



Distribuzione S.p.A.

**Relazione sulla gestione
al 31 Dicembre 2014**

**Consiglio di Amministrazione
del 10/03/2015**



QUADRO NORMATIVO

28 febbraio 2014 – Delibera 82/2014/R/eel: Disposizioni in merito all'attività di verifica nell'ambito del Sistema Informativo Integrato (SII) dell'abbinamento tra il pod associato ad un punto di prelievo di energia elettrica e i dati identificativi del cliente finale titolare del punto (servizio di pre-check).

L'AEEGSI ha definito le caratteristiche e le modalità di implementazione, nell'ambito del SII, del servizio di verifica della corrispondenza tra POD e dati identificativi del cliente titolare del punto di prelievo (*c.d. servizio di pre-check*), unitamente ad alcune disposizioni funzionali all'aggiornamento della banca dati dei punti di prelievo e dei dati identificativi dei clienti (Registro Centrale Ufficiale - RCU).

4 aprile 2014 – Delibera 154/2014/R/eel: Determinazione delle tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica per l'anno 2014.

L'AEEGSI ha aggiornato per l'anno 2014 i parametri che concorrono alla quantificazione dei ricavi ammessi di ciascun distributore relativamente alla:

- tariffa di riferimento TV1(dis)_m, a copertura dei costi per l'erogazione del servizio di distribuzione, calcolata per ciascuna impresa: in particolare, per Acea Distribuzione si registra, rispetto all'anno 2013, un incremento percentuale relativamente alle utenze in BT (0,95% per la componente fissa, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo/anno, e 0,90% per la componente energia dell'IP), una riduzione relativamente alle utenze in MT (-0,46% per la quota fissa e -0,55% per la quota energia dell'IP), nonché alle utenze in AT (-2,14%);
- tariffa di riferimento TV1(cot), a copertura dei costi di commercializzazione, per la quale si registra una riduzione rispetto ai valori fissati per il 2013. In particolare, nei casi in cui il servizio di maggior tutela è erogato tramite società separata dall'impresa di distribuzione, la riduzione del parametro espresso in centesimi di euro/punto di prelievo/anno è pari al 2,47% per le utenze in BT, e pari al 2,48% per quelle in media.

11 aprile 2014 – Delibera 169/2014/R/eel: Estensione del meccanismo transitorio di perequazione tra imprese di distribuzione, in tema di perdite di energia elettrica sulle reti.



L'AEEGSI ha esteso, per l'anno 2015, a valere sulle perdite registrate nell'anno 2014, il meccanismo di perequazione tra imprese distributrici previsto nella delibera 559/2012/R/eel, come modificato dalla delibera 608/2013/R/eel, confermando l'applicazione della modalità di restituzione di una quota pari al 75% del valore a regolazione della differenza tra perdite effettive e perdite standard dalle imprese distributrici in surplus alle imprese in deficit.

Il 20 maggio 2014 il TAR Lombardia ha accolto il ricorso presentato dalla società A2a Reti Elettriche la quale, dichiarandosi impresa virtuosa avente diritto a percepire il premio, ha censurato i provvedimenti per difetto di istruttoria e di motivazione. Il giudice amministrativo ha ritenuto effettivamente carente l'istruttoria condotta dall'Autorità, per non aver atteso la conclusione degli ulteriori studi avviati al fine di valutare le più opportune modalità revisione del funzionamento del meccanismo di perequazione.

L'AEEGSI ha presentato ricorso al Consiglio di Stato che, in data 18 novembre 2014 ha emesso la propria sentenza a riguardo, con la quale è stata ripristinata la validità delle delibere 559/2012 e 608/2013. Il meccanismo che prevede la restituzione del 75% del premio degli high-performers dovrà, pertanto, essere applicato anche per l'anno 2015.

9 maggio 2014 – Delibera 205/2014/R/eel – Sperimentazione tariffaria su scala nazionale rivolta ai clienti domestici in bassa tensione che utilizzano pompe di calore elettriche come unico sistema di riscaldamento delle proprie abitazioni di residenza.

La presente delibera ha disposto l'avvio - su scala nazionale - della sperimentazione tariffaria che prevede l'applicazione, da parte delle imprese di distribuzione, della tariffa D1 ai clienti che utilizzano pompe di calore come unico sistema di riscaldamento della propria abitazione di residenza.

Tra il 1° luglio 2014 ed il 31 dicembre 2015 ogni cliente che soddisfa i requisiti richiesti, potrà presentare ad un venditore aderente la propria domanda di adesione.

23 maggio 2014 – Delibera 231/2014/R/com – Disposizioni in materia di obblighi di separazione contabile (unbundling) per i settori dell'energia elettrica e del gas.

Con il provvedimento in oggetto, che introduce il nuovo Testo Integrato Unbundling Contabile (TIUC) per i settori dell'energia elettrica e del gas, l'AEEGSI ha:



- suddiviso in due il comparto dell'attività di distribuzione relativo all'erogazione del servizio di connessione, distinguendo tra connessione in immissione e connessione in prelievo. Tali comparti contengono i ricavi derivanti dall'applicazione dei contributi di connessione previsti, rispettivamente, dal TICA e dal TIC;
- introdotto nuovi comparti nell'attività di misura dell'energia, che richiedono:
 - per l'installazione e la manutenzione del gruppo di misura, la suddivisione dei ricavi in base alla tipologia di punto presso il quale è installato il misuratore (di misura/di interconnessione), alla responsabilità dell'installazione dello stesso (gestore di rete/produttore), nonché al livello di tensione del punto (BT, MT, AT e AAT);
 - per l'attività di gestione dei dati di misura, la suddivisione tra i ricavi relativi ai punti di prelievo in BT con potenza disponibile fino a 55 kW e quelli relativi ai punti in BT con potenza superiore a 55 kW.

Le nuove disposizioni decorrono a partire dall'esercizio in corso.

L'AEEGSI ha, inoltre, avviato un tavolo tecnico finalizzato alla redazione di un manuale di contabilità regolatoria contenente specifiche utili alla redazione dei conti annuali separati.

02 luglio 2014 – Determina DMEG/Efr/9/2014 - Definizione, in materia di titoli di efficienza energetica, del contributo tariffario definitivo per l'anno d'obbligo 2013 e del contributo tariffario preventivo per l'anno d'obbligo 2014.

L'Autorità ha reso noti i valori del contributo tariffario definitivo per l'anno d'obbligo 2013 e del contributo tariffario preventivo per l'anno d'obbligo 2014, definendo valori rispettivamente pari a 110,27 €/TEE ed a 110,39 €/TEE.

17 luglio 2014 - DCO 346/2014/R/com – Primi orientamenti in materia di riforma degli obblighi di separazione funzionale per il settore dell'energia elettrica e del gas.

Il documento contiene i primi orientamenti dell'AEEGSI in merito alla riforma degli obblighi di separazione funzionale per gli esercenti del settore elettrico e del gas, al fine di dare attuazione alle disposizioni in materia di *unbundling* contenute al decreto legislativo 93/11. Le proposte rinviano, inoltre, alle disposizioni della



delibera ARG/com 153/11 in materia di certificazione dei gestori dei sistemi di trasmissione dell'energia elettrica (Terna SpA) e di trasporto del gas naturale (Snam Rete Gas). In sintesi, le tematiche affrontate riguardano:

- l'introduzione di una nuova definizione di impresa verticalmente integrata (IVI), nonché di una serie di obblighi in materia di separazione del marchio tra distributore e venditore appartenenti alla medesima IVI;
- la nomina di un Responsabile di Conformità del Programma di Adempimenti;
- la distinzione delle informazioni commercialmente sensibili in due tipologie: le informazioni commercialmente sensibili propriamente dette, e le informazioni di tipo non strettamente commerciale.

01 agosto 2014 - Delibera 398/2014/R/eel - Disposizioni funzionali all'acquisizione della titolarità di un punto di prelievo attivo da parte di un cliente finale. Regolazione della voltura nel settore elettrico.

L'AEEGSI ha disciplinato il processo di voltura contrattuale nell'ambito del Sistema Informativo Integrato ed ha definito le modalità con le quali un cliente può acquisire la titolarità di un punto di prelievo attivo.

Il provvedimento descrive due fattispecie:

- la voltura contrattuale semplice, ovvero la variazione dell'intestatario del contratto di fornitura in essere per un punto di prelievo attivo di cui è titolare un cliente finale diverso dal richiedente; in questi casi, se il venditore preesistente è l'esercente la maggior tutela/salvaguardia, questo è obbligato a dar seguito alla richiesta del cliente, mentre se è un venditore del mercato libero ha facoltà di accettare o meno la richiesta;
- la voltura con *switching*, prevista laddove il venditore preesistente non accetti la richiesta di voltura contrattuale semplice formulata dal cliente e si renda necessaria la stipula di un nuovo contratto con una diversa controparte commerciale.

11 agosto 2014 - Delibera 421/2014/R/eel - Ulteriori interventi relativi agli impianti di generazione distribuita finalizzati a garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

L'AEEGSI ha approvato l'aggiornamento dell'Allegato A72 al Codice di Rete di Terna relativo alla "Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale (RIGEDI)".

La nuova versione dell'Allegato A72 sarà efficace dal 1° settembre 2015.



L'Autorità ha previsto che:

- le imprese distributrici implementino entro il 31 agosto 2015 un sistema centralizzato in grado di inviare i segnali necessari per l'attivazione del teledistacco agli impianti di potenza maggiore o uguale a 100 kW alimentati da fonte eolica o fotovoltaica connessi alle reti di media tensione proprie o delle imprese distributrici sottese;
- i produttori, titolari di impianti afferenti alle predette tipologie che non dispongano dei requisiti tecnici per rendere possibile il teledistacco, siano tenuti ad adeguare i propri impianti entro il 31 gennaio 2016.

19 settembre 2014 - Delibera 447/2014/R/eel - Avvio di procedimento per l'adozione di provvedimenti dell'Autorità ai fini dell'attuazione della legge 116/2014, in tema di riduzione delle bollette elettriche a favore dei clienti forniti in media e bassa tensione.

Il provvedimento dispone l'avvio di un procedimento per l'attuazione delle disposizioni previste nel Decreto Competitività, come convertito dalla legge 116/2014.

I disposti che l'AEEGSI è tenuta a recepire con maggiore urgenza riguardano la riduzione degli oneri tariffari per le utenze BT ed MT "altri usi" con potenza disponibile superiore a 16,5 kW (in attuazione dell'art. 23) e l'applicazione delle maggiorazioni tariffarie nei confronti di SEU, SEESEU e RIU (art. 24).

La delibera non fornisce indicazioni puntuali in merito alle modalità di attuazione delle disposizioni, ma sottolinea come, al fine di assicurare la piena e tempestiva efficacia delle stesse, esista la possibilità che l'AEEGSI ricorra a modalità "urgenti o successive di consultazione". Ciò vuole dire che le relative consultazioni potranno o non svolgersi affatto o svolgersi con tempi estremamente ridotti.

10 ottobre 2014 - Delibera 483/2014/R/eel - Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e di condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di connessione per il periodo di regolazione che ha inizio dal 1° gennaio 2016.

La delibera avvia il procedimento - che dovrà concludersi entro il 31 dicembre 2015 - per la formazione di nuovi provvedimenti relativi al V periodo regolatorio.

Si segnala che per il nuovo periodo sarà valutata dall'AEEGSI anche l'opportunità di prevedere una durata superiore ai consueti 4 anni, in linea con quanto già deciso



per la distribuzione del gas, nella prospettiva di rafforzare la stabilità regolatoria, introducendo, eventualmente, meccanismi di revisione infra-periodo in relazione alle variabili maggiormente esposte a fenomeni esogeni.

31 ottobre 2014 - Delibera 534/2014/R/eel – Disposizioni in merito al trattamento dei punti di prelievo relativi alla società RFI S.p.a., ai fini della definizione delle partite di settlement per l'applicazione del regime tariffario speciale previsto dal TIT.

La delibera introduce, con decorrenza 1° gennaio 2015, l'obbligo per la società Rete Ferroviaria Italiana Spa (RFI) di sottoscrivere con Terna e con le imprese distributrici contratti distinti per i punti di prelievo afferenti alle forniture uso trazione da quelli afferenti gli altri usi. Ciò ai fini della corretta determinazione della componente tariffaria c.d. compensativa, che Cassa Conguaglio versa mensilmente alla società e per il cui calcolo occorre distinguere la quantità di energia utilizzata per ciascuno scopo, uso trazione o altri usi (art. 71.3, del TIT).

Con tale provvedimento l'AEEGSI ha dato seguito a quanto disciplinato con la delibera 456/2013/R/eel in riferimento alla sdoppiamento del contratto di dispacciamento per l'esercente la vendita che opera sul servizio di salvaguardia oltre che sul mercato libero.

Anche nel caso della salvaguardia, lo sdoppiamento del contratto di dispacciamento e trasporto decorre dal 1° gennaio 2015.

21 novembre 2014 - Delibera 574/2014/R/eel – Disposizioni relative all'integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale.

La delibera definisce alcune prime disposizioni finalizzate a consentire la gestione dei sistemi di accumulo e la loro integrazione nel sistema elettrico nazionale, con particolare riferimento alle modalità di accesso e di utilizzo della rete.

Più in dettaglio, si prevede che:

- i suddetti sistemi siano trattati come singoli impianti di produzione o come gruppi di generazione che costituiscono un unico impianto di produzione e che, ai fini del corrispettivo per la connessione, vengano applicate le disposizioni previste per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento (corrispettivi a forfait per le connessioni MT e BT e corrispettivi a spesa relativa per le connessioni AT);



- se l'energia prelevata dalla rete pubblica alimenta esclusivamente i sistemi di accumulo ed i servizi ausiliari di eventuali impianti di produzione, non vengano applicate le tariffe di trasmissione, distribuzione e gli oneri generali di sistema. Diversamente, qualora il prelievo venga utilizzato anche per l'alimentazione di unità di consumo, è prevista l'applicazione dei suddetti corrispettivi;
- il servizio di misura venga erogato secondo quanto previsto in materia di misura dell'energia elettrica prodotta e che le relative apparecchiature di misura rispondano alle fattispecie tecniche delle Norme CEI 0-16 e 0-21, di prossimo aggiornamento.

In attesa dell'aggiornamento da parte di Terna, GSE ed imprese distributrici, delle regole tecniche e dei sistemi informatici, la delibera prevede che siano definite modalità transitorie affinché la stessa possa trovare applicazione dal 1° gennaio 2015.

