombrone.

Al fine di proteggersi da una eccessiva volatilità dei mercati, in linea con quanto indicato nel *term sheet*, alla luce di valutazioni di convenienza economica e di rischio finanziario, la Società ha posto in essere fra alcuni degli Enti Finanziatori, una copertura tasso di tipo *plain vanilla* del 70% del "Finanziamento" fino alla data di scadenza finale, attraverso la finalizzazione di operazioni di *Interest Rate Swap* tali da trasformare il tasso variabile vigente in tasso fisso.

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. (scadenza della concessione 31 dicembre 2027) L'ingresso nel capitale della società (con il 40% delle azioni) è avvenuto con decorrenza 1° gennaio 2008.

La Società esercita la sua attività su tutti i 38 Comuni costituenti gli ATO 1 e 2.

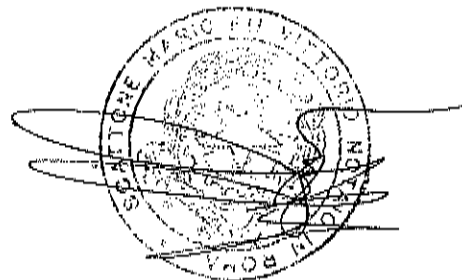
Con delibera 252/R/idr del 29 maggio 2014 AEEGSI ha approvato le proposte tariffarie per il 2014 ed il 2015 che prevedono moltiplicatori tariffari pari rispettivamente a 1,126 e 1,195.

L'Ente d'Ambito nella propria relazione illustrativa specifica che ha optato per la non applicazione degli ammortamenti finanziari e, nell'esercizio della propria discrezionalità, ha azzerato la componente tariffaria FNI^{new} per l'anno 2014. A carico della tariffe 2014, 2015 e 2016 è stato anche riconosciuto un conguaglio relativo all'annualità 2012 pari a € 6,3 milioni, per un importo massimo di € 2,1 milioni l'anno.

I ricavi del 2015 ammontano complessivamente, compresi i conguagli delle partite passanti, a € 61,9 milioni (quota Gruppo € 24,8 milioni) e comprendono la componente FoNI di € 0,4 milioni (quota Gruppo € 0,16 milioni) interamente destinata alle agevolazioni tariffarie per utenze disagiate.

Si informa che l'Assemblea dei rappresentanti, nella seduta del 20 aprile 2015, ha approvato l'ammontare delle partite pregresse relative al periodo di gestione 2003 – 2011 per l'importo di € 5,3 milioni.

Si segnala infine che nel corso del 2015 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato l'acquisizione di una quota di partecipazione dell'1% nel capitale sociale di Aquaser.



AREA INDUSTRIALE RETI

Dati operativi e risultati economici e patrimoniali del periodo

Dati operativi	U.M.	2015	2014	Variazione	Variazione %
Energia Elettrica distribuita	GWh	10.557	10.294	263	2,6%
Energia prodotta da Impianti fotovoltaici	GWh	0	15	(15)	(100,0%)
TEE venduti/annullati	Nr.	222.556	92.698	129.858	140,1%
Nr. Clienti	N/000	1.622	1.623	(1)	0,0%
Km di Rete	Km	29.897	29.752	145	0,5%

Risultati economici e patrimoniali (€ milioni)	2015	2014	2015-2014	Variazione %
Ricavi	535,7	551,4	(15,7)	(2,9%)
Costi	280,0	298,1	(18,1)	(6,1%)
Margine operativo lordo	255,7	253,3 (*)	2,4	0,9%
Risultato operativo	165,3	158,4	6,9	4,4%
Dipendenti medi (n.)	1.304	1.377	(73)	(5,3%)
Investimenti	156,2	122,4	33,8	27,6%

(*) Al netto del margine operativo lordo riferito al fotovoltaico è pari a € 248,9 milioni

Risultati patrimoniali (€ milioni)	2015	2014	Variazione	Variazione %
Indebitamento finanziario netto	581,7	623,1 (*)	(41,4)	(6,6%)

(*) Al netto dell'indebitamento finanziario netto riferito ad ARSE è pari a € 595,6 milioni

L'Area chiude il 2015 con un livello di EBITDA pari a € 255,7 milioni e registra un incremento di € 2,4 milioni rispetto all'esercizio precedente. È necessario evidenziare che, a seguito della scissione di ARSE, (effetti contabili e fiscali retrodatati al 1° gennaio 2015), l'area Reti non consolida più i margini del fotovoltaico che nel 2014 a livello di EBITDA ammontavano ad € 4,4 milioni. Al netto di tale effetto l'Area registra un aumento di EBITDA di € 6,8 milioni di cui € 6,1 milioni derivante dall'attività di distribuzione di energia elettrica e € 0,7 milioni da quella di pubblica illuminazione.

L'incremento di quest'ultima è dato principalmente dall'effetto combinato: (i) della diminuzione dei margini dell'energia elettrica anche in conseguenza dei minori effetti perequativi del 2015 rispetto a quelli registrati nel 2014 (- € 8,9 milioni); (ii) dell'iscrizione nel 2014 dell'importo di € 5,0 milioni relativo al portafoglio titoli di effi-

cienza energetica. In particolare tale provento deriva dal riversamento del fondo stanziato nel 2013 a copertura dell'acquisto dei titoli necessari a fronteggiare l'obbligo 2013; (iii) dell'efficienza operativa.

Con riferimento all'organico la consistenza media al 31 dicembre 2015 è pari a 1.304 unità inferiore di 73 unità rispetto al precedente esercizio, attribuibili principalmente ad ACEA Distribuzione in conseguenza della politica di mobilità ed incentivazione all'esodo adottate dalla Società nonché per gli effetti della scissione di Arse.

L'indebitamento finanziario netto si è attestato a € 581,7 milioni e si riduce di € 13,9 milioni rispetto al 2014 epurato dell'indebitamento finanziario riferito ad ARSE. La riduzione è determinata da ACEA Distribuzione per € 20,4 milioni nonostante la crescita degli investimenti di € 33,4 milioni.

DISTRIBUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA BILANCIO DELL'ENERGIA

Come evidenziato nella tabella sottostante, al 31 dicembre 2015 ACEA Distribuzione ha immesso in rete 11.200,1 GWh registrando un incremento del 2,25% rispetto al 2014.

GWh	2015	2014	Variazione %
Fonte A.U.	2.839,4	2.852,1	(0,45%)
Fornitura estera	389,1	432,1	(9,94%)
Mercato di maggior tutela	3.228,5	3.284,1	(1,69%)
Mercato libero	7.968,8	7.666,5	3,94%
Distributori sotesi	2,8	2,9	(2,95%)
Totale generale	11.200,1	10.953,6	2,25%

Tariffe per il servizio di trasporto

L'anno 2015 rappresenta il quarto e ultimo anno in cui trova applicazione la nuova struttura tariffaria definita dall'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).

Il attuale periodo regolatorio è basato sulla tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione per impresa, che ripropone il precedente meccanismo di determinazione dei ricavi ammessi basato sulla tariffa media nazionale indicata dalle perequazioni generali sulla distribuzione in MT e BT e dalla perequazione specifica aziendale.

La tariffa 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 2013 sulla filiera di media tensione e di trasformazione dalla alta alla media tensione.

La remunerazione del capitale investito netto (*wacc*) è pari al 6,4% per il servizio di distribuzione sugli investimenti effettuati fino al 31 dicembre 2011, e al 7,4% sugli investimenti realizzati negli anni successivi. L'incremento è legato all'obiettivo dell'AEEGSI di compensare il gap generale esistente tra la realizzazione dell'investimento e la copertura tariffaria del costo (*cd. lag regolatorio*).

Per la copertura dei costi operativi, la tariffa per impresa copre i costi specifici attraverso un coefficiente di modulazione medi nazionale, che è determinato dall'AEEGSI in base ai costi effettivi dell'impresa, come risultanti dai bilanci annuali separati e riconosciuti nella perequazione specifica aziendale nel 2010, e delle variabili di scala aziendale.

La definizione della tariffa per impresa per l'anno 2015 è secondo quanto definito dalla delibera 607/2013, modificata dai contributi di connessione a forfait e dai contributi di livello nazionale considerati come contributi di capitale e non più detratti dai costi operativi.

I contributi di connessione a forfait di ciascuna impresa sono detratti direttamente dal capitale investito e considerandoli al pari di cespiti MT/BT con vita regolatoria riconosciuta pari a 30 anni.

La tariffa è articolata in base ai punti di prelievo (ad ecce-

zione della tipologia relativa all'illuminazione pubblica), a differenza del precedente ciclo in cui la tariffa di riferimento di distribuzione era differenziata oltre che sui punti di prelievo, sul consumo e la potenza. La scelta è motivata dall'esigenza di stabilizzare i ricavi di distribuzione utilizzando una variabile meno soggetta alle fluttuazioni della domanda di energia.

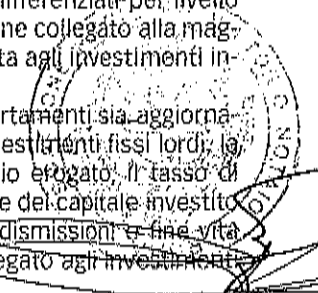
L'AEEGSI, con la delibera 127/2015/R/eel del 26 marzo 2015, ha rideterminato la tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica per gli anni 2012-2014 e con delibera 146/2015/R/eel del 2 aprile 2015 ha pubblicato la tariffa di riferimento per l'anno 2015. L'AEEGSI con la delibera dell'11 Dicembre 2014 n. 610/2014 e con delibera del 23 dicembre 2014 n. 655/2014 ha aggiornato le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica e le condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione per l'anno 2015 e con la delibera del 29 Dicembre 2014 n. 653/2014 ha aggiornato la tariffa di trasmissione.

L'aggiornamento della tariffa di riferimento di distribuzione per gli anni successivi al primo (2012) è avvenuto 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 ha semplificato il sistema perequativo dal momento che la tariffa ingloba parte delle perequazioni generali e la perequazione specifica aziendale.

L'AEEGSI nel quarto periodo regolatorio conferma il mecca-



67

nismo, già introdotto nel precedente ciclo, 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. La copertura degli investimenti sostenuti è garantita in maniera indiretta con il *lag* temporale di due anni a partire dagli investimenti realizzati dal 2012. La tariffa di trasmissione applicata è di tipo binomio (potenza e consumo) per i clienti in alta tensione, e, parimenti, è applicato un corrispettivo binomio per il servizio di trasmissione verso Terna (CTR).

I meccanismi di perequazione generale dei costi e ricavi di distribuzione per il quarto 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.

Come noto, nel 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 lettera di CCSE del 10 marzo 2015, sono stati comunicati gli acconti bimestrali riconosciuti ad ACEA Distribuzione per l'anno 2015 nonché le scadenze per le regolazioni di tali acconti, mentre con lettera del 3 giugno 2015, sono stati comunicati gli importi integrativi della perequazione dei ricavi di distribuzione per gli anni 2012-2013-2014 a seguito di un errore materiale rilevato nelle procedure di calcolo impiegate per la determinazione delle tariffe di riferimento. Ciò ha determinato anche una rettifica degli importi in acconto bimestrale della perequazione dei ricavi di distribuzione per l'anno 2015, comunicati con lettera del 10 marzo 2015.

È necessario segnalare che in data 30 aprile 2015, con DCO 202/2015/R/eel, l'AEEGSI ha proposto l'introduzione di un nuovo algoritmo di calcolo della sopra richiamata perequazione prevedendo la differenziazione territoriale delle sole perdite commerciali facendo intendere di voler iniziare a considerare anche nuovi livelli di perdita tecnica per la media tensione.

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'AEEGSI 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.

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 valida-

zione 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.

Le tariffe del servizio di misura sono determinate sulla base di costi nazionali ed è prevista la perequazione di misura che è finalizzato a garantire che la remunerazione degli investimenti in misuratori e sistemi elettronici di raccolta delle misure sia attribuita alle imprese distributrici che li hanno effettivamente realizzati, secondo le tempistiche previste per la sostituzione del parco contatori.

Con delibera 610/2014 è stata aggiornata la quota parte dei parametri relativi alla perequazione dei ricavi per il servizio di misura relativa all'anno 2015.

ACEA Distribuzione è ancora in attesa del riconoscimento dell'importo di perequazione dei ricavi di misura dell'anno 2011 e della raccolta dati degli anni successivi (2012, 2013, 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.

Obiettivi di efficienza energetica

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.

Con la determina DMEG/EFR/13/2015 del 29 giugno 2015 sono stati definiti il valore unitario del contributo tariffario per l'anno d'obbligo 2014 (105,83 €/TEE) e del contributo tariffario preventivo per l'anno d'obbligo 2015 (108,13 €/TEE). A maggio 2015 ACEA Distribuzione ha assolto l'obbligo residuo del 2013 (48.240 TEE) e quello fissato per il 2014 (174.316 TEE) provvedendo all'annullamento di 222.556 titoli.

L'obiettivo di ACEA Distribuzione per l'anno 2015 risulta pari a 201.469 TEE mentre la stima per l'anno 2016, definita in base al criterio della media biennale dell'energia distribuita nei due anni precedenti, è pari 244.502 TEE.

Vigilanza dell'AEEGSI

Alla luce degli interventi urgenti disposti con la delibera 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 funzionali alla 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 2013 ha presentato impegni utili al perseguimento dell'interesse tutelato dalle disposizioni che si assumono violate.

In particolare, tali impegni consistono, da un lato, nel ristoro degli oneri finanziari riconosciuti dal sistema elettrico ai predetti utenti del dispacciamento con punti di prelievo nell'area di ACEA Distribuzione, per i quali la liquidazione delle partite economiche di competenza 2011 è avvenuta in ritardo, e, dall'altro, nel risarcimento verso gli utenti del dispacciamento per ogni comunicazione aggregata oraria mensile riferita all'anno 2011 che risulti essere stata incoerente in rapporto ai relativi dati di fatturato valutati in occasione della comunicazione di conguaglio annuale inviata a Terna.

Con la delibera 548/2015/S/eel, pubblicata in data 30 novembre 2015, l'AEEGSI ha dichiarato ammissibile la suddetta proposta di impegni ed il 30 dicembre si è conclusa la fase di *market test*.

Si è, pertanto, in attesa dell'accettazione formale degli impegni da parte dell'AEEGSI.

Si segnala inoltre che, in data 20 febbraio 2014, l'AEEGSI con **delibera 62/2014/S/eel** ha avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti della Società per accertare presunte violazioni in materia di messa in servizio e lettura dei misuratori elettronici di energia elettrica in bassa tensione: la violazione deriva dalle evidenze emerse dalla raccolta dati relativa all'anno 2012, con la quale le imprese di distribuzione davano evidenza all'Autorità dello stato di avanzamento del piano di installazione e messa in servizio dei misuratori, rispetto alla soglia stabilita del 95%. Alla data del 30 giugno 2013 la Società dichiarava una percentuale di misuratori pari all'89,9%.

Il 6 maggio 2014 ACEA Distribuzione inviava memoria difensiva scritta all'AEEGSI ai sensi dell'articolo 14 della delibera 243/2012/E/com - 'Regolamento per la disciplina dei procedimenti sanzionatori e delle modalità procedurali per la valutazione degli impegni'.

Nel mese di gennaio 2016, mediante dichiarazione di atto notorio a firma del legale rappresentante della Società, si è provveduto a dare conferma all'Autorità che la percentuale dei misuratori elettronici messi in servizio al 31 dicembre 2014, rispetto al totale dei POD in bassa tensione con potenza disponibile inferiore a 55 kW, è superiore al 95%, nel rispetto di quanto riportato nella suddetta memoria.

Attualmente, quindi, si è in attesa della comunicazione delle risultanze istruttorie.

In ultimo si riporta che la **delibera 512/2013/S/eel** dell'AEEGSI, che a seguito della VIS 60/11, l'AEEGSI ha disposto l'irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria pari ad € 517.000 nei confronti della Società, per inadem-

pimenti in materia di registrazione delle interruzioni. La violazione riguarda l'obbligo, previsto nel TIQE 2011-2015, di annotare su appositi elenchi tutte le chiamate ricevute per segnalazioni guasti, anche in assenza di interruzioni (articolo 13, comma 2, lettera c).