28 novembre 2014 - Delibera 587/2014/R/eel – Modifiche e integrazioni al Testo Integrato Settlement - TIS.

L'AEEGSI ha modificato il Testo Integrato Settlement (TIS) in riferimento alle tempistiche di consolidamento del settlement mensile ed all'introduzione di una fase di verifica dei dati inviati dalle imprese distributrici a Terna ai fini della determinazione delle partite fisiche ed economiche nell'ambito delle sessioni semestrali di conguaglio (SEM1 e SEM2).

In particolare le modifiche introdotte, in vigore dal 1° gennaio 2015, riguardano l'introduzione, nell'ambito delle due sessioni semestrali di conguaglio, di una fase di verifica delle informazioni inviate dalle imprese distributrici a Terna, che consentirà agli utenti del dispacciamento di controllare i dati relativi all'energia elettrica prelevata e immessa (funzionali alla determinazione delle partite fisiche di conguaglio e di rettifica) ed alle imprese distributrici di correggere eventuali errori nell'ambito della medesima SEM.

5 dicembre 2014 - Delibera 595/2014/R/eel – Regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta.

In vista dell'avvio del V periodo regolatorio, fissato al 1° gennaio 2016, l'AEEGSI ha aggiornato la normativa relativa al servizio di misura dell'energia elettrica prodotta. In particolare, vengono uniformate le disposizioni in materia di responsabilità della raccolta, validazione e registrazione delle misure, prevedendone l'attribuzione ai



gestori di rete anche in riferimento agli impianti con potenza nominale > di 20 kW entrati in esercizio o con richiesta di connessione antecedente al 27 agosto 2012 (data di avvio del 5° Conto Energia). In conseguenza della variazione della responsabilità, per tali impianti si applicheranno i corrispettivi regolati MIS(rac) e MIS (ver).

Si applicano, pertanto, anche ai misuratori dell'energia elettrica prodotta le disposizioni previste agli artt. 11, 12, 13 e 14 del TIME con riferimento ai seguenti aspetti:

- a) remunerazione riconosciuta agli investimenti per il servizio di misura dell'energia elettrica prodotta;
- b) aggiornamento delle componenti tariffarie relative al servizio di misura dell'energia elettrica prodotta;
- c) obblighi informativi in capo agli esercenti;
- d) perequazione dei ricavi per la misura dell'energia elettrica prodotta.

5 dicembre 2014 - Delibera 597/2014/R/com – Avvio di procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di metodologie e criteri per la determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito nei settori elettrico e gas.

La delibera avvia un procedimento per la revisione delle modalità di determinazione e di aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) per i settori elettrico e del gas, finalizzata a garantire l'unificazione di tutti i parametri utilizzati nel calcolo, fatta eccezione per quelli che esprimono condizioni specifiche dei due settori.

Il procedimento verrà svolto in maniera temporalmente coordinata con i provvedimenti che introdurranno il V periodo regolatorio, a partire dal 1° gennaio 2016 (delibera 483/2014/R/eel).

11 dicembre 2014 - Delibera 593/2014/S/efr – Definizione delle modalità di calcolo delle sanzioni in materia di titoli di efficienza energetica.

L'AEEGSI ha definito le modalità di calcolo delle sanzioni in materia di titoli di efficienza energetica, ad integrazione dei criteri generali di quantificazione della sanzione di cui alla delibera 243/2012/E/com. In particolare, ha stabilito che:

- a) al soggetto obbligato che non consegua una quota pari o superiore al valore minimo dell'obiettivo d'obbligo di propria competenza (pari al 50% per gli anni 2013-2014 ed al 60% per gli anni 2015-2016), verrà irrogata una



“sanzione da ritardo” calcolata sulla base del numero dei titoli mancanti al raggiungimento della quota minima, fatto salvo l’obbligo di compensazione nel biennio successivo;

- b) al soggetto obbligato che nel biennio successivo all’anno d’obbligo non compensi la quota residua di inadempimento verrà irrogata una “sanzione definitiva” calcolata sulla base del numero dei TEE ancora mancanti per il raggiungimento dell’obiettivo. Tale sanzione dovrà essere quantificata tenendo conto:
- della maggiore gravità di tale inadempimento rispetto al ritardo di cui al punto a);
 - dei seguenti parametri:
 - i. valore medio assunto dai titoli nel mercato e nei contratti bilaterali, nel periodo compreso tra il 1° giugno dell’anno successivo a quello d’obbligo al 31 maggio del secondo anno successivo;
 - ii. numero di titoli che corrispondono all’inadempimento oggetto della sanzione;
 - iii. costi evitati dal soggetto obbligato in ragione dell’inadempimento;
- c) al soggetto che abbia conseguito, per ciascun anno, una quota pari o superiore al valore minimo dell’obiettivo d’obbligo di propria competenza ma inferiore al 100% e nel biennio successivo non compensi la quota residua, verrà irrogata una sanzione calcolata sulla base dei criteri di cui alla lettera b).

12 dicembre 2014 - Delibera 609/2014/R/eel – Prima attuazione delle disposizioni del decreto legge 91/2014, in tema di applicazione dei corrispettivi degli oneri generali di sistema per reti interne e sistemi efficienti di produzione e consumo.

La delibera definisce le modalità di prima attuazione alle disposizioni dell'articolo 24 del decreto legge 91/2014, in merito all'applicazione di una percentuale del 5% degli oneri generali di sistema da applicare all'energia autoconsumata dai clienti finali titolari di un sistema semplice di produzione e consumo (ASSPC) avente la qualifica di Sistema Efficiente d'Utenza (c.d. SEU) o di Sistema ad esso equivalente (c.d. SESEU).

In luogo dell'impossibilità attuale di misurare tale energia, l'AEEGSI ha introdotto un meccanismo «equivalente» che i distributori saranno tenuti ad applicare nella



prima fattura emessa entro 60 giorni dal rilascio della qualifica di SEU o SEEU da parte del GSE, e comunque non prima del 1° settembre 2015.

Tale meccanismo «equivalente» si palesa attraverso:

- a) la definizione di una maggiorazione della quota fissa della sola componente A3;
- b) la differenziazione dell'importo per i POD in MT in funzione della taglia dell'impianto di produzione, del tipo di fonte e dell'incidenza dell'autoconsumo in sito;
- c) l'applicazione della maggiorazione su base annua (sia per i POD in BT che in MT).
- d) Lo stesso è stato poi determinato con la delibera 675/2014/R/com.

12 dicembre 2014 - Delibera 612/2014/R/eel - Attuazione delle disposizioni del decreto legge 91/14 in materia di scambio sul posto.

La delibera revisiona la disciplina dello scambio sul posto dando attuazione all'articolo 25-bis del decreto legge n. 91/14, ed integrando il Testo Integrato Scambio sul Posto (TISP) nonché il Testo Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (TISSPC).

In particolare, il provvedimento:

- esplicita che il corrispettivo unitario di scambio forfetario è definito anche per i clienti domestici in BT che, utilizzando la pompa di calore elettrica come unico sistema di riscaldamento della propria abitazione di residenza, hanno accesso alla tariffa di rete D1;
- distingue gli ASSPC che hanno diritto ad accedere al regime di scambio sul posto con potenza installata non superiore a 20 kW e i cui impianti siano tutti esclusivamente alimentati da fonti rinnovabili (SSP-A), dagli altri ASSPC che hanno diritto ad accedere al regime di scambio sul posto (SSP-B);
- estende l'accesso allo scambio sul posto agli impianti di produzione con potenza fino a 500 kW se alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2015.

19 dicembre 2014 - Delibera 640/2014/R/eel - Disposizioni in merito alla gestione dei dati di misura nell'ambito del Sistema Informativo Integrato con riferimento ai punti di prelievo trattati su base oraria.

Il provvedimento dispone l'avvio della sperimentazione relativa alla messa a disposizione, tramite il SII, dei dati di misura dei punti di prelievo trattati orari. Nello specifico, dal mese di febbraio 2015, con riferimento alla competenza di



gennaio, i dati orari trasmessi mensilmente dai distributori ai venditori nonché gli aggregati orari inviati a Terna, dovranno essere trasmessi anche al SII. Trattandosi di una sperimentazione, l'invio al SII sarà aggiuntivo rispetto alle comunicazioni attualmente previste dalla regolazione. La sperimentazione, infatti, avrà un'implementazione graduale, e vivrà differenti fasi.

Nella fase di avvio, il SII:

- per la competenza di gennaio, dovrà mettere a disposizione dei distributori modalità di trasmissione dei dati semplificate;
- a partire dai dati relativi al mese di aprile 2015, dovrà predisporre delle specifiche tecniche finalizzate all'implementazione delle attività di monitoraggio dei flussi ricevuti ed alle verifiche di coerenza degli stessi con le anagrafiche presenti nel RCU e con gli aggregati inviati a Terna ai fini del settlement.

Nella fase a regime della sperimentazione, il SII dovrà predisporre un report mensile da inviare all'AEEGSI con l'indicazione delle anomalie emerse nella trasmissione dei flussi, e dovrà contestualmente segnalare le irregolarità riscontrate alle imprese di distribuzione.

Tale sperimentazione potrà essere estesa anche ai punti di prelievo non trattati orari.

19 dicembre 2014 - Delibera 641/2014/R/eel – Disposizioni in merito alla verifica del rispetto delle tempistiche per la trasmissione dei dati di misura necessari ai fini dell'erogazione del servizio di scambio sul posto per l'anno di competenza 2013.

Il provvedimento stabilisce che:

- entro il 15 gennaio 2015 il GSE dovrà mettere a disposizione dei distributori dei report che diano evidenza dei dati di misura e delle informazioni mancanti per gli impianti di produzione in scambio sul posto relativamente all'anno 2013, al fine della valorizzazione di eventuali penali da parte di Cassa Conguaglio (CCSE);
- entro il 15 marzo p.v. i distributori dovranno versare a Cassa le eventuali penali, sulla base delle indicazioni presenti nei report del GSE.

29 dicembre 2014 - Delibere 610/2014/R/eel - 653/2014/R/eel - 655/2014/R/eel - 674/2014/R/eel – Aggiornamento tariffe anno 2015.



L'AEEGSI ha emanato una serie di provvedimenti aventi ad oggetto l'aggiornamento delle tariffe da applicare ai clienti finali nell'anno 2015 per l'erogazione dei servizi di connessione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.

In particolare:

- la delibera 610/2014/R/eel aggiorna le tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione da applicare ai clienti finali diversi dai domestici (+4% quota fissa e +2% quota potenza e quota energia rispetto allo scorso), i corrispettivi a copertura del servizio di misura (-4% quota fissa in BT e - 1% in MT; -9% quota energia in BT), nonché conferma, per il servizio di connessione, le tariffe in vigore nel 2014. Inoltre, il provvedimento proroga al 31 dicembre 2015 l'agevolazione in termini di corrispettivi TIC attualmente prevista per le connessioni temporanee relative a spettacoli viaggianti e agli usi domestici;
- la delibera 653/2014/R/eel aggiorna le tariffe per il servizio di trasmissione, a copertura dei relativi costi (si prospetta un saldo positivo della perequazione dei costi di trasmissione più elevato rispetto al 2014, con un conseguente maggior impatto di natura finanziaria);
- la delibera 655/2014/R/eel aggiorna le tariffe di trasporto e misura dell'energia per i clienti domestici (D1, D2 e D3). In particolare, le tariffe 2015 risultano incrementate, rispetto allo scorso anno, soprattutto in corrispondenza degli scaglioni più bassi (es. tariffa D2: +11% per consumi fino a 1.800 kWh/anno a fronte di + 1% per consumi annui fino a 2.640 kWh);
- la delibera 674/2014/R/eel, infine, sopprime, con efficacia retroattiva (dal 1°luglio 2014), l'integrazione ai ricavi a copertura degli oneri sostenuti dagli operatori per lo sconto applicato ai propri dipendenti.

29 dicembre 2014 - Delibera 675/2014/R/com – Aggiornamento, dal 1° gennaio 2015, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas.

Il presente provvedimento:

- suddivide la categoria tariffaria "altre utenze in bassa tensione" prevista dal comma 2.2, let. d) del TIT, in utenze "con potenza disponibile fino a 16,5 kW" ed utenze con "potenza disponibile superiore a 16,5 kW", fissando per



quest'ultima tipologia importi più bassi delle componenti A e UC. Tale differenziazione è efficace dal 1° gennaio u.s.;

- ai fini dell'applicazione della maggiorazione tariffaria della quota fissa della componente A3 per i POD con impianti di produzione afferenti alle tipologie di SEU e SESEU, fissa i seguenti corrispettivi:
 - per i punti di prelievo in BT la maggiorazione è pari a 36 euro all'anno. Tale importo è stato definito provvisoriamente, con possibilità di modifica in corso d'anno, dal momento che il GSE non ha ancora completato l'attività di identificazione dei soggetti interessati;
 - per i punti di prelievo in MT è stata fissata un'aliquota dello 0,273 cent€/kWh, da applicare nel seguente algoritmo di calcolo:
$$\text{Potenza} * \text{Ore} * \alpha * \text{Aliquota}.$$

Sebbene i corrispettivi fissati per la maggiorazione della componente A3 siano validi a partire dal 1° gennaio 2015, l'Autorità ha disposto una proroga dell'avvio della fatturazione per consentire al GSE ed a Terna di completare l'identificazione delle diverse tipologie di SSPC. Pertanto, tale addebito dovrà essere applicato in fattura entro 60 giorni dal rilascio della qualifica di SEU o SESEU da parte del GSE, e comunque non prima del 1° settembre 2015.

11 dicembre 2014 - DCO 618/2014/R/eel - Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica. Fatturazione del servizio e garanzie contrattuali. Orientamenti finali.

L'AEEGSI ha definito i propri orientamenti finali riguardo ai criteri per la determinazione delle garanzie contrattuali derivanti dalla sottoscrizione del contratto di trasporto, nonché delle modalità e delle tempistiche di fatturazione dei corrispettivi. In particolare, sul tema delle garanzie, si conferma la possibilità di scelta, da parte dell'utente del trasporto, tra: fideiussione bancaria o assicurativa, deposito cauzionale, rating e parent company guarantee (precisando, tuttavia, quali sono le condizioni indispensabili per l'accesso alle ultime due forme di garanzia ammesse). Il documento, inoltre, definisce i criteri di dimensionamento e di adeguamento periodico della fideiussione nonché le modalità di gestione delle escussioni e delle risoluzioni contrattuali.

Riguardo alla fatturazione, invece, si prevedono tre differenti tipologie di documenti:



- 1) la fattura «di ciclo», comprensiva di tutte le partite attinenti il servizio di trasporto e dei conguagli (rettifiche di dati di misura effettivi che sostituiscono dati stimati);
- 2) la fattura «di rettifica» di dati di misura diverse dai conguagli;
- 3) la fattura relativa ad ulteriori prestazioni e ad altri corrispettivi (ad esempio il bonus elettrico, il CMOR, il CTS).

Inoltre:

- viene modificato l'obbligo di messa a disposizione dei dati di misura relativi ai punti di prelievo orari (5° giorno lavorativo del mese M+1);
- viene introdotto un termine per l'emissione e la trasmissione della fattura al venditore (pari a 2 giorni lavorativi dal termine ultimo per la messa a disposizione dei dati di misura validati) ed un sistema di indennizzi automatici, differenziati per punti di prelievo trattati orari e non trattati orari, al fine di migliorare la qualità del dato di misura trasmesso al venditore e di favorire il rispetto delle tempistiche di messa a disposizione dei dati utili per la fatturazione.

Il documento, infine, rimuove l'aggio che le imprese di distribuzione trattengono sui versamenti alla Cassa Conguaglio ed al GSE (pari allo 0,5% di quanto dovuto).

➤ **Procedimenti sanzionatori in corso**

Delibera 300/2013/S/eel: Avvio di un procedimento sanzionatorio per l'accertamento di violazioni in materia di aggregazione delle misure.

Nel luglio 2013 l'AEEGSI ha avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di Acea Distribuzione per accertare violazioni in materia di aggregazione delle misure, indispensabili ai fini della determinazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento.

Nel successivo mese di agosto la Società ha presentato una proposta di Impegni, ai sensi dell'art. 45 comma 3 del decreto legislativo n. 93/11 e della deliberazione dell'Autorità 243/2012/E/com. A fronte della richiesta di chiarimento pervenuta dall'AEEGSI e dell'incontro svolto con la stessa in data 25 giugno 2014, Acea Distribuzione ha inviato una comunicazione nella quale ha:

- rappresentato l'avanzamento in merito all'allineamento tra misurato e fatturato per gli anni 2011 e 2012, impegnandosi a riportare i valori all'interno delle soglie consentite entro il successivo 31 ottobre 2014 (obiettivo conseguito nei tempi);



- chiarito le modalità di quantificazione degli oneri finanziari che la Società si era impegnata a riconoscere al Sistema;
- proposto l'ulteriore impegno – su esplicita richiesta dell'AEEGSI – di anticipare la pubblicazione delle misure verso gli utenti del dispacciamento.

Si rimane in attesa di una esposizione formale da parte dell'Autorità in merito a quanto proposto dalla Società.

Delibera 62/2014/S/eel: Avvio di un procedimento per l'adozione di provvedimenti sanzionatori e prescrittivi nei confronti di Acea Distribuzione S.p.a. per violazioni in materia di messa in servizio e lettura dei misuratori elettronici di energia elettrica di bassa tensione.

L'AEEGSI ha avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di Acea Distribuzione per accertare le violazioni relative:

- al mancato rispetto dell'obiettivo di misuratori elettronici messi in servizio (95% al 30/06 dell'anno n+1 sui misuratori installati al 31/12 dell'anno n);
- all'obbligo di raccogliere i dati relativi ai registri di misura delle ore 24:00 dell'ultimo giorno di ogni mese.

Il 6 maggio u.s. la Società ha presentato memoria difensiva nella quale ha prospettato il raggiungimento dell'obiettivo del 95% entro la fine dell'anno 2014. Anche in questo caso, si è in attesa di un riscontro formale da parte dell'Autorità relativamente a quanto esposto dalla Società.

**Andamento della gestione e prospettive di sviluppo****Contesto di riferimento**

La domanda di energia elettrica in Italia nel 2014 è diminuita del 3,0% rispetto all'anno precedente. La potenza massima richiesta sulla rete nazionale, pari a 51.550 MW, e registrata il 12 giugno 2014, alle ore 12.00, è stata inferiore di circa 2.392 MW (-4,43%) rispetto alla punta misurata nell'anno precedente, pari a 53.942 MW, e rilevata il 26 luglio 2013, alle ore 12.00.

Il contributo della produzione nazionale all'offerta di energia elettrica è stato pari all'85,9%, mentre il rimanente 14,1% è derivato da importazioni dall'estero. La fonte termoelettrica ha contribuito alla produzione totale per il 52,9%, la fonte idroelettrica per una percentuale pari al 18,8% ed, infine, le fonti geotermoelettrica ed eolico/fotovoltaico complessivamente per il 14,2%.

Richiesta di energia elettrica in Italia nel periodo 1 gennaio - 31 dicembre 2014 [GWh]		Variazione % 2014/2013 [%]	Incidenza % delle produzioni [%]
(a) Produzione Netta	267.557	-4,0	
Idroelettrica	58.067	7,4	18,8%
Termoelettrica	165.684	-9,7	52,9%
Geotermoelettrica	5.541	4,2	14,2%
Eolica e Fotovoltaica	38.265	6,2	
(b) Consumo pompaggi	2.254	-9,7	
(c) = (a) - (b) Produzione nazionale	265.303	-4,0	85,9%
Saldo estero	43.703	3,7	14,1%
RICHIESTA DI ENERGIA ELETTRICA	309.006	-3,0	100,00%

(*) Le % delle componenti idroelettrica e termoelettrica sono state calcolate al netto dei servizi ausiliari e dei consumi per pompaggi



Bilancio dell'energia

Il bilancio fisico dell'energia elettrica di ACEA Distribuzione, relativo all'anno 2014, è stato elaborato a partire dalla misura rilevata dai contatori installati presso i punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale e facenti parte del sistema dedicato alla misura degli scambi con quest'ultima.

L'energia elettrica complessivamente immessa nella rete di ACEA Distribuzione (dalla rete di trasmissione nazionale, da impianti di generazione connessi direttamente alla rete di ACEA Distribuzione e dalla rete di ENEL Distribuzione interconnessa) ha registrato, nel corso del 2014, una riduzione del 3,79% rispetto al dato di energia immessa nell'anno precedente¹. Tale variazione media è stata inferiore a quella tendenziale stabilita in sede di budget 2013, stimata al +0,96% (lo scostamento è determinato confrontando l'energia immessa in rete stimata in budget per l'anno 2014, con l'analogo dato comunicato in occasione della chiusura di bilancio 2013).

La potenza massima richiesta sulla rete di Acea Distribuzione nel 2014 è stata pari a 2.039 MW ed è stata registrata alle ore 15.00 del 12 giugno 2014. Tale valore è stato inferiore di circa 42 MW (-2,01%) rispetto al corrispondente dato dell'anno 2013², attestato su 2.081 MW e rilevato il 20 giugno 2013, alle ore 13.00.

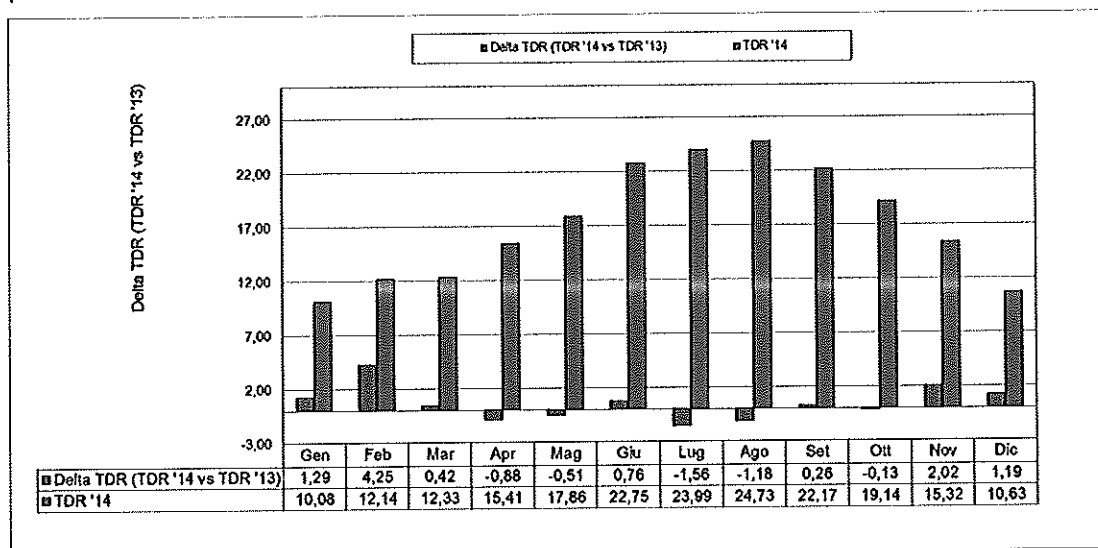
La domanda di energia elettrica rilevata sulla rete di Acea Distribuzione nel corso del 2014 ha subito una diminuzione legata essenzialmente a fattori strutturali (al netto quindi dei fattori climatici e di calendario), che conferma l'andamento osservato negli ultimi anni.

L'influenza delle condizioni climatiche si è manifestata maggiormente nei mesi invernali ed estivi. In particolare, nel mese di febbraio la variazione della richiesta di energia del **-6,75%** è riconducibile essenzialmente al clima meno rigido **(+4,25°C rispetto all'anno precedente)**. In modo analogo, nei mesi di luglio ed agosto, condizioni climatiche più temperate hanno influito riducendo la domanda di energia rispettivamente del **-6,74%** e del **-6,91%** rispetto all'anno precedente (nel mese di agosto all'effetto climatico si è sommato il contributo dato dal giorno lavorativo in meno).

¹ Dato comunicato in occasione della chiusura di bilancio 2013.

² Dato comunicato in occasione della chiusura di bilancio 2013.

Nel grafico riportato di seguito viene rappresentato l'andamento della TDR³ registrata nel corso dell'anno 2014 e la differenza media mensile del medesimo parametro calcolato nel corrispondente periodo dell'anno 2014 e 2013.



Nella successiva tabella sono riportate le variazioni percentuali mensili dell'energia elettrica immessa nella rete di ACEA Distribuzione, calcolate con riferimento ai volumi degli anni 2013 e 2014, come rilevati direttamente dal sistema di misura dedicato (serie "grezza") e, quindi, come risultanti dalle elaborazioni⁴ effettuate per neutralizzare gli effetti delle richiamate condizioni climatiche, nonché della diversa composizione del calendario (serie "depurata"):

VARIAZIONI PERCENTUALI MENSILI - SERIE "GREZZA", SERIE "DEPURATA"												
2014 Vs. 2013	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
SERIE "GREZZA"	-2,96%	-6,75%	-8,73%	-1,74%	-2,59%	0,70%	-6,74%	-6,91%	-1,19%	0,50%	-4,60%	-3,33%
SERIE "DEPURATA"	-0,38%	-0,36%	-7,63%	-1,57%	-2,02%	-0,88%	-1,93%	-2,70%	-2,52%	-1,53%	-0,70%	-1,58%

³ La temperatura di riferimento (TDR) è definita come la media pesata della temperatura giornaliera massima e minima che meglio interpreta l'influenza dei fattori climatici sulla domanda di energia elettrica. L'andamento della TDR riportato nella presente relazione è stato elaborato in base all'aggiornamento delle serie storiche effettuato successivamente alla redazione della chiusura di bilancio 2014.

⁴ I dati di energia depurati dall'influenza del meteo e del calendario, sono stati elaborati utilizzando i parametri di de-climatizzazione, de-calendarizzazione e de-stagionalizzazione aggiornati in data successiva alla redazione della chiusura di semestrale 2014.



La tabella che segue illustra la sequenza mensile dell'energia elettrica immessa nella rete di ACEA Distribuzione durante l'anno 2014, corredata dell'analoga serie del 2013:

Energia immessa nella rete ACEA [GWh]													
	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre	Totale
2014	997,52	861,63	919,77	831,01	864,64	925,95	987,88	898,63	912,99	921,89	878,67	953,03	10.953,61
2013	1.027,93	924,02	1.007,70	845,72	887,62	919,50	1.059,23	965,36	924,00	917,31	921,03	985,90	11.385,32

Tali quantitativi di energia elettrica sono stati destinati al fabbisogno delle utenze alimentate dalla rete sopra menzionata, individuate dal complesso dei clienti del mercato libero, del mercato di salvaguardia e del mercato di maggior tutela, nonché dai cosiddetti distributori sottesi, rappresentati nello specifico dall'impresa elettrica del comune di Saracinesco. Sono inoltre presenti cessioni ed immissioni di energia, effettuate tra la rete di ACEA Distribuzione e le reti di ENEL Distribuzione, in corrispondenza di alcuni punti di interconnessione in bassa, media e alta tensione.

Nella successiva tabella, in relazione all'esercizio nel corso dell'anno 2014, e assumendo come riferimento lo stesso periodo dell'anno 2013, trova quantitativa rappresentazione la precedente esposizione, con l'ulteriore dettaglio del contributo assicurato dall'Acquirente Unico S.p.A. e dalla fornitura da importazione:

	Mercato di maggior tutela		Mercato libero	Distributori sottesi	Totale
	Fonte AU GWh	Altre Fonti GWh	GWh	GWh	GWh
2014	2.852,11	432,05	7.666,55	2,90	10.953,61
2013	3.107,58	431,50	7.844,09	2,15	11.385,32

Per quanto riguarda la fornitura da importazione, è in atto una convenzione con lo Stato della Città del Vaticano, per la gestione ottimizzata dell'energia elettrica di importazione ad esso assegnata (determinata da Terna sulla base dello schema di decreto in materia di importazione per l'energia elettrica del Ministero dello Sviluppo Economico che definisce l'attribuzione di quote di capacità di trasporto



all'interconnessione con l'estero per lo Stato Città del Vaticano⁵ e per la Repubblica di San Marino).

In tale ambito, la Società si è impegnata a fornire al suddetto Stato servizi tecnici connessi alla gestione delle utenze sottese, nonché una razionalizzazione ed un miglioramento delle reti elettriche e degli impianti ad esse asserviti.

⁵ Si considerano recepite le modifiche suggerite dalla AEEGESI con parere del 18/09/14, affinché allo Stato della Città del Vaticano vengano riconosciuti benefici di economici equivalenti alla assegnazione di una riserva sulla capacità di trasporto all'interconnessione con l'estero.