La Società ha presentato ricorso al TAR Lombardia, il quale ha accolto parzialmente la richiesta di annullamento del provvedimento, riducendo la sanzione per ACEA Distribuzione ad € 50.000. Con la delibera 14/2016/C/eel l'Autorità ha deciso di presentare ricorso al Consiglio di Stato.

ILLUMINAZIONE PUBBLICA

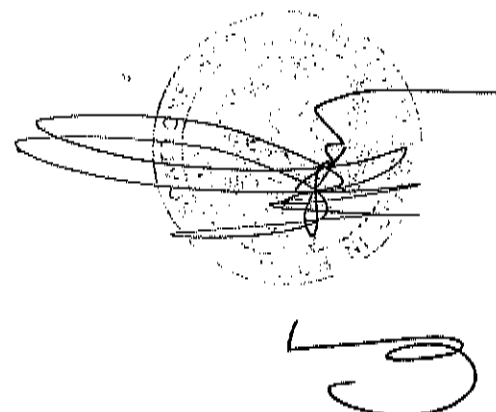
Il 15 marzo 2011 ACEA e Roma Capitale hanno stipulato l'adeguamento del Contratto di Servizio di pubblica illuminazione.

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).

Nel corso del 2015 Acea Illuminazione Pubblica ha realizzato complessivamente 2.324 punti luce su richiesta sia di Roma Capitale che di clienti terzi. Si segnalano quelli realizzati nella Galleria Alta Velocità Tiburtina IP (Asse 2), della Stazione Metro B1 Jonio e Metro C Lodi, il completamento dei lavori per l'apertura della Prenestina Bis (447 corpi illuminanti) nonché la realizzazione di illuminazione dei Fori Imperiali (530 punti luce) inaugurato lo scorso 21 aprile in occasione del Compleanno di Roma.

È da rilevare che nel corso del 2015 Acea Illuminazione Pubblica, ha chiuso ed affidato le gare per la fornitura ed installazione dei corpi illuminanti destinati alla trasformazione a LED degli impianti funzionali. In attesa della definizione, da parte di Roma Capitale, della firma del contratto generale, sempre su mandato di Roma Capitale, è stato realizzato uno stralcio del Piano Generale, riguardante 4.434 punti luce localizzati nell'area urbana di Tor Bella Monaca. Tale installazione ha validato i dati del risparmio energetico atteso di



circa il 55%, in linea con quanto concordato con Roma Capitale. Si segnala che, a seguito di numerosi furti di cavi, sono stati posati oltre 71 km di nuovi cavi utilizzando una nuova tipologia di cavo elettrico, in alluminio ramato che, combinando una minore quantità di rame con l'alluminio, comporta come primo e principale vantaggio la difficile separazione, se non mediante mezzi e processi industriali, dei due metalli.

È continuata l'attività di bonifica impianti che prevede l'ispezione, la manutenzione straordinaria e l'eventuale rifacimento in classe II dei punti luce gestiti per conto di Roma Capitale così come è proseguita la manutenzione programmata degli impianti e la manutenzione artistica con interventi di ammodernamento degli impianti su vari siti di importanza storica ed archeologica.

CORPORATE

Risultati economici e patrimoniali del periodo

Risultati economici e patrimoniali (€ milioni)	31.12.15	31.12.14	Variazione	Variazione %
Ricavi	113,3	122,8	(9,5)	(7,7%)
Costi	113,2	116,7	(3,5)	(3,0%)
Margine Operativo Lordo	0,2	6,1	(5,9)	(97,3%)
Risultato operativo	(19,6)	(21,5)	38,0	(176,8%)
Dipendenti medi (n.)	634	670	(36)	(5,4%)
Investimenti	11,8	14,2	(2,4)	(16,9%)
Indebitamento finanziario netto	(416,3)	(442,1)	25,8	(5,8%)

ACEA chiude l'esercizio 2015 con un livello di EBITDA per € 0,2 milioni in peggioramento, rispetto al 31 dicembre 2014, di € 5,9 milioni essenzialmente per l'effetto combinato (i) della riduzione dei ricavi per contratti di servizio anche se compensata in parte dalla crescita dei ricavi da prestazioni infragruppo e dalla crescita delle rivalse di personale distaccato, (ii) dalla crescita di costi esterni prevalentemente per consulenze di natura tecnica, informatica ed amministrativa e da costi di personale distaccato, più che mitigate dal proseguimento della politica di contenimento dei costi (iii) per minori iscrizioni di partite straordinarie.

L'organico medio al 31 dicembre 2015 si attesta a 634 unità e risulta essere in riduzione rispetto all'esercizio precedente (erano 670).

Gli investimenti si attestano a € 11,8 milioni e, rispetto al 31 dicembre 2014 registrano un decremento di € 2,4 milioni, attribuibili all'effetto combinato di maggiori investimenti nelle immobilizzazioni materiali e minori nelle immateriali. L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2015 è pari a € 416,3 milioni e registra un miglioramento rispetto alla chiusura dell'esercizio 2014 di € 25,8 milioni. Tale variazione discende (i) dai dividendi deliberati dalle società controllate al netto dei dividendi pagati ai Soci (+ € 7,3 milioni), (ii) dal miglioramento delle valutazioni al cambio e del fair value degli strumenti finanziari (+€ 9,1 milioni) nonché (iii) dalla riduzione del fabbisogno generato dalle variazioni del circolante fra cui il pagamento di debiti verso fornitori e di debiti tributari.

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 opera come tesoreria centralizzata per le maggiori Società controllate.

Il rapporto *intercompany*, il cui contratto di tesoreria centralizzata è stato rivisitato a partire dal 1° luglio 2015, si esplica attraverso:

- la concessione di una linea di credito di tipo *revolving* (Linea di Finanza Inter-societaria), destinata alla copertura del fabbisogno finanziario per esigenze di circolante e per investimenti. Tale linea di credito (i) ha efficacia a decorrere dal 1° luglio 2015 fino al 31 dicembre 2017 e (ii) genera interessi ad un tasso fisso definito in base ai tassi applicati sul mercato dei capitali per emissioni cd. ibride nel settore delle *utilities* che potrà essere aggiornato annualmente. E' previsto un eventuale margine aggiuntivo legato al livello di esposizione e ai costi di rating di ACEA. Per progetti specifici e pianificati ACEA potrà concedere una linea di credito dedicata;
- la messa a disposizione di proprie linee di credito per garanzie bancarie ovvero attraverso il rilascio diretto di garanzie societarie (Linea per Garanzie). Tale linea (i) ha efficacia a decorrere dal 1° luglio 2015 fino al 31 dicembre 2017, (ii) fissa un *plafond* per tipologia di garanzia e (iii) genera una commissione distinta tra garanzie bancarie e garanzie societarie.

ACEA presta inoltre alle società controllate e collegate servizi di natura amministrativa, finanziaria, legale, logistica, direzionale e tecnica al fine di ottimizzare le risorse

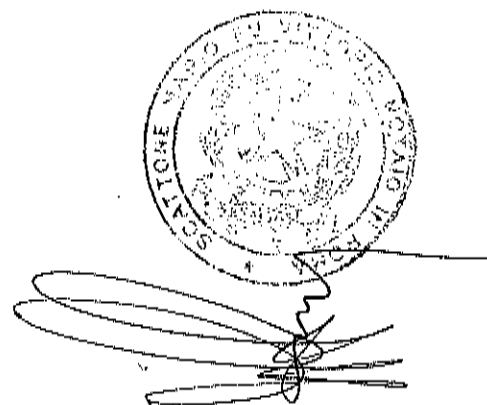
disponibili nell'ambito della Società stessa e per utilizzare in modo ottimale il *know-how* esistente in una logica di convenienza economica. Tali prestazioni sono regolate da appositi contratti di servizio.

Per quanto attiene i contratti di servizio, a decorrere dal 1° gennaio 2014 e con durata triennale, ACEA ha rivisto il catalogo dei servizi offerti, ha allineato i corrispettivi a prezzi di mercato, ha reso i contratti di servizio *compliant* ai fini regolatori e del M.O.G.C. e ha introdotto nuovi SLA (*Service Level Agreement*) in un'ottica di miglioramento del livello di servizio offerto, da rapportare a relativi KPI (*Key Performance Indicator*).

Si informa inoltre che, nell'ambito del progetto Acea 2.0, sono stati stipulati *addendum* specifici al contratto di servizio che regolano le prestazioni rese da ACEA alle principali Controllate.

Il corrispettivo è stabilito pari al costo sostenuto.

Nell'ambito del progetto Acea2.0 ACEA e le Società in ambito hanno approvato un contratto che consente l'implementazione delle principali iniziative di sviluppo tecnologico (trasversali e di business) mediante l'istituto della comunione. Il suddetto contratto contiene le regole di natura economico - finanziaria e di partecipazione.



FATTI DI RILIEVO INTERVENUTI NELL'ESERCIZIO

Acea 2.0: investimenti per 500 milioni di euro per gestione digitale di infrastrutture e reti

Nel corso del mese di febbraio, sono stati pubblicati sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea i primi due lotti dei nuovi bandi di gara che ACEA ha predisposto per digitalizzare le modalità di intervento e gestione delle proprie reti idriche e di distribuzione elettrica. Il Gruppo ACEA ha così avviato un percorso che, entro il 2016, permetterà di gestire attraverso innovative tecnologie *mobile* e in modo perfettamente integrato, tutti i processi di lavoro: dalla realizzazione di infrastrutture ai servizi di manutenzione, dalla gestione delle reti al customer care, etc. Questa rivoluzione sarà possibile grazie al sistema *Work Force Management* (WFM), una piattaforma informatica digitale - realizzata dalla multinazionale SAP - che consentirà di coordinare e monitorare in tempo reale tutte le attività di ACEA e dei suoi fornitori.

La gestione delle reti idriche a Roma e Frosinone e la distribuzione di energia elettrica a Roma saranno le prime due aree industriali a essere interessate dal processo di digitalizzazione, a partire dalla selezione dei fornitori, che dovranno obbligatoriamente adottare la nuova metodologia di lavoro digitale.

ACEA ha infatti predisposto una nuova modalità di bandi che consentirà di investire sul territorio circa 500 milioni di euro, attuando una significativa concentrazione dei lotti: da 100 appalti annuali si passerà a 5 macroappalti, attivando così affidamenti strategici e di lungo periodo (da un minimo di 3 a un massimo di 5 anni).

Una volta diventati operativi, i nuovi affidamenti permetteranno di gestire digitalmente ogni fase lavorativa dei 43.000 interventi che ACEA realizza ogni anno sul territorio romano e laziale, riducendo di circa un terzo i tempi di lavoro e di servizi forniti. Tecnici e operai, dotati di tablet e palmari, dopo aver completato ciascuna fase del proprio incarico, potranno documentarne gli esiti inviando foto georeferenziate. Questo consentirà un controllo in tempo reale dell'andamento dei lavori e degli interventi di manutenzione, con l'applicazione automatica di penali in caso di ritardi e di premialità (fino al 10% del valore dell'appalto) in caso di risultati ottimali. Il sistema permette inoltre di monitorare in tempo reale le performance dei lavori eseguiti, che saranno valutate ogni quattro mesi sulla base di parametri di qualità del servizio elaborati e certificati da uno studio ad hoc.

Acea S.p.A.: l'Assemblea degli Azionisti approva il Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2014. L'Assemblea ha altresì deliberato la destinazione dell'utile civilistico 2014 di ACEA S.p.A. nonché la distribuzione di un dividendo complessivo di € 95.834.205,00, pari a € 0,4500 per azio-

ne, che è stato messo in pagamento a partire dal 24 giugno 2015 con stacco cedola in data 22 giugno e record date il 23 giugno.

Nella medesima seduta l'Assemblea degli Azionisti ha approvato l'ampliamento del Consiglio di Amministrazione da 7 a 9 membri e ha nominato Consiglieri la dottoressa Roberta Neri e l'ing. Massimiliano Capece Minutolo del Sasso, i quali resteranno in carica fino alla scadenza dell'attuale Consiglio, ossia con l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2016.

I Consiglieri Roberta Neri e Massimiliano Capece Minutolo del Sasso hanno dichiarato il possesso dei requisiti di indipendenza previsti dalla Legge, dallo Statuto Sociale e dal Codice di Autodisciplina delle società quotate.

Acea S.p.A.: Approvato il Piano Industriale 2015 - 2019
Il 9 giugno 2015 il Consiglio di Amministrazione di ACEA ha approvato il Piano Industriale del Gruppo relativo al periodo 2015-2019. Tale piano conferma le strategie di sviluppo in essere, ponendo una forte focalizzazione sulla crescita organica, soprattutto delle attività regolamentate che continueranno a generare circa il 75% dell'EBITDA consolidato. ACEA reitera l'importante *commitment* orientato all'efficienza operativa e organizzativa, all'innovazione, nonché al miglioramento della qualità dei servizi.

Acea S.p.A.: Moody's conferma il rating "Baa2" e l'outlook "Stabile"

Il 24 giugno 2015, Moody's ha comunicato di aver confermato il rating di ACEA pari a "Baa2" e l'*outlook* "Stabile". La decisione di Moody's segue di pochi giorni l'approvazione da parte di ACEA del Piano Industriale 2015-2019, che conferma la focalizzazione della strategia sui business regolati e consente alla Società il mantenimento di un'adeguata flessibilità finanziaria.

Acea S.p.A.: Fitch Ratings conferma il rating "BBB+" e l'outlook "Stabile"

Il 26 giugno 2015, Fitch Ratings ha comunicato di aver confermato il rating di ACEA pari a "BBB+" e l'*outlook* "Stabile".

L'Agenzia spiega la conferma del rating e dell'*outlook* con la recente approvazione da parte della Società del Piano Industriale 2015-2019, che reitera la focalizzazione della strategia sulle attività regolate e l'impegno al mantenimento di una solida struttura finanziaria.

Il 17 settembre 2015, il Dr. Franco Balsamo, Direttore Amministrazione Finanza e Controllo e Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari, ha comunicato le proprie dimissioni da ACEA S.p.A., a far data dal 1° ottobre 2015.

acea 2.0: Go Live ACEA Ato2

Nel pieno rispetto della roadmap del progetto, il 26 settembre la Sala Operativa di ACEA Ato2 pianifica il primo ordine di lavoro con SAP ed il 28 settembre i clienti vengono accolti presso gli sportelli e serviti con i nuovi sistemi.

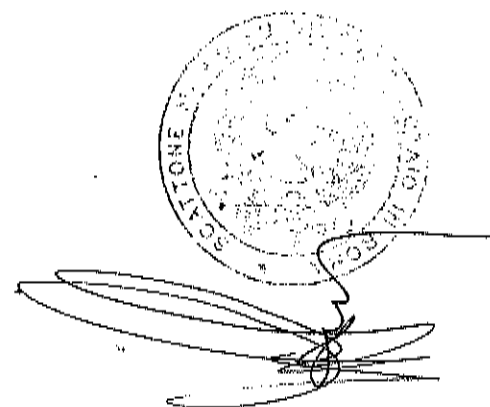
acea S.p.A.: nuovo Direttore Amministrazione Finanza e Controllo di ACEA S.p.A.

Il Dr. Demetrio Mauro è il nuovo Chief Financial Officer (CFO) e dirigente preposto di ACEA S.p.A., con decorrenza 1° gennaio 2016.

acea S.p.A.: Standard & Poor's conferma il rating "BBB-/A-3" e l'outlook "Stabile" e migliora il giudizio sulla liquidità da "adequate" a "strong"

Il 4 dicembre, Standard & Poor's ha comunicato di aver confermato il rating di ACEA S.p.A. pari a "BBB-" sul debito a lungo termine e ad "A-3" sul debito a breve termine, con outlook "Stabile".

L'Agenzia ha migliorato il giudizio sulla liquidità da "adequate" a "strong", in quanto ritiene che ACEA manterrà una soddisfacente riserva di liquidità nei prossimi 24 mesi.