Tariffe per il servizio di trasporto

L'anno 2014 rappresenta il terzo anno in cui trova applicazione la nuova struttura tariffaria definita dall'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed il servizio idrico (AEEGSI) per il periodo di regolazione 2012 - 2015. Le disposizioni normative sono articolate in tre Testi Integrati: Il "Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (TIT)", Allegato A alla deliberazione ARG/elt/199/11, "Il Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica (TIME)", Allegato B alla deliberazione ARG/elt/199/11, e il "Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione" (TIC), Allegato C alla deliberazione ARG/elt/199/11 pubblicata il 29 Dicembre 2011.

L'AEEGSI ha confermato, per il servizio di distribuzione, il disaccoppiamento della tariffa applicata ai clienti finali (c.d. tariffa obbligatoria) rispetto alla tariffa di riferimento per la determinazione del vincolo ai ricavi ammessi per ciascuna impresa (c.d. tariffa di riferimento).

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

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

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

Il tasso di remunerazione del capitale investito netto (wacc), rivisto con delibera 607/13, 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 dell' 1% è legato all'obiettivo dell'AEEGSI di compensare il lag temporale esistente tra la realizzazione dell'investimento e la copertura tariffaria del costo (cd. lag regolatorio).

Sul fronte dei costi operativi, la nuova tariffa per impresa copre i costi specifici attraverso un coefficiente di modulazione dei costi medi nazionali, che è



determinato dall'AEEGSI in funzione dei costi effettivi dell'impresa, come risultanti dai conti annuali separati e riconosciuti nella perequazione specifica aziendale nel 2010, e delle variabili di scala all'anno 2010.

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

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

In data 27 Gennaio 2014, l'AEEGSI ha avviato una raccolta dati integrativa avente ad oggetto i contributi di connessione relativi ai nuovi impianti di produzione previsti dal TICA per gli anni dal 2010 al 2012 ed i contributi di connessione a forfait per l'anno 2012. Acea Distribuzione ha provveduto all'invio di tali dati il 19 Febbraio 2014.

Ulteriore novità introdotta a partire dal IV ciclo regolatorio riguarda l'articolazione della tariffa in base ai punti di prelievo (ad eccezione 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 comunicazione ufficiale del 29/09/2014, ha rideterminato la tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica (delibera del 3 Aprile n. 154/2014) per gli anni 2012-2014. Il Collegio dell'Autorità darà seguito a tale comunicazione entro il 30 marzo 2015, in occasione della comunicazione della tariffa di riferimento dell'anno 2015.

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

L'aggiornamento della tariffa di riferimento di distribuzione per gli anni successivi al primo avviene individualmente in base agli incrementi patrimoniali comunicati dalle



imprese nell'ambito delle raccolte dati sulla RAB. Il criterio di aggiornamento prevede che:

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

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

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

La tariffa a copertura dei costi di commercializzazione è basata sui costi standard nazionali, differenziati in funzione dell'erogazione del servizio di vendita per la maggior tutela in forma "integrata" o funzionalmente separata dal servizio di distribuzione. L'AEEGSI ha eliminato la perequazione per l'attività di commercializzazione e ha previsto l'azzeramento del recupero di produttività sui costi di commercializzazione. La copertura degli investimenti sostenuti è garantita in maniera indiretta con il lag temporale di due anni a partire dagli investimenti realizzati dal 2012.

Sul fronte della tariffa di trasmissione, l'AEEGSI ha previsto l'introduzione di una tariffa binomia (potenza e consumo) per i clienti in alta tensione, e la modifica della struttura della tariffa di costo per il servizio di trasmissione verso Terna (CTR)



introducendo un corrispettivo anch'esso binomio. La revisione delle due tariffe ha comportato l'introduzione di un nuovo meccanismo di perequazione.

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

- perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione;
- perequazione dei ricavi per la fornitura dell'energia elettrica ai clienti domestici;
- perequazione dei costi di trasmissione;
- perequazione del valore della differenza tra perdite effettive e perdite standard.

La perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione ha l'obiettivo di perequare il gettito derivante dal confronto tra i ricavi fatturati all'utenza attraverso la tariffa obbligatoria e i ricavi ammessi del distributore, calcolati attraverso la tariffa di riferimento dell'impresa.

La perequazione dei ricavi per la fornitura dell'energia elettrica ai clienti domestici ha l'obiettivo di perequare il gettito derivante dal confronto delle tariffe obbligatorie fatturate all'utenza domestica e i ricavi valorizzati nella tariffa di riferimento.

La perequazione dei costi di trasmissione ha l'obiettivo di rendere passante per il distributore il costo riconosciuto a Terna per il servizio di trasmissione (CTR) con quanto versato dai clienti finali attraverso la tariffa obbligatoria di trasmissione (TRAS).

La perequazione del valore della differenza tra perdite effettive e perdite standard, disciplinata nel Testo Integrato della Vendita (TIV) , delibera 156/07, consente di perequare la differenza tra le perdite effettive conseguite sulla rete di distribuzione rispetto alle perdite standard definite dall'AEEGSI.

In proposito l'AEEGSI, ha avviato, a partire dall'anno 2012, un progetto di studio per l'analisi delle perdite di rete disposto dalla Deliberazione 559/2012/R/eel. L'obiettivo del progetto consiste nel definire un coefficiente di perdite standard per impresa da applicare nel meccanismo di perequazione. Nelle intenzioni dell'AEEGSI tale fattore di perdita standard per impresa dovrebbe essere suddiviso tra perdite tecniche e commerciali.

In data 10 Aprile 2014, con deliberazione 169/2014, l'AEEGSI ha esteso l'algoritmo di calcolo della perequazione delta perdite previsto per l'anno 2013 (delibera 608/2013) anche all'anno 2014 in attesa della chiusura del procedimento di studio



delle reti elettriche. Tale algoritmo prevede la restituzione delle imprese in surplus del 75% dell'efficienza e limita la restituzione nei confronti delle imprese in deficit.

In data 20 Maggio 2014, A2A Reti Elettriche S.p.A. ha presentato ricorso al TAR per la Lombardia chiedendo ed ottenendo l'annullamento di una serie di delibere che, a partire dalla delibera 559/2012, hanno revisionato i fattori di perdite standard e modificato gli algoritmi di calcolo della perequazione delle perdite eccedentarie. L'AEEGSI, con delibera 269/2014, ha proposto ricorso in appello verso il TAR per la Lombardia.

Il Consiglio di Stato, accogliendo il ricorso presentato dall'AEEGSI, ha ripristinato la validità delle delibere 559/2012 e 608/2013.

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

Nel nuovo Testo Integrato del Trasporto, l'AEEGSI ha previsto un meccanismo di riconoscimento in acconto, con cadenza bimestrale, dei saldi di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione e dei costi di trasmissione. Con la lettera di CCSE del 21 Febbraio 2014, sono stati comunicati gli acconti bimestrali riconosciuti ad Acea Distribuzione per l'anno 2014 nonché le scadenze per le regolazioni di tali acconti.

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



La struttura dei corrispettivi risulta invariata rispetto al precedente ciclo ad eccezione dell'introduzione di una componente tariffaria a copertura del valore residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti prima della conclusione della loro vita utile con misuratori elettronici, c.d. MIS (RES), da fatturare ai clienti finali in BT. Il Testo Integrato di misura prevede la possibilità di anticipare in un'unica soluzione il gettito derivante da questa integrazione tariffaria. Acea Distribuzione ha richiesto e ottenuto alla fine del mese di Maggio 2012 l'anticipo in unica soluzione del gettito derivante dall'integrazione tariffaria MIS (RES).

L'AEEGSI ha confermato il criterio di determinazione delle tariffe del servizio di misura sulla base di costi nazionali, pertanto ha mantenuto anche per il IV ciclo regolatorio la perequazione di misura. Il meccanismo di perequazione 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 607/2013 è stata aggiornata la quota parte dei parametri relativi alla perequazione dei ricavi per il servizio di misura relativa all'anno 2014.

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.

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



L'AEEGSI non ha previsto l'estensione di tale meccanismo per l'anno 2014.

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

QUALITÀ DEL SERVIZIO

Qualità tecnica

A decorrere dal primo semestre 2012 e fino al 31/12/2015 (IV periodo di regolazione) la qualità tecnica del servizio di distribuzione dell'energia elettrica è disciplinata dalla Delibera n. 198/11.

La Delibera n. 198/11 mantiene la disciplina delle quattro tipologie differenti di regolazione già vigenti per il III ciclo regolatorio (2008-2011), ossia:

- regolazione delle interruzioni prolungate o estese;
- standard individuali sul numero di interruzioni per i clienti MT;
- regolazione sulla durata cumulata delle interruzioni senza preavviso lunghe;
- regolazione sul numero medio di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi.

Le novità più importanti determinate dalla nuova norma si riferiscono alla regolazione sugli standard individuali per il numero di interruzioni per clienti MT. In sostanza, la Delibera n. 198/11 inserisce nel conteggio del numero dei disservizi anche le interruzioni di tipologia breve in aggiunta a quelle di tipo lungo fino ad oggi previste. Sono aumentati i livelli specifici di continuità da rispettare, ma, sempre rispetto alla precedente regolazione, sono previsti tetti sulle penalità più alti e indici di valutazione delle singole penali più sfidanti. Detti aumenti sono previsti in due scaglioni: una prima fase nel biennio 2012-13, una seconda fase, più aggressiva, nel biennio 2014-15.

Parallelamente, è stato istituito un meccanismo di incentivazione della riduzione dei clienti MT peggio serviti (ove si definisce come cliente peggio servito quel cliente MT che in un esercizio ha avuto più interruzioni del livello standard).



Relativamente ai recuperi di continuità, ovvero alla regolazione sulla durata cumulata e sul numero medio di interruzioni, è stata istituita una forma di regolazione "privilegiata" per quegli ambiti di concentrazione che hanno un livello di partenza (biennale 2010-11) superiore a 1,5 volte il livello obiettivo stabilito sulla durata. Per questi ambiti è previsto un recupero aggiuntivo di continuità se l'indicatore annuale del 2015 sarà inferiore al livello obiettivo e sono applicate fasce di franchigia "maggiorate" per tutti e quattro gli anni del IV periodo di regolazione. Si segnala, inoltre, che è stato eliminato il vincolo ad un miglioramento massimo richiesto del 6% sulla regolazione del numero delle interruzioni per cliente BT. Relativamente alle attività del 2014 si evidenzia che si è conclusa nei tempi prestabiliti dall'Autorità (entro il 31 marzo 2014) l'attività di rendicontazione dell'esercizio 2013 secondo le disposizioni della Delibera n. 198/11.

Qualità commerciale

Come per la qualità tecnica, anche per la qualità commerciale dal 1° gennaio 2012 decorre un nuovo ciclo di regolazione che terminerà il 31/12/2015 (IV periodo di regolazione).

Anche in questo caso la norma di riferimento è la Delibera n. 198/11.

Nel seguito si riportano le principali novità introdotte per questo nuovo ciclo di regolazione:

- La quasi totalità delle tutele esistenti per i clienti finali passivi vengono estese anche ai clienti attivi, ossia ai produttori.
- Si amplia il perimetro delle prestazioni disciplinate. È infatti introdotto il concetto di energizzazione che prevede, oltre alle tradizionali attivazioni, anche l'introduzione in regolazione delle forniture temporanee. Entrano in regolazione pure le prestazioni di voltura e di subentro.
- I preventivi MT passano da essere uno standard generale ad essere standard specifico. Conseguentemente potranno generare indennizzo automatico.
- Il valore degli indennizzi automatici è aumentato, passando da 30 a 35 euro per quanto riguarda il valore base e, proporzionalmente per i diversi livelli di tipologia di cliente o per i ritardi di prestazione/erogazione.
- Sono introdotte valutazioni sui tempi di esecuzione delle verifiche e dei cambi di gruppi di misura guasti, portando, di fatto, questi due processi all'interno della regolazione e del sistema indennitario.



- Viene introdotto il preventivo rapido, ossia una tipologia di preventivo per lavori per il quale tempi ed oneri vengono comunicati al cliente direttamente all'atto della sua richiesta.

Relativamente alle attività del 2014 si evidenzia che si è conclusa nei tempi prestabiliti dall'Autorità (entro il 31 marzo 2014) l'attività di rendicontazione dell'esercizio 2013 secondo le disposizioni della Delibera n. 198/11.

PRINCIPALI INVESTIMENTI EFFETTUATI NEL 2014

Il programma degli investimenti realizzato sulla rete di Alta Tensione è coerente con le priorità di intervento definite nel Piano Regolatore (piano generale per lo sviluppo e ammodernamento delle reti AT ed MT) e con le esigenze di esercizio emerse nel periodo.

Di seguito, per alcuni interventi significativi, si forniscono informazioni di dettaglio sullo stato dei lavori. Si fa distinzione tra "Linee AT" e "Cabine primarie".

Linee AT

L'iter procedurale per l'ottenimento dell'autorizzazione alla costruzione ed esercizio della dorsale a 150 kV tra la Stazione Terna di Roma Sud e la cabina primaria (CP) Casal Palocco, attraverso le cabine primarie Selvotta, Castel Romano e la futura Castel Porziano, è stato adeguato a quanto emerso nella fase precedente. Il progetto, infatti, non ha ottenuto il benestare da parte del Segretariato Generale della Presidenza della Repubblica (per l'attraversamento della Tenuta di Castel Porziano) in quanto la commissione di esperti incaricata dallo stesso Segretariato ha espresso parere non favorevole. Pertanto, a novembre 2011 e a gennaio 2012 sono state presentate, alle Amministrazioni competenti, le istanze relative alla costruzione ed esercizio del nuovo impianto per la connessione tra la CP Castel Romano e la Stazione della Società Terna "Roma Sud". Nel 2013 il Ministero dei Beni Ambientali e delle Attività Culturali ha espresso parere negativo sullo stesso. Di conseguenza, data l'urgenza dell'opera, Acea Distribuzione ha avviato l'elaborazione di un progetto alternativo che prevede un diverso tracciato della linea elettrica in cavi interrati. Precisamente è stato presentato alle Autorità competenti, ed è stato altresì autorizzato, il progetto di realizzazione della linea elettrica a 150 kV in cavi interrati Casal Palocco – Vitinia; i lavori di posa dei cavi AT su un tracciato di circa 8,5 km sono stati ultimati nel quarto trimestre del 2013 e la linea è entrata in esercizio entro l'anno. Ciò ha consentito di migliorare sensibilmente l'affidabilità d'esercizio delle cabine primarie che alimentano le zone verso il litorale



di Ostia, con particolare riferimento alle cabine primarie Casal Palocco, Lido e Lido Nuovo.

La realizzazione di tale progetto, tuttavia, non potrà completamente sostituire l'intera dorsale tra Roma Sud e Casal Palocco così come prevista nel progetto originario. Pertanto, è stato ripresentato, sotto diversa forma, il progetto della linea elettrica a 150 kV tra la stazione Roma Sud e la CP Castel Romano. Inoltre, considerato il dilatarsi dei tempi del procedimento di autorizzazione (non governabile da Acea Distribuzione), per poter dotare la rete elettrica di sufficiente capacità di trasporto e riserva in caso di guasto, nonché compatibilità con l'aumento della domanda (l'area di Castel Romano è connotata da notevole sviluppo di attività energivore), Acea Distribuzione ha realizzato una nuova cabina primaria, denominata "Parchi", nell'area della cabina di utenza del Centro Sperimentale Materiali (CSM) di Castel Romano. Tale cabina di utente, già servita dalla RTN a 150 kV, è stata definitivamente dismessa (trasferendo l'utenza alla rete MT) riutilizzando l'impianto per altra destinazione, previa acquisizione patrimoniale. Per poter definitivamente completare il progetto di rete nei quadranti a Sud di Roma, è stato elaborato il progetto di realizzazione della linea elettrica a 150 kV in cavi interrati "Castel Romano – Parchi" ed avviato il relativo iter autorizzativo presso la Provincia di Roma, conclusosi nel mese di Luglio 2014 con l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio rilasciata dalla Provincia stessa; inoltre è allo studio il collegamento elettrico tra la citata cabina primaria CP Castel Romano e la CP Vitinia.

Sono stati altresì formalmente avviati, presso gli enti competenti, gli iter per ottenere le autorizzazioni alla costruzione e all'esercizio degli elettrodotti AT per la riqualificazione della rete elettrica AT nel quadrante Nord della città di Roma, come previsto nel Protocollo di Intesa sottoscritto da ACEA Distribuzione, Terna e Roma Capitale per il riassetto delle reti ad alta ed altissima tensione nel territorio romano. In particolare, per i citati progetti, in data 14 dicembre 2012 si è ottenuta la deroga alle misure di salvaguardia ai sensi dell'art.8 della Legge Regionale n.29/97; inoltre in data 6 febbraio 2013, con Determinazione della Regione Lazio – Area VIA n. A00755, è stato emesso un giudizio positivo di compatibilità ambientale relativamente alla procedura VIA. Conseguentemente si è potuto completare l'iter procedurale presso la Provincia di Roma teso ad ottenere l'autorizzazione alla costruzione ed esercizio ai sensi della Legge Regionale 42/90. Tale iter è stato concluso con l'ottenimento della citata autorizzazione nel mese di Marzo 2014.



Sono state ultimate le attività di progettazione esecutiva per la realizzazione degli interventi con cavi interrati ad alta tensione per alimentare la cabina primaria di Cecchignola; sono state perfezionate le procedure per la definizione del contratto per la realizzazione dei lavori di posa in opera dei cavi AT e sono stati conseguentemente avviati i lavori. Le medesime procedure sono in corso di definizione per la realizzazione del collegamento a 150 kV tra le cabine primarie di Castel Romano e Parchi.

Si è proceduto, infine, con le attività di ispezione e manutenzione ordinaria e straordinaria delle linee elettriche aeree ed in cavi AT.

Di seguito, per alcuni interventi significativi, si forniscono informazioni di dettaglio sullo stato dei lavori.

- a) Demolizione linea aerea AT Vitinia – Lido: conseguentemente alla costruzione e attivazione delle linee elettriche in cavi interrati a 150 kV “CP Vitinia – CP Casal Palocco – CP Lido” sono state dismesse le linee a 60 kV “CP Vitinia – CP Casal Palocco” e “CP Vitinia – CP Lido”; per quest’ultima è stata avviata la demolizione;
- b) Demolizione linea aerea AT CP Flaminia – CP Grottarossa: sono stati completati i lavori di demolizione di gran parte della linea aerea a 60 kV, la parte di linea non demolita sarà oggetto di ricostruzione a 150 kV, per realizzare l’ingresso alla CP Flaminia del futuro collegamento CP Cassia – CP Flaminia;
- c) Interramento linee a 150 kV a Casal Monastero: conseguentemente all’attivazione dei due nuovi elettrodotti in cavi interrati a 150 kV in uscita dalla CP San Basilio, realizzati nel 2013, è stata completata la demolizione dei corrispondenti tratti in linea aerea;
- d) Nuovi raccordi in cavi a 150 kV CP Torrenova: sono stati ultimati i lavori di posa in opera dei cavi a 150 kV per la connessione sulla linea esistente a 150 kV CP Casilina – CP Tor Vergata con attivazione dei nuovi collegamenti;
- e) Interramento Cassia – Ottavia: conseguentemente all’attivazione dei nuovi collegamenti in cavo interrato a 150 kV, realizzati nel 2013, è stata completata la demolizione dei corrispondenti tratti in linea aerea, in prossimità del GRA;
- f) Nuovi raccordi in cavi a 150 kV CP Cecchignola: sono stati conclusi i lavori di posa in opera dei cavi a 150 kV per la connessione sulla linea esistente a 150 kV CP Laurentina – CP Capannelle, la cui attivazione previo esecuzione delle giunzioni e terminazioni dei raccordi citati è prevista nel 2015;



- g) Ricostruzione linea aerea a 150 kV Stazione Terna Roma Nord - CP Prati Fiscali: sono stati avviati i lavori di ricostruzione del tratto aereo a 150 kV, finalizzati all'incremento della portata in corrente della linea in questione;
- h) Linee elettriche aeree AT: sono state eseguite attività di manutenzione e demolizione su parti di elettrodotti esistenti.

Cabine Primarie

Di seguito si riassumono le principali attività.

- a) Sistemi Petersen: sono state avviate le attività per l'installazione del Sistema Petersen presso le cabine primarie Cinecittà/O e Prenestina, e per la cabina ponte Settebagni; per la CP Prenestina è previsto l'ampliamento del sistema Petersen esistente; inoltre, sono stati ultimati i lavori di costruzione presso le cabine primarie Fiera di Roma e Parchi. Relativamente alla cabina primaria Cesano di Enel Distribuzione (che alimenta linee elettriche MT di Acea Distribuzione) sono state concluse le attività di collaudo del Sistema Petersen, che è stato conseguentemente attivato.
- b) CP Casal Palocco: sono state ultimate le opere di finitura relative alla ristrutturazione della cabina, che è stata completamente ristrutturata da 60/8,4 kV a 150 kV e dotata di sistemi a 20 kV e 8,4 kV; sono stati inoltre ultimati i lavori di demolizione delle vecchie installazioni.
- c) CP Vitinia: sono stati conclusi i lavori di bonifica delle celle BT relative al quadro di distribuzione MT a seguito dell'ammodernamento del sistema di protezioni elettriche;
- d) CP Villa Borghese: sono stati avviati i lavori di ampliamento del quadro di distribuzione MT;
- e) CP Sira: sono stati avviati i lavori di sostituzione del quadro di distribuzione MT;
- f) CP Torrenova: la nuova cabina primaria è entrata in esercizio e sono in corso di ultimazione le opere di finitura dell'impianto;
- g) CP Prenestina: sono stati avviati i lavori di sostituzione del quadro di distribuzione MT e di ampliamento del Sistema Petersen (v. sopra);
- h) CP Castro Pretorio: sono in corso i lavori relativi alla ristrutturazione della cabina, che prevedono la trasformazione dell'impianto, da 60/8,4 kV a 150 kV, dotato di sistemi a 20 kV e 8,4 kV (trattasi di lavoro particolarmente complesso in quanto interessa un sito di notevole interesse archeologico nell'area centrale della città);



- i) CP Eleniano: sono stati conclusi i lavori relativi alla ristrutturazione della cabina, che hanno consentito la trasformazione dell'impianto, da 60/8,4 kV ad una cabina ponte 20/8,4 kV; conseguentemente è stata dismessa la sezione 60 kV isolata in aria ed una significativa porzione di rete in cavi a 60 kV; nel 2015 sono previste le opere di sistemazione del piazzale AT ove erano ubicate le apparecchiature a 60 kV;
- j) CP Tor di Valle: sono stati attivati due sezionatori con due interruttori AT sulle linee in cavi di connessione al sistema di sbarre a 150 kV dell'omonima Centrale di produzione;
- k) CP La Storta: sono in corso di ultimazione i lavori di ristrutturazione a 150 kV della cabina originaria 60/8,4 kV, prevedendo il completamento delle opere nel 2015;
- l) CP Cinecittà/O: sono stati ultimati i lavori relativi alle opere civili per l'ampliamento dell'area di pertinenza della cabina primaria e sono in corso i lavori di ammodernamento del sistema di protezioni elettriche e di installazione del Sistema Petersen;
- m) CP Cecchignola: sono stati avviati i lavori di costruzione della nuova cabina primaria.

Si elencano, inoltre, le principali attività di manutenzione ordinaria e straordinaria eseguite sulle apparecchiature delle cabine primarie:

- manutenzione ordinaria e straordinaria di 115 interruttori e stalli AT;
- manutenzione programmata di 704 interruttori 20-8,4 kV;
- revisione di 14 variatori sotto carico dei trasformatori di potenza;
- sostituzione di 3 interruttori a 150 kV;
- sostituzione di 24 trasformatori di tensione a 150 kV.

Sono state eseguite le attività di collaudo delle apparecchiature in alta, media e bassa tensione preliminari all'entrata in esercizio dei nuovi impianti, di quelli sottoposti a rifacimento e dei sistemi Petersen.

Reti MT e BT

Il programma degli investimenti realizzato sulle reti MT e BT nell'anno è in linea con le priorità di intervento stabilite in sede di pianificazione e con le esigenze di esercizio emerse nel periodo.

Di seguito, si riporta lo stato dei lavori con riferimento ai vari comparti di attività.



Interventi sulla Rete MT

Sono stati eseguiti diversi lavori di realizzazione di linee MT in cavi sotterranei, relativi sia alla costruzione di dorsali di Piano Regolatore MT (PRMT) che a progetti di ammodernamento della rete.

I lavori in parola attengono al rinnovamento e potenziamento della rete esistente ed alla graduale trasformazione della tensione di esercizio da 8,4 kV a 20 kV, secondo gli indirizzi del citato PRMT; inoltre, parte degli stessi interventi è determinata da esigenze di ampliamento derivanti dalle richieste dei clienti (piani di zona, comprensori in convenzione, richieste di connessione di singoli clienti, alcuni dei quali con potenza contrattuale cospicua).

Sono stati eseguiti n. 437 "ribaltamenti" di cabine secondarie, dalla tensione di 8,4 kV a 20 kV o tra linee diverse con lo stesso livello di tensione comunque finalizzati a migliorare l'esercizio e la rialimentabilità della rete MT.

Complessivamente, tra ampliamenti e rifacimenti, sono stati messi in opera circa 217 km di cavo MT a 20 kV. Tra i lavori più significativi in corso di realizzazione nel 2014, si segnalano i seguenti, facendo distinzione per area territoriale e secondo che si tratti di ampliamento o rinnovamento della rete.

AREA CENTRO NORD

Interventi di Attuazione di Piano Regolatore MT

- a) PCN.23.11, realizzazione di nuove dorsali nell'area, prevalentemente del centro storico, compresa tra le cabine primarie di San Paolo, Ostiense, Astalli, Quirinale, Piazza Dante ed Eleniano per cambio tensione a 20 kV; l'intervento ha comportato la posa in opera di 9,6 km di cavo;
- b) PCN.26.12 Lotto1, il progetto prevede la realizzazione di n.4 nuove dorsali uscenti dalla CP Villa Borghese, mediante l'apertura delle dorsali "Toro" e "Margutta" e il ribaltamento a 20 kV di oltre 30 cabine secondarie. Gli interventi, per i quali è prevista la posa in opera di circa 6,7 km di cavo a 20 kV e il superamento di 10,5 km di rete a 8,4 kV, hanno comportato la posa di 3,2 km di cavo.
- c) PCN.27.13, realizzazione di quattro nuove semidorsali esercite a 20 kV tra le cabine primarie Astalli, Villa Borghese, Flaminia/F e riassetto rete.
- d) PCN.28.13, attivazione delle dorsali "Polibio-Nicolai" e "Friggeri-Appiano" tra le cabine primarie Monte Mario/F e Belsito, e ribaltamento a 20 kV di oltre 20



cabine secondarie. Gli interventi, per i quali è prevista la posa in opera di 17,5 km di cavo e l'abolizione di 7,5 km di rete in cavo isolata a 8,4 kV, nel 2014 hanno determinato la posa in opera di circa 19,2 km di cavo.

- e) PCN.39.13, riclassamento della dorsale denominata "Fosso Pietroso" da CP Cesano. Gli interventi hanno determinato la posa in opera di 2,7 km di cavo.

AREA EST SUD-EST

Interventi di Attuazione di Piano Regolatore MT

- a) PESE.20.11, PESE.21.11 e PESE.22.11, Piano d'area Tor Tre Teste, Tor Cervara, La Rustica – lotti 1, 2 e 3 con la posa in opera di 12,6 km di cavo;
- b) PESE.24.11 e PESE.25.11, realizzazione di nuove dorsali a 20 kV nell'area di Montesacro tra le cabine primarie Nomentano, Prati e Sira; sono stati posati in opera 8,9 km di cavo;
- c) PESE.27.12, riclassamento a 20 kV di cabine secondarie per consentire l'abolizione di linee a 8,4 kV e la liberazione di stalli nella CP Bufalotta, propedeutica al suo riassetto. L'intervento ha comportato la posa in opera di circa 0,6 km di cavo.
- d) PESE.28.12, Piano d'area Val Melaina lotto 1, lotto 2 e lotto 3. Il progetto ha comportato la posa in opera di circa 28 km di cavo.
- e) PESE.30.12, realizzazione di nuove linee a 20 kV uscenti dalla CP Nomentano, per il potenziamento e lo sviluppo della rete MT a 20 kV nelle aree di Nomentano, Vescovio, Prato della Signora. Il progetto ha determinato la posa in opera di circa 5,1 km di cavo.
- f) PESE.37.13, riassetto della rete a 20 kV, per l'inserimento della nuova CP Torrenova. L'esecuzione degli interventi, ha determinato la posa in opera di circa 3,5 km di cavo.
- g) PESE.40.13, attivazione di due nuove linee a 20kV dalla CP Lunghezza e miglioramento della rialimentabilità della linea Caserosse da Smistamento. Il progetto ha determinato la posa in opera di circa 4,5 km di cavo.