FATTI DI RILIEVO INTERVENUTI SUCCESSIVAMENTE ALLA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

Acea S.p.A.: Approvato il Piano Industriale 2016 - 2020
L'11 marzo 2016 il Consiglio di Amministrazione di ACEA ha approvato il Piano Industriale del Gruppo relativo al periodo 2016-2020. Tale piano conferma la focalizzazione della strategia sulle attività regolate, sull'innovazione e razionalizzazione dei processi interni, nonché sulla qualità del servizio. Le previsioni tengono conto del nuovo quadro regolatorio della distribuzione elettrica e idrica, con con-

seguinte ottimizzazione dell'allocazione delle risorse nelle aree di business maggiormente redditizie. Sono, inoltre, ipotizzate un'accelerazione e un incremento degli obiettivi di efficienza soprattutto con riferimento al progetto Acea 2.0.

Nella medesima seduta il Consiglio di Amministrazione ha inoltre approvato il Bilancio 2015 e la proposta di distribuzione di un dividendo di € 0,50 per azione.

PRINCIPALI RISCHI ED 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 E NORMATIVI

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, del business dell'energia elettrica, del gas e dell'acqua.

Come già evidenziato nel presente documento le regole di assetto territoriale e di governance del servizio idrico integrato sono state al centro di specifici interventi normativi del corso sia del 2014 (Decreto Sblocca Italia e Legge di Stabilità) che nel 2015 con riferimento principalmente al riordino della disciplina dei servizi pubblici locali a rilevanza economica (Riforma Madia) e in materia ambientale con il cd Collegato Ambientale (Green Economy).

Con Legge 22 maggio 2015, n. 68 (pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale 28 maggio 2015, n. 122) sono state approvate nuove disposizioni in tema di reati ambientali.

In particolare, la citata Legge 68/2015 introduce, nel Codice Penale, il nuovo Titolo VI-bis - "Dei delitti contro l'ambiente" e modifica gli art. 257 e 260 del D.lgs. 152/2006. I delitti di nuova introduzione vanno ad ampliare il catalogo dei reati presupposto in grado di attivare la responsabilità degli Enti ai sensi del D.lgs. 231/2001, imponendo un aggiornamento dei modelli organizzativi.

RISCHI OPERATIVI E AMBIENTALI

ACEA (ATO2) - criticità connesse all'esistenza di servizi non a norma

La sottoscrizione della Convenzione di Gestione ha sancito ufficialmente l'obbligo del trasferimento ex lege dei servizi idrici integrati dei Comuni appartenenti all'ATO2

(ad eccezione dei servizi tutelati). In realtà i tempi e le modalità attuative di tale trasferimento sono stati disattesi dagli eventi, a causa sia della mancata disponibilità da parte di alcune Amministrazioni Comunali all'effettivo trasferimento del Servizio, sia della impossibilità per il Gestore, in particolare a partire dal 2008, di acquisire la gestione di impianti idrici, fognari e depurativi non conformi alle norme di legge vigenti per non sottoporsi e/o sottoporre i propri Dirigenti alla conseguente azione penale da parte della magistratura.

Le maggiori criticità sono derivate infatti dalla presenza di scarichi ancora non depurati e/o impianti di trattamento esistenti da rifunionalizzare e/o adeguare a nuovi limiti di emissione determinati dall'Autorità di Controllo a seguito di una diversa valutazione del regime idrologico dei corsi d'acqua ricettori o, addirittura, della natura del recettore (suolo anziché corso d'acqua) per aver ritenuto lo scarico di alcuni depuratori sul suolo nei casi di corsi d'acqua asciutti trovati asciutti all'atto dei controlli.

La situazione di vera e propria emergenza ambientale ha richiesto anche interventi di natura istituzionale. Infatti la Regione ha sottoscritto nel 2008 un "Protocollo d'intesa per l'attuazione del piano straordinario di risanamento delle risorse fluviali, lacuali e marine finalizzato al superamento dell'emergenza scarichi nell'ATO2 - Lazio Centrale - Roma" con cui ha inteso disporre appositi finanziamenti per l'attuazione di alcuni degli interventi mirati al superamento dell'emergenza.

Ad oggi, grazie al notevole sforzo tecnico ed economico prodigato, sono stati collettati a depurazione 159 scarichi. Rimangono 88 scarichi ancora attivi di cui 56 inseriti in piani di intervento che sta curando ACEA Ato2 e 32 da eliminare a cura dei Comuni o della Regione con finanziamenti pubblici.

È stato recentemente predisposto, anche tenendo conto delle nuove norme regolatorie del SII, un Programma degli interventi per il periodo 2014-2017 con ulteriori indicazioni fino a fine concessione (2032). In tale Programma sono stati ricompresi, oltre che gli interventi di eliminazione degli anzidetti 56 scarichi ancora attivi, anche gli interventi per il completo risanamento igienico-sanitario del territorio dell'ATO2 quali l'adeguamento o il potenziamento dei depuratori obsoleti, che scaricano su "suolo" o in "fossi non perenni", secondo le interpretazioni dell'ente preposto al rilascio dell'autorizzazione o per variazioni del regime idraulico.

Il Programma degli interventi anzidetto, di cui è in corso l'aggiornamento in relazione a quanto stabilito dall'AE-EGSI con propria delibera n. 664/2015, presenta tuttavia forti criticità dovute ai tempi pluriennali prevedibili per la realizzazione delle opere non compatibili con l'obbligo di immediato rispetto della normativa vigente. Tali tempi sono dovuti sia alla fase di rilascio delle autorizzazioni che alla fase costruttiva vera e propria.

A ciò si aggiunge la forte inerzia che ha caratterizzato gli investimenti di settore, in considerazione del lungo iter attuativo della legge Galli con la conseguente necessi-

tà di colmare gap infrastrutturali considerevoli in tempi troppo stretti, se raffrontati a quelli necessari per il superamento delle varie fasi autorizzative previste dalle norme vigenti. Il che ha provocato ritardi nell'attuazione degli interventi rispetto ai vincoli imposti dalle direttive comunitarie in materia ambientale e di potabilità, con la conseguenza dell'applicazione di procedure d'infrazione da parte della comunità europea. Tali criticità sono state rappresentate da parte della Società in tutte le sedi istituzionali (Regione Lazio, Provincia di Roma, Autorità d'Ambito ATO2, Prefettura, Amministrazioni Comunali) al fine di coinvolgere tutti i soggetti interessati nella necessità di accelerare al massimo i processi amministrativi propedeutici alla realizzazione delle opere.

ACEA ATO2 – criticità del sistema fognario e depurativo

Sotto il profilo autorizzativo, risultano ancora permanere le criticità connesse alla classificazione del regime idraulico dei corsi d'acqua ed in generale dei corpi idrici recettori dal quale sostanzialmente derivano, soprattutto all'atto del rinnovo dei titoli autorizzativi, l'applicazione di limiti più restrittivi o comunque diversi da quelli per i quali la struttura impiantistica è stata progettata, realizzata e gestita.

A tale proposito, la Società, in taluni casi ha ritenuto di adire la giustizia amministrativa affinché fossero rimosse le prescrizioni autorizzative ritenute non allineate con le previsioni di legge.

Sotto il profilo sanzionatorio, nel corso del 2015, si è registrata una relativa flessione delle sanzioni di carattere amministrativo applicate per le violazioni di disposizione afferenti alla disciplina degli scarichi, che risentono, sensibilmente, dell'incerto quadro regolatorio in merito alla classificazione dei corpi recettori sopra delineato.

In merito alla situazione dei sequestri si informa che la competente Autorità Giudiziaria, su specifica istanza della Società, ha disposto nel mese di marzo 2015, il dissequestro e la restituzione dell'impianto di depurazione "Roma Est" per il quale, in data 5 febbraio 2014, il Tribunale Ordinario di Roma aveva emesso il decreto di sequestro preventivo per una contestata violazione degli articoli 81 epv, 110 c.p., art. 256 commi 1 e 2 D.L.vo 152/2006. ACEA Ato2, di concerto con i custodi giudiziari nominati con il medesimo decreto, ha portato avanti il proprio progetto di manutenzione dell'impianto in maniera efficiente e continuativa; i monitoraggi eseguiti dai professionisti indicati dai custodi giudiziari hanno confermato il rispetto degli standard previsti nella vigente normativa, sia con riferimento agli scarichi che ai fanghi prodotti.

È tuttora in fase di attuazione, anche all'esito del rilascio dell'autorizzazione alle emissioni in atmosfera oltre che del rinnovo dell'autorizzazione allo scarico, un piano di attività, teso al ripristino delle condizioni di funzionalità ordinaria dell'impianto.

Con riferimento all'impianto di depurazione di Roma Nord permane, invece, il provvedimento di sequestro.

Si è tenuta, nel corso del primo semestre del 2015, l'udienza preliminare afferente al citato procedimento relativo all'impianto di Roma Nord nella quale è stato disposto il rinvio a giudizio anche della Società, ai sensi del D.lgs. 231/2001.

Ciò detto, ACEA Ato2, in adesione alle richieste a suo tempo formulate dal custode giudiziario e dal Consulente Tecnico del GIP, ha pianificato ed avviato una serie di lavori, allo stato attuale in fase di avanzata realizzazione, tesi al completamento delle attività di manutenzione

straordinaria ed al conseguente ripristino delle condizioni di funzionalità ordinaria della linea fanghi del citato impianto. Anche per tale impianto, è stata rilasciata l'autorizzazione alle emissioni in atmosfera.

Le attività di completamento degli interventi sono quindi in corso.

Con riferimento ai due impianti di depurazione di Roma Nord ed Est, le contestazioni mosse dall'Autorità Giudiziaria possono, allo stato attuale, essere ricondotte a due diversi profili afferenti:

- * alla modalità di gestione e recupero dei fanghi di depurazione;
- * al mancato funzionamento di alcune sezioni impiantistiche ed alla connessa contestata violazione delle prescrizioni autorizzative.

Con riferimento al primo profilo, sono stati rappresentati all'Autorità Giudiziaria procedente gli standard gestionali, conformi alle migliori pratiche del settore, adottati, nonché le valutazioni tecniche e giuridiche poste a fondamento di tali standard, anche mediante la produzione di consulenze tecnico-giuridiche redatte da specialisti del settore di caratura internazionale, nonché da Strutture Tecniche riconosciute a livello istituzionale.

Con riferimento al secondo profilo, è stato evidenziato alla medesima Autorità Giudiziaria che ACEA Ato2 ha operato sulla base delle condizioni oggettive dell'impianto e delle concrete esigenze del servizio, conformando la propria azione ai criteri dell'ottimizzazione gestionale e della minimizzazione degli impatti, nonché al rispetto delle norme, a vari livelli vigenti.

Le attività di depurazione sono state interessate da attività di indagine da parte dell'Autorità Giudiziaria, nel contesto delle quali, è stato emesso, nel mese di agosto 2015, un provvedimento di sequestro dello scarico di un del depuratore "Colubro". Nel mese di Agosto 2015, ACEA Ato2 ha formulato istanza volta alla determinazione di prescrizioni per la riattivazione dello scarico, reiterate nel mese di ottobre 2015, mediante la formulazione di specifica istanza, supportata da dettagliata documentazione tecnico-progettuale.

Nelle attuali condizioni è stato attivato un servizio di allontanamento dei reflui mediante autobotti.

Si segnala inoltre che nel mese di Luglio 2015, il Tribunale Ordinario di Roma ha disposto il sequestro «del pozzetto idrico e della sottostante camera di Via della Acacie angolo Via della Saggina». Il sequestro, di natura probatoria, è stato emesso nel contesto delle attività di indagine, avviate e tuttora in corso, a seguito di decesso di un dipendente ACEA Ato2 avvenuto all'interno della citata camera in data 28 luglio 2015.

ACEA Ato2 – criticità del sistema idrico

A seguito dell'acquisizione della gestione del SII sono emerse due criticità:

- qualità dell'acqua emunta;
- carenza idrica principalmente nella zona a Sud di Roma.

Per quanto attiene alla prima la crisi quali-quantitativa generata dalla presenza sul territorio di fonti con acqua di qualità non conforme rispetto a parametri chimici come arsenico e fluoro naturalmente presenti nelle fonti di approvvigionamento sotterranee in aree di origine vulcanica, con conseguenti criticità in termini di quantità e qualità dell'acqua distribuita (Comuni del comprensorio dei Castelli Romani e più in generale ricadenti nelle aree vulcaniche dell'ATO con oltre 170.000 abitanti e quattordici Comuni), ha visto la Società impegnata nell'e-

laborazione e realizzazione di adeguati piani di rientro, necessari per il rispetto dei parametri dettati dal D. Lgs. n.31/2001 e recepiti nella successiva pianificazione degli investimenti del Piano d'Ambito.

A tal fine sono state pianificate e realizzate interventi di:

- sostituzione delle fonti di approvvigionamento locali qualitativamente critiche con fonti connotate da migliori caratteristiche qualitative;
- miscelazione delle fonti con acque prive degli elementi indesiderati;
- realizzazione di impianti di potabilizzazione mediante tecnologia a filtrazione o ad osmosi inversa.

Le attività di cui sopra si sono concluse nel 2014 con la messa in esercizio del potabilizzatore "Le Corti" in agro del Comune di Velletri.

Oggi, a seguito dell'ultimazione delle attività innanzi descritte, risulta, pertanto, necessario completare gli interventi, già programmati, volti a garantire la qualità dell'acqua distribuita sui citati territori anche in condizioni sfavorevoli (siccità, fuori servizio) e implementare gli impianti di potabilizzazione per aumentarne l'affidabilità. Gli sforzi della Società verranno poi indirizzati a realizzare nuovi impianti per incrementare l'approvvigionamento idrico, soprattutto nel periodo estivo, nei comuni di Oriolo Romano, Sant'Oreste, Allumiere (seconda linea), Fiano Romano e Vejano.

Per quanto attiene alla seconda criticità, ovvero la carenza idrica riscontrata principalmente nella zona dei Colli Albani, il cui approvvigionamento dipende dall'acquedotto del Simbrivio, da quello della Doganella e da oltre 140 pozzi locali, nel corso degli anni sono stati realizzati vari interventi volti a mitigare tale criticità, quali la derivazione della sorgente del Pertuso, l'attivazione di nuovi impianti, il serbatoio di Arcinazzo e l'impianto "booster" del Ceraso.

Inoltre, tra gli interventi finalizzati a fronteggiare al meglio le situazioni di emergenza idrica che si verificano, in particolare in alcuni comuni a sud di Roma, in coincidenza con i mesi estivi e in concomitanza con l'incremento dei consumi, si è posta particolare attenzione alla gestione della risorsa idrica. Ad esempio, nel comune di Velletri, per contenere la situazione critica, sono state effettuate turnazioni idriche, divulgate anche sui siti web aziendali, e Acea Ato 2 ha messo in campo un servizio di rifornimento tramite autobotti che ha consentito di limitare i disagi alla cittadinanza. Analoghe problematiche si sono verificate nel comune di Olevano comunque risolte.

Acea 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.

Acea 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 all'efficacia degli investimenti** discende in primis dalla sempre più stringente disciplina dell'AEEGSI in tema di continuità del servizio. La risposta messa in campo da ACEA Distribuzione per contrastare tale rischio consiste nel rafforzare gli strumenti di analisi del funzionamento delle reti al fine di orientare sempre meglio gli investimenti (es. Progetto ORBT), e nell'applicazione di nuove tecnologie (es. automazione rete MT, smart grid, ecc.).

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 2014 sono stati sospesi per "non conformità" sulla sicurezza n. 43 cantieri, in fronte di un totale di 1240 visite effettuate. Nel 2015 le sospensioni sono state 77, mentre le visite effettuate 1369.

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

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, risulta 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 e gas naturale 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 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 giornaliera). L'esecuzione di tali attività è distribuita tra l'Unità *Risk Control* ed i *Risk Owner*.

In particolare:

- annualmente devono essere riesaminate le misure degli indicatori di rischio, ossia dei limiti vigenti, che

devono essere rispettati nella gestione dei rischi. Tali attività sono in carico al CFO con il supporto di *Risk Control*;

- giornalmente, l'Unità *Risk Control* è responsabile del controllo dell'esposizione ai rischi di mercato delle società dell'Area industriale Energia e della verifica del rispetto dei limiti definiti.

- La reportistica relativa verso il Top Management ha periodicità giornaliera e mensile. Quando richiesto dal Sistema di Controllo Interno, *Risk Control* è responsabile dell'invio all'Unità *Internal Audit* di ACEA delle informazioni richieste nel formato adeguato.

I limiti di rischio dell'Area Energia sono definiti in modo tale da:

- minimizzare il rischio complessivo dell'intera area,
- garantire la necessaria flessibilità operativa nelle attività di *approvvigionamento delle commodities* e di *hedging*,
- ridurre le possibilità di *over-hedging* derivanti da variazioni nei volumi previsti per la definizione delle coperture.

Il Rischio Mercato è distinguibile in "Rischio Prezzo", ossia il rischio legato alla variazione dei prezzi delle *commodity*, e "Rischio Volume", ossia:

- per Acea Energia è il rischio legato alla variazione dei volumi effettivamente venduti rispetto ai volumi previsti dai contratti di vendita ai clienti finali (profili di vendita),
- per ACEA Produzione è il rischio legato alla variazione dei volumi prodotti e dei volumi venduti.

Gli obiettivi dell'analisi e gestione dei rischi sono:

- proteggere il Primo Margine contro imprevisti e sfavorevoli shock di breve termine del mercato dell'energia che abbiano impatti sui ricavi o sui costi,
- identificare, misurare, gestire e rappresentare l'esposizione al rischio di tutte le società operative di ACEA facenti riferimento all'Area Energia,
- ridurre i rischi attraverso la predisposizione e l'applicazione di adeguati controlli interni, procedure, sistemi informativi e competenze,
- delegare al *Risk Owner* il compito di proporre le opportune strategie di copertura dai singoli rischi, nell'ambito di livelli minimi e massimi prefissati.

La valutazione dell'esposizione al rischio prevede le seguenti attività:

- aggregazione delle *commodity* e architettura del book di rischio,
- analisi puntuale dei profili orari degli acquisti e delle vendite contenendo le posizioni aperte, ossia l'esposizione delle posizioni fisiche di acquisto e vendita delle singole *commodities*, entro limiti volumetrici prestabiliti;
- creazione scenari di riferimento (prezzi, indici),
- calcolo degli indicatori/metriche di rischio (Esposizione volumetrica, VAR, PAR di portafoglio, *range* di prezzo),
- verifica del rispetto dei limiti di rischio vigenti.

Rischio di tasso d'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 da tempo le linee guida della *credit policy* con le quali sono state individuate differenti strategie di gestione dei crediti. Attraverso criteri di flessibilità, ed

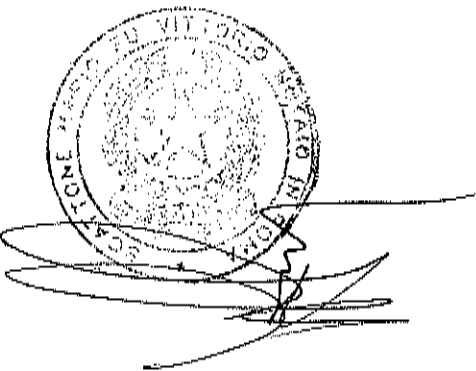
in forza dell'attività gestita nonché della segmentazione della clientela, il rischio credito viene gestito tenendo conto sia della tipologia dei clienti (pubblici e privati) sia dei comportamenti disomogenei dei singoli clienti (*score comportamentale*). La gestione dinamica delle strategie di recupero è effettuata attraverso un sistema gestionale del credito, implementato negli ultimi anni sulle principali società del Gruppo. Il Progetto Acea2.0 include anche la revisione complessiva del processo di gestione del credito sia in termini di mappa applicativa che di standardizzazione delle attività per tutte le società del Gruppo. Dal punto di vista organizzativo 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 riportano funzionalmente al CFO di ACEA che ha il presidio *end to end* di tutto il processo. Anche nel 2015 il Gruppo ha posto 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.

Società	M/L Termine	Breve Termine	Outlook	Data
Moody's	Baa2	Na	Stabile	24.06.15
Standard & Poor's	BBB-	A-3	Stabile	09.12.15
Fitch	BBB+	Na	Stabile	24.06.15



79

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

I risultati raggiunti dal Gruppo ACEA al 31 dicembre 2015 sono superiori alle previsioni.

Il Gruppo ACEA, nei prossimi mesi, continuerà ad impegnarsi nell'opera, già avviata nel 2014, di razionalizzazione ed efficientamento dei processi operativi di tutte le aree di business e di quelli corporate. Tali obiettivi verranno perseguiti anche attraverso un importante sviluppo dei sistemi informativi che consentirà, entro il 2016, di gestire reti e fornire servizi in modo innovativo.

Lo sviluppo tecnologico e il cambiamento delle abitudini e aspettative dei clienti, hanno posto il Gruppo ACEA di fronte alla necessità di un profondo cambiamento che è non solo tecnologico, ma anche organizzativo e culturale e che ha preso il nome di Acea2.0.

La digitalizzazione dei processi, realizzata a partire dal 28 settembre 2015 con ACEA Ato2, ha avviato una vera e propria *business transformation* che ha previsto una riorganizzazione aziendale con una forte attenzione alle persone, riqualificate e coinvolte totalmente nel processo di cambiamento.

Acea 2.0 rappresenta una rivoluzione del modo di lavorare, portando sempre più l'azienda nella direzione di un paradigma *mobile office* e con processi disegnati in ottica *customer-oriented*.

Con l'introduzione del *Workforce Management* aumenta la produttività, si riducono gli sprechi, è sempre più forte l'attenzione alla sostenibilità ambientale e alla sicurezza dei lavoratori, inoltre migliora la qualità delle operations e del servizio offerto ai nostri clienti grazie a processi più snelli, veloci e trasversali alle varie strutture che intervengono.

Le sfide in corso prevedono una massiccia iniezione di tecnologie digitali per il ridisegno del modo di rapportarci al cliente, con l'obiettivo finale di fornire servizi ad alto valore aggiunto tramite i canali che consentono interazioni più semplici e attività self service.

Il programma realizza la volontà dell'azienda di fare importanti investimenti che, senza incidere sulla solidità della struttura finanziaria del Gruppo, hanno un immediato impatto positivo sulle performance, sull'EBITDA e sui processi di fatturazione e incasso.

Con questo processo di cambiamento e modernizzazione ACEA vuole realizzare un Gruppo dove la competitività e la centralità del cliente, diventano il perno intorno al quale si realizza la crescita.

Inoltre sarà sempre più intenso l'impegno di porre in essere tutte le azioni volte al continuo e costante miglioramento del processo di fatturazione e vendita al fine di proseguire nella riduzione del circolante e nel contenimento dell'indebitamento del Gruppo.

La struttura finanziaria del Gruppo ACEA risulta solida per gli anni futuri, in quanto l'intera posizione debitoria alla data del 31 dicembre 2015 risulta posizionata sul lungo termine con una vita media di circa 6,9 anni. Il debito è regolato per il 71,6% a tasso fisso in modo da garantire la protezione da eventuali rialzi dei tassi di interesse nonché da eventuali volatilità finanziarie o creditizie.

Per l'anno 2016, a parità di perimetro di attività, ACEA si aspetta:

- un aumento dell'EBITDA compreso tra il 2% e il 4%. Un aggiornamento più puntuale della guidance sarà fornito a giugno, in quanto - nel settore idrico - le nuove componenti tariffarie relative alla "qualità" troveranno una prima concreta applicazione tra marzo e aprile;
- investimenti pari a circa € 500 milioni;
- un indebitamento finanziario netto a fine anno compreso tra € 2,1 e € 2,2 miliardi.

DELIBERAZIONI IN MERITO AL RISULTATO DI ESERCIZIO E ALLA DISTRIBUZIONE AI SOCI

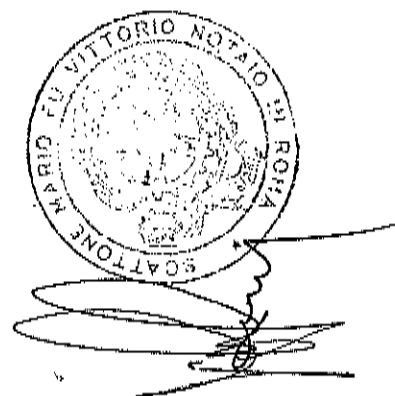
Signori Azionisti,
nell'invitarVi ad approvare il bilancio che Vi sottoponiamo,
Vi proponiamo di destinare l'utile dell'esercizio chiuso al
31 dicembre 2015, pari a € 145.605.512, come segue:

- € 7.280.276, pari al 5% dell'utile, a riserva legale
- € 106.482.450 ai Soci, corrispondenti ad un dividendo unitario di € 0,50,
- € 31.842.786 a utili a nuovo.

Il dividendo, cedola nr. 17, sarà messo in pagamento a partire dal 22 giugno 2016 con stacco cedola in data 20 giugno e *record date* il 21 giugno.

Alla data di approvazione del bilancio le azioni proprie sono pari a n. 416.993.

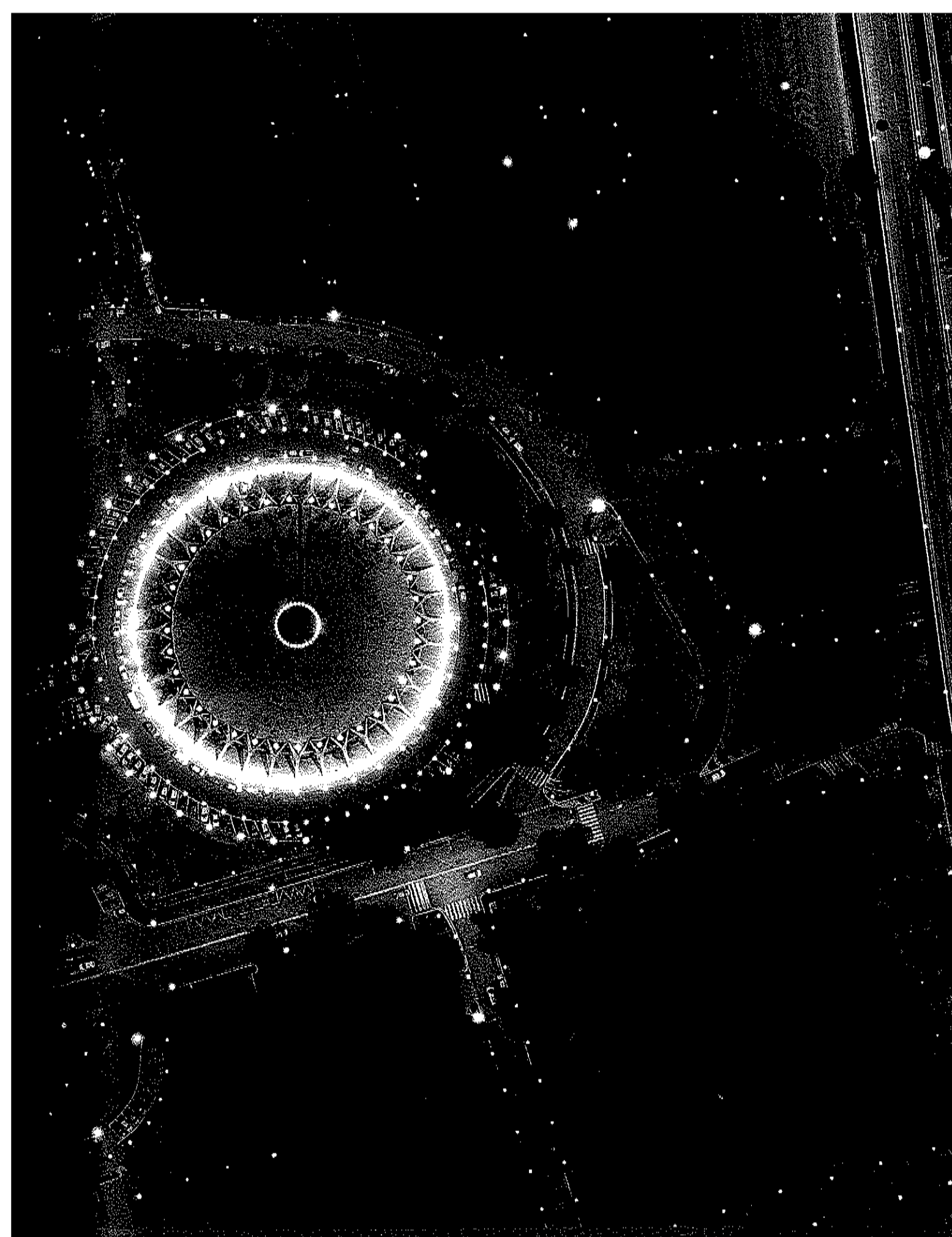
ACEA S.p.A.
Il Consiglio di Amministrazione



A large, stylized handwritten signature, possibly reading "L3", located below the notary stamp.



Palazzetto dello Sport (PalaTiziano) · Roma



**BILANCIO DELL'ESERCIZIO
CHIUSO AL 31 DICEMBRE 2015**

FORMA E STRUTTURA

INFORMAZIONI GENERALI

Il bilancio di ACEA S.p.A. per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2015 è stato approvato con delibera del Consiglio di Amministrazione del 11 marzo 2016. ACEA è una società per azioni, con sede in Italia, Roma, piazzale Ostiense 2, le cui azioni sono negoziate alla borsa di Milano.

CONFORMITÀ AGLI IAS/IFRS

Il bilancio è stato predisposto in conformità agli *International Financial Reporting Standards* (IFRS) efficaci alla data di redazione del bilancio, approvati dall'*International Accounting Standards Board* (IASB) ed adottati dall'Unione Europea, costituiti dagli *International Financial Reporting Standards* (IFRS), dagli *International Accounting Standards* (IAS) e dalle interpretazioni dell'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC) e dello *Standing Interpretations Committee* (SIC), collettivamente indicati "IFRS" e ai sensi dell'art.9 del D.Lgs. 38/05.

ACEA S.p.A. adotta i principi contabili internazionali, *International Financial Reporting Standards* (IFRS), a partire dall'esercizio 2006, con data di transizione agli IFRS al 1° gennaio 2005. L'ultimo bilancio redatto secondo i principi contabili italiani è relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2005.

BASI DI PRESENTAZIONE

Il Bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2015 è costituito dal Prospetto della Situazione Patrimoniale e Finanziaria, dal Prospetto di Conto economico, dal Prospetto di Conto economico Complessivo, dal Prospetto del Rendiconto finanziario e dal Prospetto delle variazioni del Patrimonio netto - tutti redatti secondo quanto previsto dallo IAS 1 - nonché dalle Note illustrative ed integrative, redatte secondo quanto previsto dagli IAS/IFRS vigenti.

Si specifica che il Conto economico è classificato in base alla natura dei costi, la Situazione Patrimoniale e Finanziaria sulla base del criterio di liquidità con suddivisione delle poste tra corrente e non corrente, mentre il Rendiconto Finanziario è presentato utilizzando il metodo indiretto.

Il Bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2015 è redatto in euro e tutti i valori sono arrotondati alle migliaia di euro tranne quando diversamente indicato.

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* rappresenta per 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 di 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*.

USO DI STIME

La redazione del Bilancio d'Esercizio, in applicazione agli IFRS, richiede l'effettuazione di stime ed assunzioni che hanno effetto sui valori dei ricavi, dei costi, delle attività e delle passività di bilancio e sull'informativa relativa ad attività e passività potenziali alla data di riferimento. I risultati di consuntivo potrebbero differire da tali stime. Le stime sono utilizzate per rilevare gli accantonamenti per rischi su crediti, per obsolescenza di magazzino, svalutazioni di attivo, benefici ai dipendenti, *fair value* degli strumenti derivati, imposte ed altri accantonamenti e fondi. Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a conto economico. Si segnala inoltre che taluni processi valutativi, in particolare quelli più complessi quali la determinazione di eventuali perdite di valore di attività non correnti, sono generalmente effettuati in modo completo solo in sede di redazione del bilancio annuale, salvo i casi in cui vi siano indicatori di *impairment* che richiedano un'immediata valutazione di eventuali perdite di valore.