Interventi di Ampliamento rete MT derivanti da richieste clienti

- a) Compensorio M2 Settecamini.



AREA SUD-OVEST

Interventi di Attuazione di Piano Regolatore MT

- a) PSO.08.08, realizzazione di nuove linee a 20 kV tra le cabine primarie di Selvotta e Valleranello; Il progetto ha determinato la posa in opera di circa 1,1 km di cavo.
- b) PSO 23.11, riconfigurazione della rete a 20 kV e realizzazione di n.6 nuove dorsali nell'area di Ostia Ponente; l'intervento ha comportato la posa in opera di 0,5 km di cavo;
- c) PSO 24.11, realizzazione di un nuovo feeder verso lo Stato Città del Vaticano; l'intervento ha comportato la posa in opera di 5,8 km di cavo;
- d) PSO.25.11, realizzazione di una nuova dorsale a 20 kV tra le cabine primarie di Raffinerie e Vignaccia per il potenziamento e cambio tensione a 20 kV della rete MT nell'area di Giardini del Pescaccio;
- e) PSO.26.11, potenziamento e cambio tensione a 20 kV della rete MT nell'area Appio – Pignatelli; l'intervento, che ha comportato la posa in opera di 9,6 km di cavo, interessa la rete connessa alle cabine primarie di Ardeatino, Appio, San Paolo e Capannelle;
- f) PSO.30.12, potenziamento e cambio tensione a 20 kV della rete MT nell'area di Castel Romano, anche in vista delle nuove richieste di connessione legate allo sviluppo industriale della stessa area; l'intervento, che ha comportato la posa in opera di 7,8 km di cavo, interessa la rete sottesa alle cabine primarie di Castel Romano e Parchi.
- g) PSO.31.13 cambio tensione da 8,4 kV a 20 kV della linea Canestro dalla cabina primaria Vignaccia. L'intervento ha comportato la posa in opera di 6,7 km di cavo.
- h) PSO.33.12 riqualificazione e potenziamento della rete MT connessa alle cabine primarie di Castel Fusano, Casal Palocco e Vitinia. L'intervento, che ha comportato la posa in opera di 6,9 km di cavo, prevede la realizzazione di nuovi collegamenti tra Casal Palocco e Castel Fusano e tra Casal Palocco e Vitinia, denominati FDCPA>VIT3 e FDCPA>CFU.



- i) PSO.34.13-PSO.35.13 riqualificazione e potenziamento della rete MT nell'area di Ostia Levante, compresa tra le cabine primarie Lido e Castel Fusano. L'intervento ha comportato la posa in opera di 18,2 km di cavo.
- j) PSO.41.13 sviluppo e potenziamento della rete MT a 20 kV uscente dalla cabina primaria Magliana/O. L'intervento ha comportato la posa in opera di 2,1 km di cavo.
- k) PSO.44.14 riassetto delle rete MT connessa alla CP Vitinia, finalizzato al superamento di 7,5 km di rete ad 8.4 kV. Il progetto ha determinato la posa in opera di 2,7 km di cavo.
- l) PSO.48.14 sostituzione di tronchi interrati critici per la continuità del servizio lungo la direttrice Vitinia Fiumalbo.

Interventi di Ampliamento rete MT derivanti da richieste clienti

- a) Piano di Zona Trigoria II;
- b) PSO.32.12 progetto per l'alimentazione degli ex Mercati Generali. L'intervento ha comportato la posa in opera di 2,5 km di cavo.

Costruzione e Ricostruzione cabine secondarie

Contestualmente a quanto indicato nei punti precedenti per la rete MT, e relativamente ad alcuni progetti, è stata effettuata la ricostruzione di n. 1031 cabine in esercizio. Sono stati, inoltre, realizzati interventi di manutenzione straordinaria che hanno interessato n.932 cabine. I lavori di ricostruzione sono necessari per adeguare le cabine alla tensione 20 kV e predisporle al telecontrollo, nonché, in vari casi, per rinnovare le apparecchiature giunte all'esaurimento della vita utile e/o per adeguamento a disposizioni normative.

Nel corso del 2014 sono state realizzate n. 129 nuove cabine secondarie (inclusi ampliamenti) necessarie a soddisfare la domanda di nuove connessioni alle reti e gli aumenti di potenza di clienti già connessi.

Sono stati installati 234 Recloser per lo sviluppo dell'automazione evoluta sulla rete MT.

Infine sono state ispezionate 3713 cabine secondarie con lo scopo di rilevare eventuali anomalie o criticità per l'esercizio della rete.



Manutenzione straordinaria linee aeree MT

Nel corso del 2014 sono stati eseguiti vari interventi di manutenzione straordinaria delle linee aeree MT, consistenti nella sostituzione di conduttori, isolatori e morsetteria, nonché nella sostituzione di sostegni deteriorati e/o sistemazione o sostituzione di apparecchiature quali scaricatori e sezionatori, il tutto per un totale di 84 interventi puntuali.

Inoltre, è stata ispezionata la rete in linea aerea, con un totale di 533 km, al fine di verificarne lo stato di conservazione, l'eventuale presenza di vegetazione interferente e/o di modificazioni allo stato dei luoghi rilevanti per l'esercizio della rete.

Interventi sulla rete BT

Sono stati eseguiti molteplici interventi per l'ampliamento, il rinnovamento e potenziamento della rete BT in diverse parti del territorio. Le attività hanno riguardato essenzialmente la sostituzione per vetustà e/o sezioni di cavi (o linee aeree) insufficienti, nonché l'eliminazione di giunzioni di derivazione rigide e la "chiusura" di congiungenti per incrementare la riserva di rete (e, quindi, migliorare la continuità del servizio). Complessivamente, tra ampliamenti e rifacimenti, sono stati messi in opera circa 171 km di cavo BT.

Tra le attività di rinnovamento della rete BT realizzate, si citano le più significative:

- a) 229 interventi di bonifica rete BT finalizzati al miglioramento della qualità del servizio;
- b) interventi compresi nel Piano di Ottimizzazione Rete BT (ORBT) della Zona Centro Nord nelle aree di Parioli, Castro Pretorio, La Storta, Trionfale, Trieste, Trastevere, Nomentano, Primavalle.
- c) interventi compresi nel Piano di Ottimizzazione Rete BT (ORBT) della Zona Sud Ovest nelle aree di Gianicolense, Casal Palocco, Aurelio, Ponte Galeria.
- d) interventi compresi nel Piano di Ottimizzazione Rete BT (ORBT) della Zona Est-Sudest nelle aree di Centocelle, Monte Sacro, Borghesiana, Torrenova, Tuscolano, Collatino, San Basilio.

Relativamente ai lavori di ampliamento della rete BT in cavo interrato riconducibili alle nuove urbanizzazioni si citano:

- a) Comprensorio M2 Settecamini; Piano di Zona B44 Torresina 2, Comprensorio B48 Colle Fiorito, Piano di Zona Trigoria II.



Protezioni e Misure AT e MT

Nel corso del 2014 le attività svolte sono state le seguenti:

➤ **Protezioni Elettriche**

- sono state effettuate le verifiche di funzionalità sui sistemi di protezione elettrica di 51 montanti AT, 346 montanti MT, 57 trasformatori AT/MT;
- sono state predisposte le protezioni elettriche e gli automatismi relativi al funzionamento con il neutro compensato per l'attivazione dei sistemi Petersen, presso 4 cabine primarie;
- è stato installato un analizzatore di rete per la verifica della qualità della tensione presso un cliente MT;
- sono stati predisposti e tarati per l'entrata in esercizio, i sistemi di protezione elettrica relativi a 42 nuove partenze MT;
- in relazione agli interventi di ampliamento e rifacimento di cabine di trasformazione AT/MT, sono stati effettuati i collaudi dei sistemi di protezione elettrica di 7 montanti AT, 97 montanti MT e 14 trasformatori AT/MT e MT/MT;
- Sono stati verificati la funzionalità e le regolazioni impostate per 8 Equilibratori Automatici del Carico (EAC);
- sono stati attivati per il Sistema di Monitoraggio della Qualità della Tensione 258 Apparat di Misura su sbarre MT di Cabina Primaria (Deliberazione 29 dicembre 2011 - ARG/elt 198/11 periodo di regolazione 2012 - 2015).

➤ **Misure di Terra**

- Cabine secondarie: sono state effettuate le misure della resistenza di terra, secondo le norme di legge, presso 2.690 cabine secondarie; è stata, inoltre, effettuata la misura delle tensioni di passo e contatto su 159 cabine secondarie;
- Cabine primarie di trasformazione AT/MT: è stata effettuata la misura delle tensioni di passo e contatto e la misura della resistenza totale di terra presso 38 cabine primarie.



Telecontrollo Reti

Per quanto attiene al telecontrollo delle reti AT e MT, sono state eseguite le seguenti attività principali:

➤ Sistemi Centrali

Sul sistema centrale sono state configurate, collaudate e messe in servizio le nuove cabine secondarie telecontrollate, le cabine primarie oggetto di intervento per adeguamento dei sistemi Petersen ed i nuovi stalli e sbarre MT di cabina primaria elencati più avanti, nelle sezioni "cabine primarie" e "cabine secondarie". Inoltre è stato completato un processo di *revamping* dei sistemi hardware e aggiornamento del software relativo.

➤ Cabine Primarie

Per quanto riguarda le cabine primarie sono stati realizzati i seguenti interventi:

- Installazione impianto di telecontrollo (apparati TPT 2000) nelle seguenti cabine primarie/centri satellite: Torrenova (nuova cabina primaria), Prenestina, Cinecittà/O, Settebagni, Sira;
- sostituzione degli apparati SIEMENS SICAM RTU per le cabine primarie Appio ed Esquilino;
- installazione di un nuovo alimentatore nelle cabine primarie di:
Appio, Torrenova, Tor Cervara/O, Tor Cervara/F, Sira/QM, Prenestina, Collatina/AT, Smistamento Est, Casilina, Castel Romano, Laurentina, Magliana/O, Gianicolo, Tor Vergata, Eleniano, Cassia, Re di Roma, Selvotta, Tiburtina, Quirinale, Piazza Dante, San Camillo, Flaminia/F.
- manutenzione preventiva conformemente al progetto "Gestione delle emergenze relative alla rete elettrica di distribuzione" per le seguenti cabina primarie: Astalli, Castro Pretorio, Cinecittà/O, Eleniano, Flaminia/F, Flaminia/O, Gianicolo, Laurentina, Magliana/F, Ostiense, Parioli, Piazza Dante, Porta Pia, Quirinale, Raffinerie, Smistamento Est, Torpignattara e Villa Borghese.

➤ Cabine Secondarie

Sono state effettuate le seguenti attività:

- motorizzazione e telecontrollo di 360 nuove cabine secondarie;
- interventi di manutenzione su 3.542 cabine secondarie;
- trasformazione da sistema GSM a GPRS di 1.283 cabine secondarie;



- attivazione di n. 205 Recloser per la realizzazione di 83 semidorsali in automazione evoluta, di cui 35 semidorsali in automazione cronometrica e 48 semidorsali in automazione FRG veloce;
- Attivazione del monitoraggio e telecontrollo BT per 9 cabine secondarie, coinvolgendo 34 linee BT.

➤ **Mezzi Vettori**

Sono stati realizzati i seguenti interventi:

- Attivazione del telecontrollo con fibra ottica della cabina primaria Torrenova con adeguamento del relativo collegamento dell'architettura software dell'isola costituita dalle cabine primarie Cinecittà/F, Tor Vergata, Casilina e Prenestina;
- Nuova installazione di sistemi ad onda convogliata digitale presso le cabine primarie: Tor di Valle, Vitinia e Fiera di Roma;
- Nuovi collegamenti con MODEM per fibra ottica e MODEM per cavi in rame nelle cabine primarie: Casal Palocco, Lido, Vitinia, Appio, Tor di Valle;
- Attivazione vettori per le teleprotezioni delle cabine primarie: Vitinia, Casal Palocco, Lido, Lido Nuovo, Torrenova, Tor Vergata e Casilina;
- Nuovi collegamenti in rame per le cabine primarie/centri satellite: Cinecittà/O, Sira, Settebagni, Esquilino e Appio.

PROGETTO ULTIMO MIGLIO

Il progetto "Ultimo Miglio" prende avvio nel secondo semestre del 2012, con l'obiettivo di migliorare la conoscenza degli elementi che costituiscono la rete elettrica di Acea Distribuzione, sia in termini di consistenza dei componenti (cavi, sportelli, interruttori, ecc.) della rete, sia in termini di posizionamento geografico all'interno della realtà geografica nella quale opera Acea Distribuzione.

Tale progetto ha il fine, con la conoscenza esatta della composizione della rete, di migliorare l'efficacia sia degli interventi in campo (conoscenza dell'esatto percorso dei cavi, individuazione immediata del posizionamento degli sportelli di rete, ecc.) sia di fornire le informazioni impiantistiche necessarie al miglior dimensionamento dei conduttori e, quindi, ad ottimizzare gli interventi di sviluppo della rete nel tempo.

Nel corso del 2013 è stato avviato e completato il piano di verifica ispettiva sulle cabine secondarie con il personale di Zona con accesso su tutte le 11.886 cabine



previste. Tale attività è stata soprattutto finalizzata al rilievo degli interruttori in cabina secondaria con associazione agli stessi, mediante esecuzione di brevi sospensioni programmate della fornitura di energia elettrica, dei clienti di bassa tensione sottomesi; tale contenuto informativo è stato acquisito all'interno del sistema GIS con l'obiettivo di ricostruire l'associazione logica "sportello stradale" – "punto di fornitura" quale supporto necessario al rilevamento dei clienti effettivamente coinvolti nelle interruzioni, come prescritto dall'AEEG.