Per maggiori dettagli sulle modalità di stima dei valori in commento si rimanda ai successivi paragrafi di riferimento.

CRITERI DI VALUTAZIONE E PRINCIPI CONTABILI

I principi e i criteri più significativi sono illustrati di seguito.

ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA

Le attività non correnti (e i gruppi di attività in dismissione) classificati come detenuti per la vendita sono valutati al minore tra il loro precedente valore di carico e il valore di mercato al netto dei costi di vendita.

Le attività non correnti (e i gruppi di attività in dismissione) sono classificati come detenuti per la vendita quando si presume che il loro valore di carico sarà recuperato mediante un'operazione di cessione anziché il loro utilizzo nell'attività operativa dell'impresa. Questa condizione è rispettata solamente quando la vendita è altamente probabile, l'attività (o il gruppo di attività) è disponibile per un'immediata vendita nelle sue condizioni attuali e la Direzione ha preso un impegno per la vendita, che dovrebbe avvenire entro dodici mesi dalla data di classificazione in questa voce.

DIFFERENZA CAMBI

La valuta funzionale e di presentazione adottata da ACEA S.p.A. e dalle controllate in Europa è l'euro (€). Le transazioni in valuta estera sono rilevate, inizialmente, al tasso di cambio in essere alla data dell'operazione. Le attività e le passività monetarie denominate in valuta estera sono riconvertite nella valuta funzionale al tasso di cambio in essere alla data di chiusura del bilancio. Tutte le differenze cambio sono rilevate nel conto economico del bilancio ad eccezione delle differenze derivanti da finanziamenti in valuta estera che sono stati accesi a copertura di un investimento netto in una società estera. Tali differenze sono rilevate direttamente a patrimonio netto fino a che l'investimento netto non viene dismesso e a quel momento ogni eventuale successiva differenza cambio riscontrata viene rilevata a conto economico. L'effetto fiscale ed i crediti attribuibili alle differenze cambio derivanti da questo tipo di finanziamenti sono anch'essi imputati direttamente a patrimonio netto. Le poste non monetarie valutate al costo storico in valuta estera sono convertite utilizzando il tasso di cambio in vigore alla data di inizio rilevazione dell'operazione. Le poste non monetarie iscritte al valore equo sono convertite utilizzando il tasso di cambio alla data di determinazione di tale valore. La valuta utilizzata dalle società latino-americane controllate è quella ufficiale del loro Paese. Alla data di chiusura del bilancio le attività e le passività di queste società sono convertite nella valuta di presentazione adottata da ACEA S.p.A. utilizzando il tasso di cambio in essere alla data di chiusura del bilancio, e il loro conto economico è convertito utilizzando il cambio medio dell'esercizio o i tassi di cambio vigenti alla data d'effettuazione delle relative operazioni. Le differenze di traduzione emergenti dal diverso tasso di cambio utilizzato per il conto economico rispetto allo stato patrimoniale sono rilevate direttamente a patrimonio netto e sono esposte separatamente in una apposita riserva dello stesso. Al momento della dismissione di una entità economica estera, le differenze di cambio accumulate e riportate nel patrimonio netto in apposita riserva saranno rilevate a conto economico.

RICONOSCIMENTO DEI RICAVI

I ricavi sono rilevati nella misura in cui è possibile determinarne attendibilmente il valore ed è probabile che i relativi benefici economici saranno conseguiti da ACEA S.p.A. e sono valutati al *fair value* del corrispettivo ricevuto o ricevibile. Secondo la tipologia di operazione, i ricavi sono rilevati sulla base dei criteri specifici di seguito riportati:

Vendita di beni

I ricavi sono rilevati quando i rischi e benefici significativi della proprietà dei beni sono trasferiti all'acquirente.

Prestazioni di servizi

I ricavi sono rilevati con riferimento allo stadio di completamento delle attività sulla base dei medesimi criteri previsti per i lavori in corso su ordinazione. Nel caso in cui non sia possibile determinare attendibilmente il valore dei ricavi, questi ultimi sono rilevati fino a concorrenza dei costi sostenuti che si ritiene saranno recuperati.

PROVENTI FINANZIARI

I proventi sono rilevati sulla base degli interessi maturati sul valore netto delle relative attività finanziarie utilizzando il tasso di interesse effettivo (tasso che attualizza esattamente i flussi finanziari futuri stimati al valore contabile netto dell'attività). Gli interessi sono contabilizzati ad incremento delle attività finanziarie riportate in bilancio.

DIVIDENDI

Sono rilevati quando è stabilito il diritto degli azionisti a ricevere il pagamento. Sono classificati nel conto economico nella voce proventi finanziari.

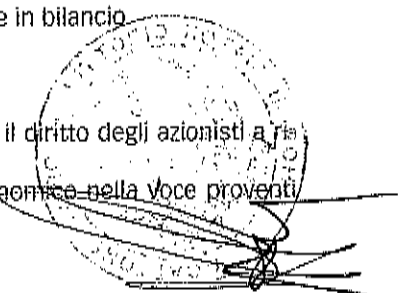
CONTRIBUTI

I contributi ottenuti a fronte di investimenti in impianti, sia da enti pubblici che da terzi privati, sono rilevati al *fair value* quando vi è la ragionevole certezza che saranno ricevuti e che saranno rispettate le condizioni previste. I contributi ricevuti a fronte di specifici impianti il cui valore viene iscritto tra le immobilizzazioni sono rilevati tra le altre passività non correnti e rilasciati progressivamente a conto economico in rate costanti lungo un arco temporale pari alla durata della vita utile dell'attività di riferimento.

I contributi in conto esercizio (concessi al fine di fornire un aiuto finanziario immediato all'impresa o come compensazione per le spese e le perdite sostenute in un esercizio precedente) sono rilevati integralmente a conto economico nel momento in cui sono soddisfatte le condizioni di iscrivibilità.

CONTRATTI DI COSTRUZIONE IN CORSO DI ESECUZIONE

I contratti di costruzione in corso di esecuzione sono valu-



tati sulla base dei corrispettivi contrattuali maturati con ragionevole certezza, secondo il criterio della percentuale di completamento (c.d. *cost to cost*), così da attribuire i ricavi ed il risultato economico della commessa ai singoli esercizi di competenza, in proporzione allo stato di avanzamento lavori. La differenza positiva o negativa tra valore dei contratti ed acconti ricevuti è iscritto rispettivamente nell'attivo o nel passivo dello stato patrimoniale.

I ricavi di commessa, oltre ai corrispettivi contrattuali, includono le varianti, le revisioni dei prezzi e il riconoscimento degli incentivi nella misura in cui è probabile che essi rappresentino ricavi veri e propri e se questi possono essere determinati con attendibilità. Le perdite accertate sono riconosciute indipendentemente dallo stato di avanzamento delle commesse.

COSTI RELATIVI ALL'ASSUNZIONE DI PRESTITI

I costi relativi all'assunzione di prestiti direttamente attribuibili all'acquisizione, costruzione o produzione di attività che richiedono necessariamente un significativo lasso temporale prima di essere pronti per l'uso o la vendita, sono inclusi nel costo di tali attività, fino al momento in cui esse sono pronte per l'uso o la vendita. I proventi conseguiti dall'investimento temporaneo della liquidità ottenuta dai suddetti prestiti sono dedotti dagli interessi capitalizzati. Tutti gli altri oneri di questa natura sono imputati al conto economico nel momento in cui sono sostenuti.

BENEFICI PER I DIPENDENTI

I benefici garantiti ai dipendenti erogati in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro attraverso programmi a benefici definiti e a contribuzione definita (quali: TFR, Mensilità Aggiuntive, Agevolazioni Tariffarie; come descritto nelle note) od altri benefici a lungo termine sono riconosciuti nel periodo di maturazione del diritto. La valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti. Questi fondi e benefici non sono finanziati. Il costo dei benefici previsti dai vari piani è determinato in modo separato per ciascun piano utilizzando il metodo attuariale di valutazione della proiezione unitaria del credito effettuando le valutazioni attuariali alla fine di ogni esercizio. Gli utili e le perdite derivanti dall'effettuazione del calcolo attuariale sono rilevati nel prospetto dell'utile complessivo, quindi in un'apposita Riserva di Patrimonio netto, e non sono oggetto di successiva imputazione a conto economico.

IMPOSTE

Le imposte dell'esercizio rappresentano la somma delle imposte correnti (come da consolidato fiscale) e differite.

Le imposte correnti sono basate sul risultato imponibile dell'esercizio. Il reddito imponibile differisce dal risultato riportato nel conto economico poiché esclude componenti positivi e negativi che saranno tassabili o deducibili in altri esercizi e esclude inoltre voci che non saranno mai tassabili o deducibili. La passività per imposte correnti è calcolata utilizzando le aliquote vigenti o di fatto vigenti alla data di bilancio nonché gli strumenti di tassazione consentiti dalla normativa fiscale (consolidato fiscale nazionale, tassazione per trasparenza).

Le imposte differite sono le imposte che ci si aspetta di pagare o di recuperare sulle differenze temporanee fra il valore contabile delle attività e delle passività di bilancio e il corrispondente valore fiscale utilizzato nel calcolo del reddito imponibile fiscale, contabilizzate secondo il metodo della passività di stato patrimoniale. Le passività fiscali differite sono generalmente rilevate per tutte le differenze temporanee imponibili, mentre le attività fiscali differite sono rilevate nella misura in cui si ritenga probabile che vi saranno risultati fiscali imponibili in futuro che consentano l'utilizzo delle differenze temporanee deducibili.

Il valore di carico delle attività fiscali differite è rivisto alla data di bilancio e ridotto nella misura in cui, sulla base dei piani approvati dal Consiglio di Amministrazione, non sia ritenuta più probabile l'esistenza di sufficienti redditi imponibili tali da consentire in tutto o in parte il recupero di tali attività. Le imposte differite sono calcolate in base all'aliquota fiscale che ci si aspetta sarà in vigore al momento del realizzo dell'attività o dell'estinzione della passività. Le imposte differite sono imputate direttamente al conto economico, con eccezione di quelle relative a voci rilevate direttamente al patrimonio netto, nel qual caso anche le relative imposte differite sono anch'esse imputate al patrimonio netto.

ATTIVITÀ MATERIALI

Le attività materiali sono rilevate al costo, comprensivo dei costi accessori direttamente imputabili e necessari per la messa in funzione del bene per l'uso per cui è stato acquistato, al netto del relativo fondo di ammortamento e eventuali perdite di valore accumulate.

Il costo comprende i costi di smantellamento e rimozione del bene e i costi di bonifica del sito su cui insiste l'immobilizzazione materiale, se rispondenti alle previsioni dello IAS 9. I beni composti di componenti, di importo significativo, a vita utile differente sono considerati separatamente per la determinazione dell'ammortamento.

I terreni, sia liberi da costruzione sia annessi a fabbricati civili e industriali, non sono ammortizzati in quanto elementi a vita utile illimitata.

L'ammortamento è calcolato in quote costanti in base alla vita utile stimata del bene applicando le seguenti aliquote percentuali:

Descrizione	aliquota economica-tecnica	
	Min	Max
Impianti e macchinari strumentali	1,25%	6,67%
Impianti e macchinari non strumentali		4%
Attrezzature industriali e commerciali strumentali	2,5%	6,67%
Attrezzature industriali e commerciali non strumentali		6,67%
Altri beni strumentali		12,50%
Altri beni non strumentali	6,67%	
Automezzi strumentali		8,33%
Automezzi non strumentali		16,67%

Gli impianti e macchinari in corso di costruzione per fini produttivi o per finalità non ancora determinate, sono iscritti al costo, al netto delle svalutazioni per perdite di valore. Il costo include eventuali onorari professionali e, per taluni beni, gli oneri finanziari capitalizzati in accordo con le politiche contabili della Società. L'ammortamento di tali attività, come per tutti gli altri cespiti, comincia quando le attività sono pronte per l'uso. Per alcune tipologie di beni complessi per i quali sono richieste prove di funzionamento anche prolungate nel tempo l'idoneità all'uso viene attestata dal positivo superamento di tali prove.

Le attività materiali sono sottoposte annualmente ad una analisi di recuperabilità al fine di rilevare eventuali perdite di valore: tale analisi è condotta a livello di singolo bene materiale o, eventualmente, a livello di unità generatrice di flussi finanziari.

Le attività detenute a titolo di locazione finanziaria sono ammortizzate in relazione alla loro stimata vita utile come per le attività detenute in proprietà oppure, se inferiore, in base ai termini di scadenza dei contratti di locazione.

Gli utili e le perdite derivanti da cessioni o dismissioni di cespiti sono determinati come differenza fra il ricavo di vendita e il valore netto contabile dell'attività e sono imputati al conto economico dell'esercizio.

INVESTIMENTI IMMOBILIARI

Gli investimenti immobiliari, rappresentati da immobili posseduti per la concessione in affitto e/o per l'apprezzamento in termini di capitale, sono iscritti al costo di acquisto comprensivo degli oneri di negoziazione al netto del relativo fondo di ammortamento e di eventuali perdite di valore.

L'ammortamento è calcolato in quote costanti in base alla vita utile stimata del bene. Le percentuali applicate sono comprese tra un minimo di 1,67% ed un massimo di 11,11%.

Gli investimenti immobiliari sono eliminati dal bilancio quando essi sono ceduti o quando l'investimento immobiliare è durevolmente inutilizzabile e non sono attesi benefici economici futuri dalla sua eventuale cessione. La cessione di beni immobiliari a cui consegue una retro-locazione degli stessi sono contabilizzate sulla base della natura sostanziale dell'operazione complessivamente considerata. A tal proposito si rinvia a quanto illustrato a proposito del Leasing.

Ogni eventuale utile o perdita derivante dall'eliminazione di un investimento immobiliare viene rilevato a conto economico nell'esercizio in cui avviene l'eliminazione.

ATTIVITÀ IMMATERIALI

Acquisti separati o derivanti da aggregazioni di imprese

Le attività immateriali acquisite separatamente sono capitalizzate al costo, mentre quelle acquisite attraverso operazioni di aggregazione di imprese sono capitalizzate al fair value definito alla data di acquisizione. Successivamente alla prima rilevazione alla categoria delle attività immateriali si applica il criterio del costo. La vita utile delle attività immateriali può essere qualificata come definita o indefinita. Le attività immateriali sono sottoposte annualmente ad una analisi di recuperabilità al fine di rilevare eventuali perdite di valore: tale analisi è condotta a livello di singolo bene immateriale o, eventualmente, a livello di unità generatrice di flussi finanziari. La vita utile viene riesaminata con periodicità annuale ed eventuali cambiamenti, laddove possibili, sono apportati con applicazioni prospettiche.

Gli utili o le perdite derivanti dall'alienazione di una attivi-

tà immateriale sono determinati come la differenza tra il valore di dismissione e il valore di carico del bene e sono rilevati a conto economico al momento dell'alienazione.

Costi di ricerca e sviluppo

I costi di ricerca sono imputati a conto economico nel momento in cui sono sostenuti. I costi di sviluppo sostenuti in relazione ad un determinato progetto sono capitalizzati quando il loro recupero futuro è ritenuto ragionevolmente certo. Successivamente all'iniziale rilevazione dei costi di sviluppo, essi sono valutati con il criterio del costo che può essere decrementato di ogni eventuale ammortamento o perdita accumulata.

Ogni eventuale costo di sviluppo capitalizzato viene ammortizzato per tutto il periodo in cui i ricavi futuri attesi si manifesteranno a fronte del medesimo progetto. Il valore di carico dei costi di sviluppo viene riesaminato annualmente per l'effettuazione di una analisi di congruità ai fini della rilevazione di eventuali perdite di valore quando l'attività non è ancora in uso, oppure con cadenza più ravvicinata quando un indicatore nel corso dell'esercizio possa ingenerare dubbi sulla recuperabilità del valore di carico.