L'esito delle ispezioni in campo ha inoltre permesso, col relativo riversamento dei dati in cartografia, di bonificare le informazioni degli sportelli, degli interruttori, dei trasformatori, ecc.). L'attività ha consentito di predisporre il sistema ad accogliere il successivo rilievo, eseguito puntualmente a partire dal battente dei guasti registrati nel 2014, finalizzato all'associazione della parte terminale degli impianti ovvero la connessione "punto di fornitura" – "sportello stradale". Negli ultimi mesi del 2014 è stata infatti avviata un'attività di rilievo rete e censimento dei clienti BT finalizzata all'individuazione dei raggruppamenti di utenti finali da associare ai "punti di fornitura" nonché di individuare gli "archi di fornitura" che connettono questi agli sportelli di alimentazione. Il ritorno dal campo di queste informazioni sarà dunque riversato, a partire dal 2015, nel sistema GIS attraverso una collaborazione con la società LaboratorRI che curerà la digitalizzazione effettiva del materiale prodotto nel corso dei rilievi.

Per il triennio 2015-2018 è prevista l'internalizzazione dell'attività in campo di rilievo e censimento dei clienti BT, operata in maniera organica partendo da ciascuna cabina MT/BT e completando l'intera rete BT sottomesa. Si procederà, di conseguenza, alla successiva digitalizzazione dei ritorni nel sistema GIS.

PROGETTO GIS

A fine del 2014 è stato attivato un contratto intercompany per la digitalizzazione delle reti con LaboratoRI. A partire dal 2015 sarà dunque ripresa l'attività di digitalizzazione degli impianti con un programma operativo finalizzato all'inserimento a sistema dei ritorni dal campo dell'attività di rilievo e censimento che ha uno sviluppo operativo previsto nel triennio 2015-2018.

PROGETTO CONTATORI DIGITALI

Nel corso del 2014 sono stati eseguiti interventi di manutenzione per il miglioramento della raggiungibilità e lettura dei contatori.



È proseguita l'attività di installazione presso le utenze attive in BT dei contatori digitali in telegestione: nel corso dell'anno sono stati installati 42.308 contatori, che hanno portato ad un totale di 1,6 milioni circa di contatori digitali installati al 31/12/2014, pari a circa il 98,2% delle utenze.

PROGETTO PILOTA "NUOVO PIANO CONTATORI DIGITALI"

Al fine di avviare le attività di analisi e progetto volte ad individuare la migliore tecnologia da impiegare in vista della fine del ciclo di vita dei contatori digitali attuali (2018-19), Acea Distribuzione ha avviato i necessari approfondimenti sui nuovi standard in corso di normalizzazione a livello europeo.

In tale ottica, essendo uno di tali standard di derivazione Enel, Acea Distribuzione ha avviato un progetto pilota che vede l'implementazione, su limitate e specifiche aree della propria rete elettrica, degli attuali apparati (contatori, concentratori, sistema centrale in versione ridotta) di produzione Enel Distribuzione.

Il progetto pilota con Enel prevede l'installazione di circa 1.000 contatori sulle utenze servite da tre cabine secondarie con crescenti livelli di complessità della rete sottesa. A dicembre 2014 sono stati installati circa 100 contatori relativi ai clienti sottesi a una delle tre cabine oggetto di intervento, unitamente al relativo concentratore. Nei primi mesi del 2015 è previsto completare l'installazione in campo dei contatori e dei concentratori, ed analizzare e monitorare il risultato operativo ottenuto in termini di raggiungibilità da remoto dei misuratori stessi.

**Risultati economici, patrimoniali e finanziari**

ACEA DISTRIBUZIONE S.p.A STATO PATRIMONIALE (importi in migliaia di €)	31.12.2014	31.12.2013	Variazione
CIRCOLANTE NETTO	(118.163)	(26.406)	(91.757)
Crediti correnti	295.312	347.082	(51.770)
di cui:			
- verso Clienti	15.945	41.036	(25.092)
- verso Roma Capitale	964	1.049	(85)
- verso Controllanti	7.400	8.237	(837)
- verso Società del Gruppo/collegate	84.374	119.925	(35.552)
- Tributarie	110.087	122.602	(12.515)
- Altri crediti	76.543	54.232	22.310
Rimanenze	9.175	11.926	(2.752)
Altre attività correnti	528	521	7
Debiti correnti	(423.178)	(384.134)	(39.044)
di cui:			
- verso Fornitori	(306.597)	(295.952)	(10.645)
- verso Roma Capitale	(5.200)	(3.327)	(1.873)
- verso Controllanti	(11.573)	(13.762)	2.189
- verso Società del Gruppo/collegate	(3.955)	(4.226)	271
- Tributarie	(8.065)	(9.181)	1.116
- verso Istituti previdenziali ed assistenziali	(5.623)	(5.689)	67
- Altri debiti	(82.164)	(51.996)	(30.168)
Altre passività correnti	0	(1.802)	1.802
ATTIVITA' E PASSIVITA' NON CORRENTI	1.327.786	1.292.700	35.087
Immobilizzazioni materiali/immateriali	1.380.767	1.358.813	21.954
Immobilizzazioni finanziarie	68	71	(3)
Partecipazioni	0	0	0
Altre attività non correnti	0	11	(11)
Tfr e altri piani a benefici definiti	(23.453)	(24.384)	931
Fondi rischi ed oneri	(6.795)	(16.370)	9.575
Altre passività non correnti	(22.801)	(25.441)	2.640
CAPITALE INVESTITO	1.209.623	1.266.293	(56.671)
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(593.227)	(634.294)	41.067
Crediti finanziari a medio lungo termine	25	25	0
Debiti finanziari a medio lungo termine	(953.819)	(858.398)	(95.421)
Crediti finanziari a breve termine	393.611	294.306	99.305
Debiti finanziari a breve termine	(33.044)	(70.227)	37.183
Disponibilità liquide	0	0	0
Totale Patrimonio Netto	(616.396)	(632.000)	15.604
COPERTURE	(1.209.623)	(1.266.293)	56.671

Il circolante netto subisce una variazione negativa, rispetto al 31 dicembre 2013, di € 91,8 milioni generata dai macro fenomeni di seguito descritti.

Lo stock dei crediti passa da € 347,1 milioni al 31 dicembre 2013 a € 295,3 milioni al 31 dicembre 2014, con un decremento di € 51,8 milioni.



Il suddetto decremento di € 51,8 milioni è determinato principalmente dai seguenti fenomeni: (i) riduzione dei crediti verso gli utenti/clienti per € 25,1 milioni; (ii) riduzione dei crediti verso Roma capitale di € 0,1 milioni; (iii) riduzione dei crediti verso Controllanti di € 0,8 milioni; (iv) riduzione dei crediti verso società del gruppo/collegate per € 35,6 milioni, prevalentemente crediti relativi al trasporto dell'energia; (v) decremento dei crediti tributari per € 12,5 milioni essenzialmente per crediti per imposte anticipate; (vi) incremento degli altri crediti per € 22,3 milioni dovuto a maggiori crediti verso Cassa Conguaglio.

Il valore delle rimanenze si riduce di € 2,8 milioni.

I debiti correnti si incrementano di € 39,0 milioni per l'effetto combinato dei seguenti fattori:

- o incremento dei debiti verso i fornitori per € 10,6 milioni;
- o aumento dei debiti verso il Comune di Roma per € 1,9 milioni;
- o riduzione dei debiti verso controllanti per € 2,2 milioni
- o riduzione dei debiti verso società del gruppo/collegate per € 0,3 milioni;
- o riduzione dei debiti tributari per € 1,1 milioni;
- o decremento dei debiti verso Istituti previdenziali per € 0,1 milioni;
- o crescita degli altri debiti per € 30,2 milioni, dovuta essenzialmente all'incremento dei debiti verso Cassa Conguaglio.

I risconti passivi correnti si riducono di € 1,8 milioni.

Il fondo TFR si riduce di € 0,9 milioni.

Le immobilizzazioni si incrementano € di 22,0 milioni principalmente a causa dell'aumento delle immobilizzazioni materiali.

I fondi per rischi ed oneri si riducono di € 9,6 milioni essenzialmente per la mancata riproposizione nel 2014 dell'accantonamento per TEE.

I risconti passivi non correnti si riducono di € 2,6 milioni.



L'indebitamento finanziario netto migliora di € 41,1 milioni a causa dell'effetto combinato (i) della riduzione dei debiti finanziari a breve termine per € 37,2 milioni, (ii) dell'incremento dei crediti finanziari a breve termine per € 99,3 milioni e (iii) per l'aumento dei debiti finanziari a medio e lungo termine per € 95,4 milioni.

Il patrimonio netto diminuisce di € 15,6 milioni.



CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO A PRIMO MARGINE (importi in migliaia di €)	31.12.2014	%	31.12.2013	%	Variazione
	(A)		(B)		(A-B)
A. Valore della produzione	407.428	100,0	399.019	100,0	8.409
Primo margine energia	325.278	79,8	335.879	84,2	(10.601)
Ricavi delle vendite	4.408	1,1	3.579	0,9	829
Ricavi delle prestazioni	28.119	6,9	40.507	10,2	(12.388)
Variazione lavori in corso su ordinazione	0	0,0	0	0,0	0
Altri ricavi d'esercizio	12.906	3,2	18.671	4,7	(5.765)
Totale ricavi da terzi	370.711	91,0	398.636	99,9	(27.925)
Contributi in conto esercizio	36.717	9,0	383	0,1	36.334
B. Consumi di materie e servizi esterni	108.234	26,6	85.591	21,5	22.643
Materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	1.155	0,3	3.631	0,9	(2.476)
Prestazioni di servizi	62.223	15,3	65.266	16,4	(3.043)
Godimento di beni di terzi	4.032	1,0	4.272	1,1	(240)
Variazione delle rimanenze	2.752	0,7	2.111	0,5	640
Oneri diversi di gestione	38.072	9,3	10.311	2,6	27.762
C. Valore aggiunto (A-B)	299.193	73,4	313.427	78,5	(14.234)
D. Costo del lavoro	56.343	13,8	65.736	16,5	(9.393)
E. Margine operativo lordo (C-D)	242.850	59,6	247.691	62,1	(4.841)
F. Ammortamenti e accantonamenti	110.944	27,2	115.591	29,0	(4.647)
Ammortamenti immobilizzazioni materiali	84.838	20,8	81.782	20,5	3.056
Ammortamenti immobilizzazioni immateriali	13.546	3,3	15.323	3,8	(1.777)
Svalutazioni immobilizzazioni materiali	0	0,0	0	0,0	0
Accantonamenti per svalutazione crediti	6.451	1,6	3.470	0,9	2.981
Accantonamenti a fondo rischi	6.110	1,5	15.016	3,8	(8.907)
G. Risultato operativo (E-F)	131.906	32,4	132.100	33,1	(194)
H. Proventi finanziari	878	0,2	257	0,1	620
I. Oneri finanziari	48.910	12,0	47.207	11,8	1.703
L. Totale proventi/oneri finanziari (H-I)	(48.032)	(11,8)	(46.950)	(11,8)	(1.082)
M. Utile ordinario (G+L)	83.874	20,6	85.150	21,3	(1.276)
N. Rettifiche di valore di attività finanziarie	0	0,0	0	0,0	0
N. Proventi/Oneri di gestione straordinaria	215	0,1	(479)	(0,1)	694
O. Utile del periodo (M+N)	84.089	20,6	84.671	21,2	(582)
P. Imposte sul reddito del periodo	58.155	14,3	43.110	10,8	15.045
Q. Utile del periodo dopo le imposte (O-P)	25.934	6,4	41.561	10,4	(15.626)

I ricavi della Società aumentano di € 8,4 milioni rispetto al 31 dicembre 2013 sostanzialmente per l'effetto combinato dei seguenti fenomeni: (i) riduzione del primo margine energia (€ 10,6 milioni), riconducibile al recupero di partite perequative, alla nuova tariffa per Impresa ed alla riduzione del margine Vaticano; (ii) maggiori ricavi delle vendite (€ 0,8 milioni) dovuti ai ricavi per CTS che



determinano pari effetto sui costi; (ii) minori ricavi da prestazioni (€ 12,4 milioni) dovuti essenzialmente allo scorporo dell'attività di illuminazione pubblica; (iii) minori altri ricavi (€ 5,8 milioni); (iv) maggiori contributi in conto esercizio per € 36,3 milioni (per TEE in portafoglio).

I costi esterni – al netto di quelli inclusi nel primo margine e degli incrementi delle immobilizzazioni per consumi di magazzino – ammontano ad € 108,2 milioni e presentano un incremento di € 22,6 milioni, rispetto al 31 dicembre 2013, dovuto ai seguenti fattori: (i) riduzione dei costi per acquisti (€ 2,5 milioni); (ii) riduzione dei costi operativi (€ 3,0 milioni) ed (iii) aumento degli oneri diversi di gestione (€ 27,8 milioni), riconducibile principalmente ai costi per l'acquisto dei TEE.

Il costo del lavoro, che è pari ad € 56,3 milioni, al netto degli incrementi delle immobilizzazioni per lavori interni, è caratterizzato da un decremento di € 9,4 milioni rispetto al 31 dicembre 2013.

L'incidenza dell'EBITDA sul valore della produzione passa dal 62,1% del 2013 all'attuale 59,6% mentre, in valore assoluto, diminuisce di € 4,8 milioni per effetto di quanto precedentemente esposto.

Gli ammortamenti e gli accantonamenti ammontano complessivamente ad € 110,9 milioni e risultano ridotti di € 4,6 milioni per effetto:

1. dell'aumento degli ammortamenti (€ 1,3 milioni);
2. della crescita degli accantonamenti al fondo svalutazione crediti (€ 3,0 milioni).
3. della riduzione degli accantonamenti al fondo rischi ed oneri (€ 8,9 milioni).

La gestione finanziaria peggiora di € 1,1 milioni.

L'utile ammonta ad € 84,1 milioni e diminuisce di € 0,6 milioni rispetto al 31 dicembre 2013.

Le imposte aumentano di € 15,0 milioni.

Il risultato dopo le imposte diminuisce di € 15,6 milioni rispetto al 31 dicembre 2013.



Attività di ricerca e sviluppo

Ai sensi dell'art. 2428, 2° comma, numero 1 codice civile, si dà atto che la società ha effettuato attività di ricerca e sviluppo i cui costi € 1.595.314 sono stati iscritti tra le immobilizzazioni immateriali.