Marchi e brevetti

Sono rilevati inizialmente al costo di acquisto e sono ammortizzati in quote costanti sulla base della loro vita utile. Per quanto riguarda le aliquote di ammortamento si informa che:

- i costi di sviluppo sono ammortizzati in misura costante entro un periodo di cinque anni in relazione alla residua possibilità di utilizzazione;
- i costi per diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno sono ammortizzati sulla base di un periodo di presunta utilità di tre anni.

PERDITE DI VALORE (IMPAIRMENT)

Ad ogni data di bilancio, ACEA S.p.A. rivede il valore contabile delle proprie attività materiali, immateriali e partecipazioni per determinare se vi siano indicazioni che queste attività abbiano subito perdite di valore. Qualora queste indicazioni esistano, viene stimato l'ammontare recuperabile di tali attività per determinare l'importo della svalutazione.

Dove non è possibile stimare il valore recuperabile di una attività individualmente, ACEA S.p.A. effettua la stima del valore recuperabile della unità generatrice di flussi finanziari a cui l'attività appartiene.

Le attività immateriali a vita utile indefinita tra cui l'avviamento, vengono verificate annualmente e ogniqualvolta vi è un'indicazione di una possibile perdita di valore al fine di determinare se vi sono perdite di valore.

L'ammontare recuperabile è il maggiore fra il *fair value* al netto dei costi di vendita e il valore d'uso. Nella determinazione del valore d'uso, i flussi di cassa futuri stimati sono scontati al loro valore attuale utilizzando un tasso al lordo delle imposte che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore del denaro e dei rischi specifici dell'attività.

Se l'ammontare recuperabile di una attività (o di una unità generatrice di flussi finanziari) è stimato essere inferiore rispetto al relativo valore contabile, esso è ridotto al minor valore recuperabile. Una perdita di valore è rilevata nel conto economico immediatamente, a meno che l'attività sia rappresentata da terreni o fabbricati diversi dagli investimenti immobiliari rilevati a valori rivalutati, nel qual caso la perdita è imputata alla rispettiva riserva di rivalutazione.

Quando una svalutazione non ha più ragione di essere mantenuta, il valore contabile dell'attività (o della unità ge-

neratrice di flussi finanziari), ad eccezione dell'avviamento, è incrementato al nuovo valore derivante dalla stima del suo valore recuperabile, ma non oltre il valore netto di carico che l'attività avrebbe avuto se non fosse stata effettuata la svalutazione per perdita di valore. Il ripristino del valore è imputato al conto economico immediatamente, a meno che l'attività sia valutata a valore rivalutato, nel cui caso il ripristino di valore è imputato alla riserva di rivalutazione.

Quando le perdite di valore sono contabilizzate nel conto economico, esse vengono incluse fra i costi per ammortamenti e svalutazioni.

PARTECIPAZIONI

Le partecipazioni nelle imprese controllate e collegate sono rilevate nello stato patrimoniale al costo rettificato di eventuali perdite di valore delle singole partecipazioni. Il costo di acquisizione o di sottoscrizione, per quelle afferenti i conferimenti, corrisponde al valore determinato dagli esperti in sede di stima ex articolo 2343 codice civile.

L'eccedenza del costo di acquisizione rispetto alla quota spettante di patrimonio netto della partecipata espressa a valori correnti è riconosciuta come avviamento. L'avviamento è incluso nel valore di carico della partecipazione ed è assoggettato a test di *impairment* ed eventualmente svalutata. Le perdite di valore non vengono successivamente ripristinate nel caso in cui vengano meno i motivi di tale svalutazione.

Le perdite su partecipazioni riguardanti la quota eccedente l'ammontare di patrimonio netto vengono classificate nel fondo rischi ed oneri pur in presenza di una esposizione creditoria e fino all'atto dell'eventuale formale rinuncia al credito. Gli oneri per la liquidazione delle partecipazioni sono recepiti attraverso la valutazione delle partecipazioni stesse indipendentemente dallo stanziamento degli oneri nei bilanci delle partecipate. Le partecipazioni in altre imprese, costituenti attività finanziarie non correnti e non destinate ad attività di trading, sono valutate al *fair value* se determinabile: in tal caso gli utili e le perdite derivanti dalla valutazione a *fair value* sono imputati direttamente al patrimonio netto fino al momento della cessione allorché tutti gli utili e le perdite accumulate vengono imputate al conto economico del periodo.

Le partecipazioni in altre imprese per le quali non è disponibile il *fair value* sono iscritte al costo eventualmente svalutato per perdite durevoli di valore. I dividendi sono riconosciuti a conto economico nel momento in cui è stabilito il diritto a riceverne il pagamento solo se derivanti dalla distribuzione di utili successivi all'acquisizione della partecipata. Qualora invece derivino dalla distribuzione di riserve della partecipata antecedenti l'acquisizione, tali dividendi vengono iscritti a riduzione del costo della partecipazione stessa.

AZIONI PROPRIE

Il costo di acquisto delle azioni proprie è iscritto in riduzione del patrimonio netto. Gli effetti delle eventuali operazioni successive su tali azioni sono anch'essi rilevati direttamente a patrimonio netto.

STRUMENTI FINANZIARI

Le attività e le passività finanziarie sono rilevate nel momento in cui ACEA S.p.A. diviene parte delle clausole contrattuali dello strumento.

Attività finanziarie relative ad accordi per servizi in concessione

Con riferimento all'applicazione dell'IFRIC 12 al servizio in concessione dell'illuminazione pubblica ACEA ha adottato il Financial Asset Model rilevando un'attività finanziaria nella misura in cui ha un diritto contrattuale incondizionato a ricevere flussi di cassa.

Crediti Commerciali ed altre attività

I crediti commerciali, la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali, sono rilevati al valore nominale ridotto da un'appropriata svalutazione per riflettere la stima della perdita su crediti.

La stima delle somme ritenute inesigibili viene effettuata quando si ritiene probabile che l'impresa non sarà in grado di recuperare l'intero ammontare del credito. I crediti verso clienti si riferiscono all'importo fatturato che, alla data del presente documento, risulta ancora da incassare, nonché alla quota di crediti per ricavi di competenza del periodo relativi a fatture che verranno emesse successivamente.

Attività Finanziarie

Le attività finanziarie sono rilevate e stornate dal bilancio sulla base della data di negoziazione e sono inizialmente valutate al costo inclusivo degli oneri direttamente connessi con l'acquisizione.

Alle date di bilancio successive, le attività finanziarie del Gruppo ha l'intenzione e la capacità di detenere fino alla scadenza (**attività finanziarie detenute fino alla scadenza**) sono rilevate al costo ammortizzato secondo il metodo del tasso di interesse effettivo, al netto delle svalutazioni effettuate per riflettere le perdite di valore. Le attività finanziarie diverse da quelle detenute fino alla scadenza sono classificate come detenute per la negoziazione o disponibili per la vendita, e sono valutate a ogni fine periodo al *fair value*.

Quando le attività finanziarie sono **detenute per la negoziazione**, gli utili e le perdite derivanti dalle variazioni nel *fair value* sono imputati al conto economico del periodo. Per le attività finanziarie **disponibili per la vendita**, gli utili e le perdite derivanti dalle variazioni nel *fair value* sono imputati direttamente in una voce separata del patrimonio netto fintanto che esse sono cedute; se hanno subito una perdita di valore, in quel momento gli utili o le perdite complessivi precedentemente rilevati nel patrimonio netto sono imputati al conto economico del periodo. L'importo della perdita complessiva deve essere pari alla differenza tra il costo di acquisizione e il *fair value* corrente.

In caso di titoli diffusamente negoziati nei mercati regolamentati (attivi), il *fair value* è determinato con riferimento alla quotazione di borsa rilevata (*bid price*) al termine delle negoziazioni alla data di chiusura dell'esercizio. Per gli investimenti per i quali non è disponibile una quotazione di mercato, il *fair value* è determinato in base al valore corrente di mercato di un altro strumento finanziario sostanzialmente uguale oppure è calcolato in base ai flussi finanziari futuri attesi delle attività nette sottostanti all'investimento.

Gli acquisti e le vendite di attività finanziarie, che implicano la consegna entro un lasso temporale generalmente definito dai regolamenti e dalle convenzioni del mercato in cui avviene lo scambio, sono rilevati alla data di negoziazione, vale a dire alla data in cui il Gruppo ha assunto l'impegno di acquisto/vendita di tali attività. La rilevazione iniziale delle attività finanziarie non derivate, non di-

tate su mercati attivi ed aventi flussi di pagamento fissi o determinabili è effettuata al *fair value*. Successivamente all'iscrizione iniziale esse sono valutate al costo ammortizzato sulla base del metodo del tasso d'interesse effettivo.

Il Gruppo verifica ad ogni data di bilancio se un'attività finanziaria o gruppo di attività finanziarie ha subito una perdita di valore. Un'attività finanziaria o un gruppo di attività finanziarie è da ritenere soggetta a perdita di valore se, e solo se, sussiste una obiettiva evidenza di perdita di valore come esito di uno o più eventi che sono intervenuti dopo la rilevazione iniziale e che hanno un impatto sui flussi di cassa futuri attendibilmente stimati. Le evidenze di perdita di valore derivano dalla presenza di indicatori quali le difficoltà finanziarie, l'incapacità di far fronte alle obbligazioni, l'insolvenza nella corresponsione di importanti pagamenti, la probabilità che il debitore fallisca o sia oggetto ad un'altra forma di riorganizzazione finanziaria e la presenza di dati oggettivi che indicano un decremento misurabile nei flussi di cassa futuri stimati.

Cassa e mezzi equivalenti

Tale voce include cassa e conti correnti bancari e depositi rimborsabili a domanda e altri investimenti finanziari a breve termine ad elevata liquidità, che sono prontamente convertibili in cassa e sono soggetti ad un rischio non significativo di variazione di valore.

Passività finanziarie

Sono valutate al costo ammortizzato. In particolare i costi sostenuti per l'acquisizione dei finanziamenti (spese di transazione) e l'eventuale aggio e disaggio di emissione sono portati a diretta rettifica del valore nominale del finanziamento. Sono conseguentemente rideterminati gli oneri finanziari netti sulla base del metodo del tasso effettivo di interesse.

Strumenti finanziari derivati

Gli strumenti derivati sono inizialmente rilevati al costo e adeguati al *fair value* alle successive date di chiusura. Sono designati come strumenti di copertura quando la relazione tra il derivato e l'oggetto della copertura è formalmente documentata e l'efficacia della copertura, verificata periodicamente, è elevata.

Quando i derivati di copertura coprono il rischio di variazione del *fair value* oggetto di copertura (*Fair Value Hedge*), i derivati sono valutati al *fair value* ed i relativi effetti rilevati a Conto economico; coerentemente anche l'adeguamento al *fair value* delle attività o passività oggetto di copertura sono rilevati a Conto economico. Quando oggetto della copertura è il rischio di variazione dei flussi di cassa degli elementi coperti (*Cash Flow Hedge*), le variazioni del *fair value* per la parte qualificata come efficace vengono rilevate nel Patrimonio netto, mentre quella inefficace viene rilevata direttamente a Conto economico.

Debiti commerciali

I debiti commerciali, la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali, sono rilevati al valore nominale.

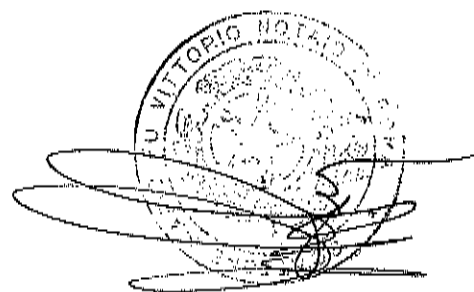
ELIMINAZIONE DEGLI STRUMENTI FINANZIARI

Le attività finanziarie sono eliminate dal bilancio quando ACEA S.p.A. perde tutti i rischi ed il diritto alla percezione dei flussi di cassa connessi all'attività finanziaria. Una passività finanziaria (o una parte di una passività finanziaria) è eliminata dallo stato patrimoniale quando, e solo quando, questa viene estinta ossia, quando l'obbligazione specificata nel contratto è adempiuta o cancellata oppure scaduta. Se uno strumento di debito precedentemente emesso è riacquistato, il debito è estinto, anche se si intende rivenderlo nel prossimo futuro. La differenza tra valore di carico e corrispettivo pagato è rilevata a conto economico.

FONDI PER RISCHI E ONERI

Gli accantonamenti a fondi per rischi e oneri sono effettuati quando ACEA deve fare fronte a una obbligazione attuale (legale o implicita) che deriva da un evento passato, qualora sia probabile un esborso di risorse per soddisfare l'obbligazione e possa essere effettuata una stima attendibile sull'ammontare dell'obbligazione.

Gli accantonamenti sono stanziati sulla base della miglior stima della Direzione dei costi richiesti per adempiere all'obbligazione alla data di bilancio, e qualora l'effetto sia significativo.



PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI, INTERPRETAZIONI E IMPROVEMENTS APPLICATI DAL 1° GENNAIO 2015

A decorrere dal 1° gennaio 2015, sono entrati in vigore i seguenti documenti, già precedentemente emessi dallo IASB e omologati dall'Unione Europea, che recano modifiche ai principi contabili internazionali:

IFRIC 21 – TRIBUTI

È stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale L. 175 del 14 giugno 2014 il Regolamento (UE) 634/2014 della Commissione del 13 giugno 2014 che adotta l'Interpretazione IFRIC 21 - Tributi. Esso tratta la contabilizzazione di una passività relativa al pagamento di un tributo nel caso in cui tale passività non rientri nell'ambito di applicazione di altri principi e diverso da multe o sanzioni dovute per violazione di leggi, imposto dallo Stato o, in generale, da enti governativi, locali, nazionali o internazionali. Le predette passività devono essere rilevate in bilancio quando si verifica il fatto vincolante che genera l'obbligazione al pagamento di un tributo la cui tempistica e il cui importo sono incerti.

MIGLIORAMENTI AGLI INTERNATIONAL FINANCIAL REPORTING STANDARDS (CICLO 2011-2013)

Il documento "Miglioramenti agli International Financial Reporting Standards (ciclo 2011-2013)" ha modificato i seguenti principi contabili con riferimento ad alcuni aspetti che non risultavano chiari:

- **IFRS 1 Prima adozione degli International Financial Reporting Standards:** con la modifica all'IFRS 1, lo IASB ha chiarito che un "first-time adopter" può, sebbene non obbligato, utilizzare nel primo bilancio redatto in accordo agli IFRS, i documenti emessi dallo IASB ma non ancora in vigore se è consentita la loro appli-

cazione anticipata. Le modifiche all'IFRS 13, in quanto riferite alle sole *Basis for Conclusion*, non sono state oggetto di omologazione da parte dell'Unione Europea.

- **IFRS 3 Aggregazioni aziendali:** con la modifica all'IFRS 3, lo IASB ha chiarito che le disposizioni di tale principio non sono applicabili alla formazione di tutti gli accordi a controllo congiunto, incluse quindi anche le *joint operation*. Tale esclusione si riferisce al bilancio predisposto dall'accordo a controllo congiunto;
- **IFRS 8 Settori operativi:** con la modifica all'IFRS 8, lo IASB ha modificato i requisiti in termini di informazioni nel caso in cui settori operativi diversi, aventi caratteristiche economiche comuni, siano aggregati;
- **IFRS 13 Valutazione del fair value:** con la modifica all'IFRS 13, lo IASB ha chiarito che l'eccezione prevista per la misurazione al *fair value* su base netta di un portafoglio di attività e passività è applicabile anche con riferimento ai contratti che rientrano nell'ambito di applicazione dello IAS 39 o dell'IFRS 9, sebbene tali contratti non rispettino la definizione di attività o passività finanziaria prevista dallo IAS 32 (es: contratti per l'acquisto o la vendita di attività non-finanziarie che prevedono il regolamento netto per cassa);
- **IAS 40 Investimenti immobiliari:** con la modifica all'IAS 40, lo IASB ha chiarito l'interrelazione tra tale principio e le disposizioni dell'IFRS 3. In particolare è stato chiarito che:
 - a) l'entità deve valutare se ha acquistato un investimento immobiliare in base alle disposizioni dello IAS 40; ed
 - b) effettuare una valutazione separata in base all'IFRS 3 al fine di verificare se l'investimento immobiliare acquistato rientra nella definizione di "business combination".

PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI APPLICABILI SUCCESSIVAMENTE ALLA FINE DELL'ESERCIZIO E NON ADOTTATI IN VIA ANTICIPATA

IFRS 9: STRUMENTI FINANZIARI

Il 25 luglio 2014 lo IASB ha pubblicato l'IFRS 9 Financial Instruments comprendente la parte sulla classificazione e misurazione degli strumenti finanziari, sul modello di impairment e sull'hedge accounting. L'IFRS 9 riscrive le regole contabili dello IAS 39 con riferimento alla rilevazione e valutazione degli strumenti finanziari, incluse le operazioni di copertura.

Il principio prevede le seguenti tre categorie per la classificazione delle attività finanziarie:

- attività finanziarie valutate al costo ammortizzato ("amortised cost");
- attività finanziarie valutate al fair value rilevato a conto economico ("FVTPL" - "Fair value through profit and loss");
- attività finanziarie valutate al fair value rilevato nelle altre componenti del conto economico complessivo ("FVOCI" - "fair value through other comprehensive income").

Con riferimento a tale classificazione, si segnalano le seguenti ulteriori disposizioni:

Gli strumenti rappresentativi di capitale detenuti senza finalità di trading ("non trading equity instruments"), che andrebbero classificati nella categoria FVTPL, possono essere classificati in base ad una decisione irrevocabile dell'entità che redige il bilancio nella categoria FVOCI. In questo caso le variazioni di fair value (incluse le differenze cambio) saranno rilevate nell'OCI e non saranno mai riclassificate nell'utile/(perdita) dell'esercizio; qualora le attività finanziarie, classificate nella categoria "amortised cost" o "FVOCI" creano un "accounting mismatch", l'entità che redige il bilancio può decidere irrevocabilmente di utilizzare la "fair value option" classificando tali attività finanziarie nella categoria "FVTPL"; con riferimento ai titoli di debito ("debt instruments") classificati nella categoria FVOCI, si segnala che gli interessi attivi, le perdite su crediti attese ("expected credit losses") e le differenze cambio dovranno essere rilevati nell'utile/(perdita) dell'esercizio. Nell'OCI andranno, invece, rilevati gli altri effetti derivanti dalla valutazione al fair value, che saranno riclassificati nell'utile/(perdita) dell'esercizio solo in caso di "derecognition" dell'attività finanziaria.

Quel che riguarda le passività finanziarie il principio ripropone la classificazione già prevista nello IAS 39 ma in-

troduce un'importante novità con riferimento alle passività finanziarie classificate nella categoria "FVTPL", in quanto la quota della variazione del fair value attribuibile al proprio rischio di credito ("own credit risk") dovrà essere rilevata nell'OCI anziché nell'utile/(perdita) dell'esercizio come attualmente previsto dallo IAS 39. Con l'IFRS 9, pertanto, un'entità che vede peggiorare il proprio rischio di credito, pur dovendo ridurre il valore delle proprie passività valutate al fair value, l'effetto di tale riduzione attribuibile al proprio rischio di credito non comporterà effetti positivi nell'utile/(perdita) dell'esercizio bensì nell'OCI.

L'IFRS 9 introduce un nuovo modello di impairment basato sulle perdite attese. L'entità deve contabilizzare sin da subito, ed indipendentemente dalla presenza o meno di un "trigger event", le perdite attese future sulle proprie attività finanziarie, e deve continuamente adeguare la stima, anche in considerazione delle variazioni del rischio di credito della controparte, basandosi non solo su fatti e dati passati e presenti, ma dando la giusta rilevanza anche alle previsioni future. Le stime delle perdite future deve essere fatta inizialmente con riferimento alle perdite attese nei prossimi 12 mesi, e successivamente, con riferimento alle perdite complessive nella vita del credito. Le perdite attese nei prossimi 12 mesi sono la porzione di perdite che si sosterebbero nel caso di un evento di default della controparte entro 12 mesi dalla reporting date, e sono date dal prodotto tra la perdita massima e la probabilità che un evento di default avvenga. Le perdite totali durante la vita dell'attività finanziaria sono il valore attuale delle perdite future medie moltiplicate per la probabilità che un evento di default avvenga nella vita della attività finanziaria.

L'IFRS 9 introduce un modello di hedge accounting volto a riflettere in bilancio le attività di risk management messe in essere dalle società, focalizzandosi sul fatto che se un elemento di rischio può essere individuato e misurato, indipendentemente dalla tipologia di rischio e/o di oggetto, lo strumento messo in essere per "coprire" tale rischio può essere denominato in hedge accounting, con il semplice limite che tale rischio possa impattare il conto economico o le altre componenti del conto economico complessivo (OCI).

Inoltre il principio consente di utilizzare come base per l'hedge accounting anche informazioni prodotte internamente all'azienda, senza più dover dimostrare di rispettare com-

plexi criteri e metriche creati esclusivamente per esigenze contabili. I principali cambiamenti riguardano:

- test di efficacia: viene abolita la soglia dell'80-125% e sostituita con un test oggettivo che verifica la relazione tra economica tra strumento coperto e strumento di copertura (ad esempio se vi è una perdita sul primo vi deve essere un utile sul secondo);
- elementi coperti: non solo attività e passività finanziarie ma ogni elemento o gruppo di elementi purché il rischio sia separatamente individuabile e misurabile;
- costo della copertura: il *time value* di un'opzione, i punti *forward*, lo spread su una valuta possono essere esclusi dall'*hedge accounting* e contabilizzati subito come costo della copertura e quindi tutte le oscillazioni di *mark to market* possono poi essere temporaneamente registrate nelle altre componenti del conto economico complessivo (OCI);
- informativa: viene prevista una più ampia informazione descrittiva sui rischi coperti e sugli strumenti utilizzati, e viene superata l'attuale informativa basata sulla distinzione tra strumenti di *cash flow hedge* e di *fair value hedge*, terminologie contabili che spesso confondono gli investitori, che chiaramente sono più interessati ai rischi e a come essi sono coperti rispetto alle categorie contabili degli stessi strumenti.

Il nuovo standard si applicherà a partire dal 1° gennaio 2018. L'applicazione anticipata è consentita a condizione che il documento IASB sia già stato omologato dall'Unione Europea.

IFRS 11: ACCORDI A CONTROLLO CONGIUNTO

Il 7 maggio 2014 lo IASB ha pubblicato il suddetto *Amendments* che ha lo scopo di chiarire il trattamento contabile per le acquisizioni di interesse in una *joint operation* che rappresenta un *business*. Nel caso in cui la *joint operation* non rappresenta un *business*, l'acquisizione dovrà essere rilevata come acquisizione separata di attività e passività, senza rilevare l'avviamento, la fiscalità differita e capitalizzando, ove sostenuti, i relativi costi accessori.

La modifica all'IFRS 11 dovrà essere applicata in modo prospettico a partire dai bilanci degli esercizi che iniziano il (o dopo il) 1° gennaio 2016. L'applicazione anticipata è consentita a condizione che il documento IASB sia già stato omologato dall'Unione Europea.

IFRS 14: POSTE DI BILANCIO DIFFERITE DI ATTIVITÀ REGOLAMENTATE

Il 30 gennaio 2014 lo IASB ha pubblicato l'*IFRS 14 Regulatory Deferral Accounts*, l'interim standard relativo al progetto *Rate-regulated activities*.

L'IFRS 14 consente solo a coloro che adottano gli IFRS per la prima volta di continuare a rilevare gli importi relativi alla *rate regulation* secondo i precedenti principi contabili adottati. Al fine di migliorare la comparabilità con le entità che già applicano gli IFRS e che non rilevano tali importi, lo standard richiede che l'effetto della *rate regulation* debba essere presentato separatamente dalle altre voci.

Lo standard si applica a partire dal 1° gennaio 2016 ma è consentita un'applicazione anticipata.

IFRS 15: RICAVI DA CONTRATTI CON I CLIENTI

Il 29 maggio 2014 IASB e FASB hanno congiuntamente pubblicato – dopo un'attività di studio e consultazione durata oltre un decennio – le nuove disposizioni per la contabilizzazione dei ricavi. Il nuovo principio sostituirà, dal 2017, lo IAS 18 (Ricavi) e lo IAS 11 (Lavori su ordinazione).

I passaggi ritenuti fondamentali per la contabilizzazione dei ricavi sono:

- identificare il contratto, definito come un accordo (scritto o verbale) avente sostanza commerciale tra due o più parti che crea diritti e obbligazioni con il cliente tutelabili giuridicamente;
- identificare le obbligazioni (distintamente individuabili) contenute nel contratto;
- determinare il prezzo della transazione, quale corrispettivo che l'impresa si attende di ricevere dal trasferimento dei beni o dall'erogazione dei servizi al cliente, in coerenza con le tecniche previste dal Principio e in funzione della eventuale presenza di componenti finanziarie;
- allocare il prezzo a ciascuna "performance obligation";
- rilevare il ricavo quando l'obbligazione è regolata, tenendo in considerazione il fatto che i servizi potrebbero essere resi non in uno specifico momento, ma anche nel corso di un periodo di tempo.

Il principio non dovrebbe apportare particolari difformità nella contabilizzazione delle operazioni considerate più comuni. Maggiori differenze nella tempistica della rilevazione e nella determinazione quantitativa dovrebbero essere rinvenibili nei contratti di servizi a medio-lungo termine e negli accordi contenenti più obbligazioni, su cui gli operatori avevano evidenziato le principali criticità dell'attuale disciplina. La *disclosure* sui ricavi dovrebbe essere migliorata per mezzo di una più ampia informativa qualitativa e quantitativa tale da consentire agli *stakeholder* di ottenere una chiara comprensione del contenuto e degli elementi rilevanti per la determinazione dei ricavi.

Lo standard si applica a partire dal 1° gennaio 2018 ma è consentita un'applicazione anticipata.

IAS 16: IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI; IAS 38: ATTIVITÀ IMMATERIALI

Il 13 maggio 2014 lo IASB ha pubblicato le modifiche ai due principi che hanno lo scopo di chiarire che un metodo di ammortamento basato sui ricavi generati dall'*asset* (c.d. *revenue-based method*) non è ritenuto appropriato in quanto riflette esclusivamente il flusso di ricavi generati da tale *asset* e non, invece, la modalità di consumo dei benefici economici incorporati nell'*asset*. La modifica è efficace a partire dagli esercizi che hanno inizio il (o dopo il) 1° gennaio 2016. L'applicazione anticipata è consentita a condizione che il documento IASB sia già stato omologato dall'Unione Europea.

IAS 27: BILANCIO SEPARATO

Lo IASB, con tale modifica, ha introdotto la facoltà di valutare le partecipazioni in società controllate, collegate o in *joint venture*, nel bilancio separato, utilizzando il metodo del patrimonio netto. Tale facoltà che era prima preclusa si aggiunge alle altre due opzioni che sono state mantenute:

- metodo del costo; oppure
- al *fair value* in accordo allo IAS 39 o IFRS 9.

La facoltà di utilizzare il metodo del patrimonio netto per tutte o per alcune categorie di partecipazioni dovrà essere applicata nel bilancio separato in modo retroattivo. L'entrata in vigore di tale modifica è prevista per i bilanci degli esercizi che iniziano il (o dopo) il 1° gennaio 2016. L'applicazione anticipata è consentita a condizione che tale documento sia già stato omologato dall'Unione Europea.

IAS 10: BILANCIO CONSOLIDATO; IAS 28: PARTECIPAZIONI IN SOCIETÀ COLLEGATE E JOINT VENTURE

L'11 settembre 2014 lo IASB ha pubblicato tali modifiche con l'obiettivo di chiarire il trattamento contabile, sia nel caso di perdita del controllo di una controllata (regolata da IFRS 10) che nel caso di *downstream transactions* regolato da IAS 28, a seconda che l'oggetto della transazione sia o meno un business, come definito da IFRS 3.

Se l'oggetto della transazione è un business, allora l'utile deve essere rilevato per intero in entrambi i casi (i.e. perdita del controllo e *downstream transactions*) mentre se l'oggetto della transazione non è un business, allora l'utile deve essere rilevato, in entrambi i casi, solo per la quota relativa alle interessenze dei terzi.

Tali modifiche entreranno in vigore dal 1° gennaio 2016 ma è comunque consentita un'applicazione anticipata.

MIGLIORAMENTI AGLI INTERNATIONAL FINANCIAL REPORTING STANDARDS (CICLO 2012-2014)

Il 25 settembre 2014 lo IASB ha pubblicato il documento "Annual Improvements to IFRSs: 2012-2014 Cycle". Le modifiche introdotte dal documento devono essere applicate a partire dagli esercizi che avranno inizio il 1° gennaio 2016 o da data successiva.

Il documento introduce modifiche ai seguenti principi:

- **IFRS 5 Non-current Assets Held for Sale and Discontinued Operations:** la modifica introduce una guida specifica all'IFRS 5 nel caso in cui un'entità riclassifichi un *asset* (o un *disposal group*) dalla categoria *held-for-sale* alla categoria *held-for-distribution* (o viceversa), o quando vengano meno i requisiti di classificazione di un'attività come *held-for-distribution*. Le modifiche definiscono che: (i) tali riclassifiche non dovrebbero essere considerate come una variazione ad un piano di vendita o ad un piano di distribuzione e che restano validi i medesimi criteri di classificazione e valutazione, (ii) le attività che non rispettano più i criteri di classificazione previsti per l'*held-for-distribution* dovrebbero essere trattate allo stesso modo di un'attività che cessa di essere classificata come *held for sale*.
- **IFRS 7 Financial Instruments: Disclosure**
Servicing contracts – Il documento disciplina l'introduzione di ulteriori guide per chiarire se un *servicing contract* costituisce un coinvolgimento residuo in un'attività trasferita ai fini dell'informativa richiesta in relazione alle attività trasferite. Il paragrafo 42C(c) dell'IFRS 7 prevede che un accordo in virtù del quale l'entità mantiene i diritti contrattuali a ricevere i flussi finanziari di un'attività finanziaria ma assume un'obbligazione contrattuale a pagare i flussi finanziari a una o più entità non costituisce di per sé un coinvolgimento residuo ai fini dei requisiti informativi previsti per il trasferimento. Tuttavia, in pratica, la maggior parte degli accordi ha ulteriori aspetti che portano ad un coinvolgimento residuo nell'attività: per

esempio, quando l'importo e/o la durata della *servicing fee* è legata all'importo e/o alla durata dei flussi finanziari incassati. Le modifiche proposte, che si applicheranno in modo prospettico dovrebbero pertanto aggiungere una guida su tale aspetto.

Applicability of the amendments to IFRS 7 on offsetting disclosure to condensed interim financial statements – Il documento elimina le incertezze su come l'informativa relativa alla compensazione delle attività e passività finanziarie (entrata in vigore a partire dagli esercizi che hanno avuto inizio dal 1° gennaio 2013 o con data successiva) debba essere inclusa nei bilanci intermedi e, in tal caso, se in tutti i bilanci intermedi successivi al 1° gennaio 2013 o solamente nel bilancio intermedio del primo anno di applicazione. Il documento chiarisce che l'informativa sulla compensazione di attività e passività finanziarie non è esplicitamente richiesta per tutti i bilanci intermedi. Tuttavia, tale informativa potrebbe essere necessaria per rispettare i requisiti previsti dallo IAS 34, nel caso si tratti di un'informazione significativa.

- **IAS 19 Employee Benefits – Discount rate: regional market issue**

Il documento introduce delle modifiche allo IAS 19 al fine di chiarire che gli *high quality corporate bonds*, utilizzati per determinare il tasso di sconto dei *post-employment benefits*, dovrebbero essere emessi nella stessa valuta utilizzata per il pagamento dei *benefits*. Le modifiche precisano che l'ampiezza del mercato dei *high quality corporate bonds* da considerare sia quella a livello di valuta.

- **IAS 34 Interim Financial Reporting – Disclosure of information "elsewhere in the interim report":** il documento introduce delle modifiche al fine di chiarire i requisiti nel caso in cui l'informativa richiesta è presentata nell'interim financial report ma al di fuori dell'*interim financial statements*. La modifica precisa che tale informativa venga inclusa attraverso un cross-reference dall'*interim financial statements* ad altre parti dell'*interim financial report* e che tale documento sia disponibile ai lettori del bilancio nella stessa modalità e con gli stessi tempi dell'*interim financial statement*.

IFRS 16 LEASING

Il 13 gennaio 2016 lo IASB ha pubblicato il nuovo principio contabile sul Leasing che sostituisce i requisiti contabili introdotti più di 30 anni fa e che non sono più considerati idonei allo scopo ed è una revisione importante del modo in cui le aziende rappresentano il leasing in bilancio. Il nuovo IFRS 16 è valido dal 1 gennaio 2019, ma l'applicazione anticipata è consentita per le aziende che applicano anche l'IFRS 15 - Ricavi da contratti con Clienti.

In sintesi il principio prevede, sia per il leasing finanziario che per quello operativo, un unico modello contabile che si sostanzia nell'iscrizione di un *asset* pari ai canoni dovuti per la durata del contratto.

PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO

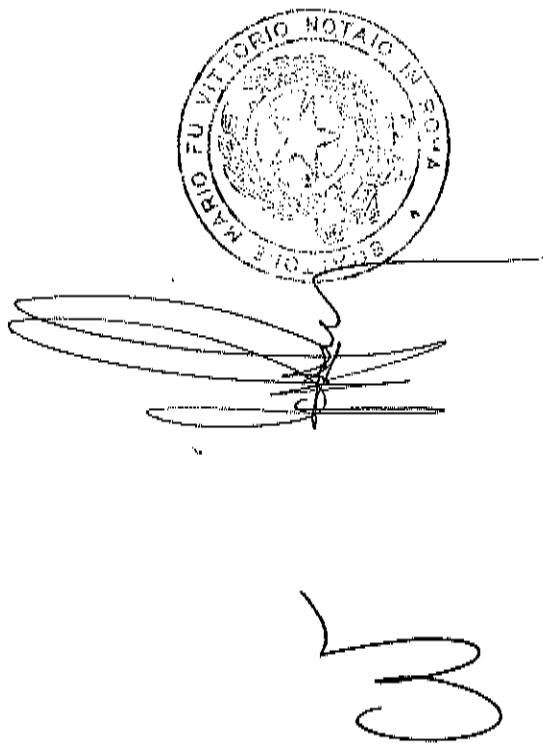
Rif. Nota	CONTO ECONOMICO	31.12.15	Parti Correlate	31.12.14	Parti Correlate	Variazione
1	Ricavi da vendita e prestazioni	168.975.160	163.114.164	173.734.001	166.103.113	(4.758.841)
2	Altri ricavi e proventi	11.115.888	9.415.026	12.650.287	6.112.526	(1.534.399)
	Ricavi netti	180.091.048	172.529.190	186.384.288	172.215.638	(6.293.240)
3	Costo del lavoro	50.282.857		54.895.464		(4.612.607)
4	Costi esterni	133.267.564	47.066.292	131.328.863	74.382.078	1.938.701
	Costi operativi	183.550.421	47.066.292	186.224.327	74.382.078	(2.673.906)
	Margine Operativo Lordo	(3.459.373)	125.462.897	159.962	97.833.560	(3.619.331)
5	Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	9.810.941	0	30.916.616	0	(21.105.625)
	Risultato operativo	(13.270.314)	125.462.897	(30.756.655)	97.833.560	17.486.341
6	Proventi Finanziari	95.091.728	93.081.393	101.287.268	97.736.815	(6.195.540)
7	Oneri Finanziari	79.198.262	273.908	87.799.179	687.204	(8.600.917)
8	Proventi da Partecipazioni	146.438.113	146.438.113	107.916.522	107.916.522	38.521.591
9	Oneri da Partecipazioni	171.669	171.669	954.146	954.146	(782.477)
	Risultato ante imposte	148.889.597	364.536.827	89.693.811	301.845.548	59.195.746
10	Imposte sul Reddito	3.284.085	(84.183.880)	92.377	(64.975.248)	3.191.700
	Risultato netto Attività in Funzionamento	145.605.512	448.720.707	89.601.433	366.820.796	56.004.079
	Risultato Netto	145.605.512	448.720.707	89.601.433	366.820.796	56.004.079

Importi in Euro

PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

Conto Economico complessivo	31.12.15	31.12.14	Variazione
Risultato Netto	145.606	89.601	56.004
Utili/ perdite derivanti dalla rideterminazione di attività finanziarie disponibili per la vendita	(14.878)	485	(15.363)
Utili/ perdite derivanti dalla parte efficace sugli strumenti di copertura	23.979	19.064	43.044
Utili/perdite attuariali su piani pensionistici a benefici definiti	(1.613)	(2.862)	1.249
Totale altre componenti conto economico complessivo	7.489	(21.441)	28.930
Imposte	(4.204)	5.896	(10.100)
Totale altre componenti di Conto Economico complessivo al netto delle imposte	3.285	(15.545)	18.829
Totale Utile di Conto Economico complessivo al netto delle imposte	148.890	74.056	74.834

Importi in migliaia di Euro



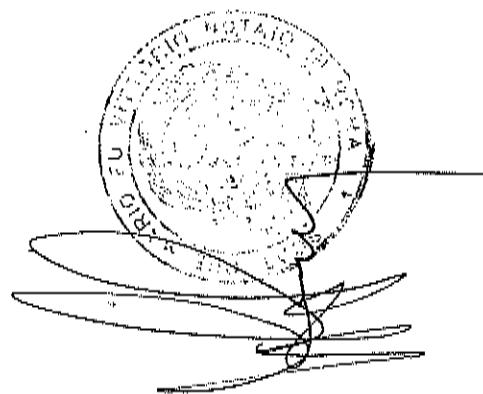
PROSPETTO DI STATO PATRIMONIALE

Rif. Nota	ATTIVITÀ	31.12.15	Parti Correlate	31.12.14	Parti Correlate	Variaz.
11	Immobilizzazioni Materiali	151.398.072	0	154.933.079	0	(3.535.007)
12	Investimenti Immobiliari	2.697.177	0	2.818.984	0	(121.807)
13	Altre immobilizzazioni Immateriali	13.411.383	0	14.246.458	0	(835.075)
14	Partecipazioni in controllate e collegate	1.768.902.192	0	1.730.150.528	0	38.751.664
15	Altre partecipazioni	2.350.061	0	2.394.811	0	(44.750)
16	Imposte differite Attive	32.608.803	0	43.495.908	0	(10.887.105)
17	Attività Finanziarie	121.912.954	121.688.248	1.970.999.608	1.931.615.090	(1.849.086)
18	Altre Attività non correnti	505.913	0	507.094	0	(1.181)
	ATTIVITÀ NON CORRENTI	2.093.786.555	121.688.248	3.919.546.470	1.931.615.090	(1.825.759)
19.a	Lavori in corso su ordinazione	270.461	0	270.461	0	
19.b	Crediti Commerciali	28.345.416	3.861.484	38.419.888	4.543.062	(10.074.472)
19.c	Crediti Commerciali Infragruppo	95.984.081	95.984.081	42.161.380	42.161.380	53.822.701
19.d	Altre Attività Correnti	24.070.128	2.342.631	17.072.802	0	6.997.326
19.e	Attività Finanziarie Correnti	5.633.545	0	11.644.038	0	(6.010.493)
19.f	Attività Finanziarie Correnti Infragruppo	1.195.870.014	1.195.870.014	298.772.818	298.772.818	897.097
19.g	Attività per imposte correnti	47.484.321	24.608.700	100.284.255	36.988.383	(52.799.934)
19.h	Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	773.511.579	0	978.440.276	0	(204.928.697)
19	ATTIVITÀ CORRENTI	2.171.169.545	1.322.666.910	1.487.065.917	382.465.643	684.103
	TOTALE ATTIVITÀ	4.264.956.100	1.444.355.159	5.406.612.386	2.314.080.733	(1.141.656)

Importi in Euro

Rif. Nota	PASSIVITÀ	31.12.15	Parti Correlate	31.12.14	Parti Correlate	Variazione
	Patrimonio Netto					
20.a	capitale sociale	1.098.898.884	0	1.098.898.884	0	0
20.b	riserva legale	87.907.874	0	83.427.802	0	4.480.072
20.c	riserva azioni proprie	0	0	0	0	0
20.d	altre riserve	72.222.702	0	62.368.706	0	9.853.996
	utile (perdita) relativa a esercizi precedenti	52.656.010	0	63.181.206	0	(10.525.196)
	utile (perdita) dell'esercizio	145.605.512	0	89.601.433	0	56.004.078
20	PATRIMONIO NETTO	1.457.290.981	0	1.397.478.032	0	59.812.950
21	Trattamento di fine rapporto ed altri piani a benefici definiti	29.846.837	0	30.684.507	0	(837.670)
22	Fondo per rischi ed oneri	42.786.400	0	56.567.224	0	(13.780.824)
23	Debiti e passività Finanziarie	2.400.100.260	0	2.730.840.300	0	(330.740.039)
24	Altre passività	0	0	268.700	0	(268.700)
25	Fondo imposte differite	6.655.307	0	9.817.940	0	(3.162.633)
	PASSIVITÀ NON CORRENTI	2.479.388.804	0	2.828.178.670	0	(348.789.866)
26.a	Debiti finanziari	77.569.663	53.814.418	929.848.821	905.635.027	(852.279.158)
26.b	Debiti fornitori	176.202.880	71.234.230	143.119.867	91.094.668	33.083.014
26.c	Debiti Tributarî	55.847.952	26.656.133	88.090.648	25.415.223	(32.242.696)
26.d	Altre passività correnti	18.655.820	0	19.896.349	0	(1.240.530)
26	PASSIVITÀ CORRENTI	328.276.314	151.704.782	1.180.955.685	1.022.144.919	(852.679.370)
	TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	4.264.956.100	151.704.782	5.406.612.386	1.022.144.919	(1.141.656.287)

Importi in Euro



Handwritten signature

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DI PATRIMONIO NETTO AL 31 DICEMBRE 2014

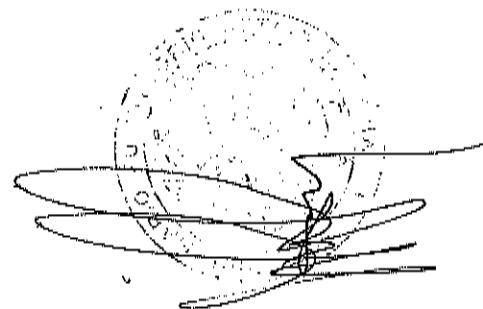
	Capitale Sociale	Riserva Legale	Riserva plusvalenza da scorporo	Riserva per differenze di Cambio	Riserva da valutazione di strumenti finanziari	Riserva da Utili e Perdite Attuariali	Altre riserve diverse	Utili (perdite) accumulati	Utili (perdita) dell'esercizio	Totale Patrimonio Netto
Saldi al 1° gennaio 2014	1.098.899	78.704	102.567	19.542	(34.951)	(5.467)	(2.993)	62.697	41.342	1.360.340
Destinazione risultato 2013:										
Distribuzione Saldo dividendi									(36.133)	(36.133)
Riserva legale		4.724							(4.724)	0
Utile a nuovo/ Copertura perdite								485	(485)	0
Altri movimenti							(785)			(785)
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nell'esercizio:										
Utili e perdite rilevati direttamente nel Patrimonio netto				352	(13.822)	(2.075)				(15.545)
Distribuzione Acconto su Dividendi										0
Utile dell'esercizio									89.601	89.601
Totale al 31 dicembre 2014	1.098.899	83.428	102.567	19.894	(48.773)	(7.542)	(3.778)	63.181	89.601	1.397.475

Importi in migliaia di Euro

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DI PATRIMONIO NETTO AL 31 DICEMBRE 2015

€ migliaia	Capitale Sociale	Riserva Legale	Riserva plusvalenza da scorporo	Riserva per differenze di Cambio	Riserva da valutazione di strumenti finanziari	Riserva da Utili e Perdite Attuariali	Altre riserve diverse	Utili (perdite) accumulati	Utili (perdita) dell'esercizio	Totale Patrimonio Netto
Saldi al 1° gennaio 2015	1.098.899	83.428	102.567	19.894	(48.773)	(7.542)	(3.778)	63.181	89.601	1.397.478
Destinazione risultato 2014:										
Distribuzione Saldo dividendi								(10.546)	(85.121)	(95.667)
Riserva legale		4.480							(4.480)	0
Utile a nuovo/ Copertura perdite								21	(21)	0
Altri movimenti							6.569			6.569
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nell'esercizio:										
Utili e perdite rilevati direttamente nel Patrimonio netto				(10.347)	15.870	(2.238)				3.285
Distribuzione Acconto su Dividendi										0
Utile dell'esercizio									145.606	145.606
Totale al 31 dicembre 2015	1.098.899	87.908	102.567	9.548	(32.903)	(9.781)	2.791	52.656	145.606	1.457.291

Importi in migliaia di Euro




RENDICONTO FINANZIARIO

	31.12.15	Parti Correlate	31.12.14	Parti Correlate	Variazione
Flusso monetario per attività di esercizio					
Utile prima delle imposte	148.890		89.694		59.196
Ammortamenti	16.195		15.236		959
Rivalutazioni/Svalutazioni	(144.894)		(101.256)		(43.638)
Variazione fondo rischi	(13.781)		1.309		(15.090)
Variazione netta del TFR	(3.676)		(946)		(2.731)
Interessi passivi finanziari netti	(15.893)		(13.488)		(2.405)
Imposte corrisposte	(2.269)		(14.161)		11.892
Flussi finanziari generati da attività operativa ante variazioni	(15.429)	0	(23.611)	0	8.182
Incremento dei crediti inclusi nell'attivo circolante	(45.199)	(53.141)	11.370	10.438	(56.569)
Incremento / decremento dei debiti inclusi nel passivo circolante	33.083	(19.860)	(9.062)	(2.725)	42.195
Incremento/Decremento scorte	0		0		0
Variazione del capitale circolante	(12.116)	(73.002)	2.308	7.713	(14.424)
Variazione di altre attività/passività di esercizio	18.839	12.380	7.132	(18.632)	11.701
TOTALE FLUSSO MONETARIO ATTIVITÀ ESERCIZIO	(8.706)	(60.622)	(14.172)	(10.919)	5.466
Flusso monetario per attività di investimento					
Acquisto/cessione immobilizzazioni materiali e immateriali	(11.703)		(13.550)		1.847
Partecipazioni	(32.309)		(24.578)		(7.731)
Incessi/pagamenti derivanti da altri investimenti finanziari	1.097.439	912.830	(192.432)	(298.153)	1.289.871
Dividendi incassati	101.788	101.788	91.426	91.426	10.362
Interessi attivi incassati	15.195	(7.031)	26.836	4.190	(11.641)
TOTALE	1.170.410	1.007.587	(112.297)	(202.537)	1.282.708
Flusso monetario da attività di finanziamento					
Rimborso mutui e debiti finanziari a lungo	(356.562)		(149.166)		(207.396)
Erogazione di mutui/altri debiti e medio lungo termine	0		799.223		(799.223)
Diminuzione/Aumento di altri debiti finanziari a breve	(852.388)	(851.821)	17.549	(354.418)	(869.937)
Interessi passivi pagati	(62.036)	(23)	(68.088)	(687)	6.052
Pagamento dividendi	(95.647)	(95.647)	(36.133)	(36.133)	(59.513)
TOTALE FLUSSO MONETARIO	(1.366.633)	(947.490)	563.384	(391.238)	(1.930.017)
Variazioni di patrimonio netto al netto dell'utile	0	0	0	0	0
Flusso monetario del periodo	(204.929)	(525)	436.915	(604.695)	(641.843)
Disponibilità monetaria netta iniziale	978.440	0	541.526	0	436.915
Disponibilità monetaria netta finale	773.512	(525)	978.440	(604.695)	(204.929)

Importi in migliaia di Euro