In particolare la ricerca, per il 2014, è finalizzata alla evoluzione tecnologica dell'attuale rete di distribuzione e comprende i costi per studi, esperimenti, indagini e ricerche connesse alla realizzazione dei seguenti principali progetti:

- "Smart Network Management System", i cui obiettivi, declinati e diversificati nei vari sotto progetti costitutivi, sono finalizzati ad una migliore gestione della rete, nelle attività di progettazione, di manutenzione e di trattamento dei dati disponibili nei vari sistemi di acquisizione caratteristici della operatività aziendale.

Nel 2014 è stato liquidato ai fornitori di beni e servizi per l'iniziativa di cui sopra, sia per le attività di Ricerca che per quelle di Sviluppo, l'importo di € 1.335.314.

- € 260.000 "Storage Distribuito" che prevede l'attivazione e il monitoraggio di tre sistemi di accumulo in tre cabine secondarie sulla dorsale "Persichetti" della cabina primaria Raffinerie, coordinati da un controllore centrale al fine di eseguire le funzioni di back up della rete BT; peak shaving e smorzamento delle fluttuazioni del fotovoltaico sotteso ad una delle tre cabine coinvolte.

Rapporti con imprese controllate, collegate, controllanti e consociate

Rapporti con ACEA S.p.A. e sue controllate e collegate

Le regole di governo del Gruppo ACEA e la definizione delle missioni assegnate a ciascuna Società vedono come logica conseguenza il manifestarsi di una serie di transazioni tra Società del Gruppo di consistente rilevanza, sia per le dimensioni economiche che per la significatività dell'area presidiata.

Tali rapporti trovano il fondamento giuridico negoziale all'interno dei mandati generali con e senza rappresentanza resi alla Capogruppo - da questa accettati - in funzione dei quali sono stati redatti i relativi contratti di servizio di durata triennale.

Tali regole hanno previsto ed assegnato alla Capogruppo la funzione di holding operativa, in base alla quale svolge servizi di natura amministrativa, finanziaria, legale, logistica e tecnica oltre ai compiti propri di indirizzo e governo.



In aggiunta a questi la Capogruppo rende anche servizi di natura finanziaria mediante una gestione accentrata della tesoreria con un modello riferibile al cosiddetto *cash – pooling* o alle sue evoluzioni.

La società intrattiene con Acea Illuminazione Pubblica rapporti regolati da un contratto di servizio, relativo ad alcune attività che rimangono in service, a seguito dello scorporo del 1 Maggio 2013.

Inoltre ACEA Distribuzione è legata contrattualmente ad ACEA Ato2 dal rapporto di somministrazione di acqua, per la parte passiva, e dalla fornitura di prestazioni cartografiche ed altre minori per quella attiva.

La società intrattiene rapporti con Laboratori attraverso un contratto di servizio per l'effettuazione di analisi chimiche e con Acea8Cento per il servizio di *contact center*. Intercorrono, inoltre, rapporti con Aria per la realizzazione di interventi di elettrificazione connessi alla realizzazione di Termovalorizzatori.

Infine, ACEA Distribuzione intrattiene con ACEA Reti e Servizi Energetici rapporti di collaborazione, regolamentati da un accordo quadro, volti al perseguimento di obiettivi riferiti al conseguimento di riduzioni ed efficienze nei consumi energetici ed all'ottenimento dei corrispondenti riconoscimenti in termini di certificati da parte dell'AEEG. La società, inoltre, fornisce ad ACEA Reti e Servizi Energetici una serie di servizi aziendali regolamentati da apposito contratto.

Nella tabella che segue si evidenziano le quantificazioni economiche e patrimoniali dei maggiori rapporti commerciali intrattenuti con la controllante ACEA e le altre società del Gruppo, mentre i rapporti di natura finanziaria intrattenuti con la controllante ACEA sono pari a € 265.718mila.



SOCIETÀ	RICAVI		COSTI		CREDITI		DEBITI	
	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013
ACEA	1.545	11.948	28.867	29.037	2.525	3.420	2.913	4.312
ACEA ALI2	429	360	504	357	208	300	(9)	(0)
Acea Energia	208.346	230.256	3.691	3.870	82.621	116.320	2.875	3.307
Acea	148	88	5.069	1.144	104	46	159	743
ACEA ALI5	0	9	0	0	13	12	10	10
ARSA	394	489	0	0	68	339	0	0
Acea Produzione	137	87	70	10	65	59	52	56
LABORATORI	0	0	328	286	0	0	463	117
Acea Roma Pubblica	3.990	3.049	180	20	1.296	2.776	17	0
ACEA RENTO	14	4	349	403	11	5	129	92
Acquedotto del Tevere	6	0	0	0	4	0	0	0
Museo Pale	36	142	0	0	362	322	24	24
Aquasol	6	0	0	0	6	0	0	0
Roma Capitale	0	0	0	0	964	1.049	5.200	3.322
Unibra Acqua	9	9	0	0	0	0	0	0
Sinergie	0	0	0	0	8	8	0	0
Ecogem	0	0	0	0	0	3	0	0
Impiegato lo scano	0	0	0	0	0	46	0	0

Rapporti con Roma Capitale e aziende partecipate da Roma Capitale

Tra ACEA Distribuzione e Roma Capitale intercorrono rapporti di natura commerciale in quanto la Società esegue prestazioni di servizi con particolare riferimento ad urbanizzazioni di nuove aree edificabili e, fino alla fine del 2002, erogazioni di energia elettrica.

Si precisa che Roma Capitale nella sua qualità di Ente Locale ha il potere di regolamentare le imposte e tasse comunali a cui è soggetta ACEA Distribuzione: essa non soggiace in via esclusiva a nessuna di esse rispetto ad altre Società operanti sul territorio comunale.

Il termine di pagamento per Roma Capitale con riferimento ai contratti di servizio è di sessanta giorni dal ricevimento della fattura ed in caso di ritardato pagamento le parti hanno concordato l'applicazione del tasso ufficiale di sconto vigente nel tempo.

Per quanto riguarda l'entità dei rapporti tra ACEA Distribuzione e Roma Capitale si rinvia a quanto illustrato e commentato a proposito dei crediti e debiti verso la controllante nel presente documento.

Anche con Società, Aziende Speciali o Enti controllati da Roma Capitale, ACEA Distribuzione intrattiene rapporti di natura commerciale che riguardano essenzialmente posizioni di credito derivanti dal servizio di trasporto e misura di energia elettrica oltre che dei servizi di connessione. Anche nei confronti dei soggetti giuridici appartenenti a Roma Capitale vengono applicate le stesse tariffe vigenti sul mercato adeguate alle condizioni di fornitura.



Nella tabella successiva sono indicati gli importi (in migliaia di €) relativi ai rapporti economici e patrimoniali più rilevanti intercorrenti tra ACEA Distribuzione e le principali aziende del Gruppo Roma Capitale.

SOCIETÀ	RICAVI		COSTI		CREDITI		DEBITI	
	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013
TramBus	0	0	0	0	2	2	23	2
Aso	0	0	326	373	0	14	132	373
ROMA METROPOLITANE SRL	318	74	0	0	527	22	0	0
FONDAZIONE MUSICA PER ROMA	0	0	0	0	2	2	0	0
YANNELAVORI	0	0	0	0	1	1	0	0
ATAC SpA	8	336	0	0	688	684	1	0
METROCSA	100	36	1	0	72	15	0	0
ASSICURAZIONI GENERALI SpA	0	0	140	76	0	0	33	38
PENNESPA	0	0	39	26	0	0	8	9

Azioni proprie e azioni di società controllanti

Ai sensi dell'art. 2428, nn. 3 e 4, codice civile, si dà atto che la società non possiede, né ha acquistato o ceduto nel corso del periodo, neanche indirettamente, azioni proprie, né azioni della società controllante.

Altre informazioni

➤ **Vigilanza dell'AEEG**

A valle dell'indagine conoscitiva sul servizio di misura avviata con la delibera 475/2013/R/eel, l'AEEGSI, con propria comunicazione del 9 settembre 2014, ha informato Acea Distribuzione dell'effettuazione di una verifica ispettiva avente ad oggetto le modalità di espletamento del servizio di misura, con particolare riguardo:

- al funzionamento del sistema di acquisizione, archiviazione e messa a disposizione dei dati di misura;
- alle modalità di validazione, registrazione e messa a disposizione dei suddetti dati al GSE.



La suddetta verifica si è svolta presso la sede della Società il 16 e il 17 settembre 2014 e non ha evidenziato alcun difetto formale alla conduzione del processo gestito da Acea Distribuzione.

➤ **Certificazione Sistemi di Qualità**

Nei mesi di Ottobre/Novembre 2014 è stata effettuata la 1° visita di sorveglianza del Sistema di gestione integrato, eseguita dalla società RINA Service, relativa alla sorveglianza periodica per i sistemi di gestione della Sicurezza ed Energia e rinnovo triennale della certificazione per i sistemi di Gestione della Qualità ed ambiente. A partire da tale ultimo evento sono state quindi unificate le date di scadenza dei sistemi in essere in modo da definire una linea di "0" per cui tutti procederanno ora uniformemente come previsto per i sistemi integrati. Il risultato è stato positivo su tutti e 4 i Sistemi. L'esito di tale verifica ispettiva ha evidenziato unicamente n. 2 Non Conformità di tipo Minore, dovute essenzialmente ad alcune segnalazioni che, raggruppate, hanno dato origine alle due note applicabili in generale ai sistemi di Qualità, Sicurezza e Ambiente. Per queste ultime sono state previste le necessarie azioni correttive.

➤ **Nuovo regolamento scavi**

Con Dec. G.C. n. 93 del 24 ottobre 2014 è stato approvato il nuovo regolamento proposto dal Dipartimento per lo Sviluppo delle Infrastrutture e la Manutenzione Urbana (SIMU); tale regolamento è ora al vaglio dei Municipi, i quali potranno proporre modifiche prima dell'approvazione definitiva da parte dell'Assemblea Capitolina. A fine 2013 il Dipartimento SIMU del Comune di Roma ha avviato un'attività sperimentale, in via Gianicolense, relativa al ripristino del manto stradale a seguito di scavi multipli realizzati da parte di diversi gestori dei PP.SS. per la posa in opera delle proprie reti tecnologiche.

Tale modalità operativa, la quale prevede che le attività di ripristino della sede stradale vengano effettuate dal Comune di Roma con una propria impresa, ma a spese dei predetti gestori, tra cui Acea Distribuzione, comporta un aumento dei costi sostenuti dalla Società di circa il 40%.

Nel caso l'amministrazione comunale decidesse di applicare diffusamente tale procedura, peraltro già prevista all'art. 6 del vigente regolamento (Del. C.C. 105/2009), si potrebbe determinare un aumento dei costi di ripristino



delle pavimentazioni stradali determinato dal differenziale dei prezzi unitari tra gli appalti affidati da Acea e quelli affidati dall'Amministrazione Capitolina.

Con Deliberazione dell'Assemblea Capitolina n. 39 del 23/07/2014, inoltre, è stato approvato il nuovo regolamento COSAP, il quale prevede un aumento delle tariffe del 38% e dei coefficienti moltiplicatori da 0,8 a 2,5: tali aumenti sono retroattivi dal 01/01/2014, facendo lievitare i costi delle concessioni necessarie per i lavori da eseguire nel territorio Capitolino.

➤ **Progetti di innovazione tecnologica**

Smart Network Management System

Il progetto Smart Network Management System (acronimo SnMS) è stato avviato il 01/06/11 e ha visto la conclusione delle attività scientifiche il 30/11/2014.

Esso è stato ammesso al finanziamento dal Ministero dello Sviluppo Economico con Decreto n. 2481 del 24/07/14, per un importo di circa 11 milioni di euro a valere sul fondo per l'innovazione tecnologica (FIT).

A fronte di tale somma il consuntivo, in corso di redazione al 31/12/2014, consente di stimare un importo inferiore a quello esposto di una percentuale pari a circa il 3%.

Il finanziamento ammesso, con riferimento all'importo a consuntivo, porta ad un contributo a fondo perduto pari al 10%; ad un finanziamento a tasso agevolato pari all'81% ed ad un finanziamento a tasso ordinario pari al 9%.

Ad oggi è in corso la predisposizione della documentazione finale a testimonianza degli sviluppi scientifici acquisiti e delle risorse impiegate, sia in termini di personale che di attrezzature, materiali e servizi dei quali si è usufruito.

A tale fase seguirà, nel corso del 2015, da parte dei soggetti incaricati dal Ministero, la verifica del raggiungimento degli obiettivi scientifici prefissati e della corretta imputazione contabile degli importi associati al progetto, prima della erogazione dei finanziamenti previsti.

Il progetto è stato sviluppato all'interno di Acea Distribuzione. Esso, nei 10 sottoprogetti costituenti, ha consentito di pervenire agli obiettivi prefissati per i seguenti principali temi:



- 1) Gestione dei campi elettromagnetici emessi dalle Cabine Secondarie della rete di distribuzione (Sub. Obiettivo *Nuove Cabine Secondarie(CS)*).
- 2) Messa a punto di tecniche di diagnostica (utilizzanti la misura delle scariche parziali e dell'angolo di perdita) per l'analisi dell'integrità dei cavi interrati a Media Tensione (Sub. Obiettivo *Tecniche Diagnostica Cavi MT (MT)*).
- 3) Messa a punto di software per la ottimizzazione della rete di Bassa tensione (Sub. Obiettivo *Ottimizzazione rete BT (ORBT)*).
- 4) Messa a punto di componenti hardware e software per il miglioramento della gestione della rete di bassa tensione sia in relazione alla topologia che al raggiungimento in telelettura dei contatori di misura dei consumi (Sub. Obiettivi *Evoluzione sistema informatico territoriale (GIS)* e *Sistema informativo disservizi e telegestione utenze BT (SDE)*).
- 5) Implementazione di un sistema per la raccolta di tutti i dati in un unico punto di riferimento, comune a tutta Acea Distribuzione, in grado di gestire l'acquisizione e la validazione di grandi volumi di dati e consentire la costruzione di Key Performance Indicator per il controllo della rete (Sub Obiettivo *Smart Grid Intelligence (SGI)*).
- 6) Sistema di gestione della manutenzione delle reti AT ed MT per la messa a disposizione degli operatori delle informazioni sullo stato dei componenti e la conseguente ottimizzazione nelle operatività manutentive (Sub. Obiettivo *Sistema di Gestione della Manutenzione Integrata (GMI)*).
- 7) Work Force Management: analisi preliminare delle esigenze e dei requisiti finalizzati allo sviluppo successivo della gestione ottimizzata della forza lavoro sia per quanto riguarda gli aspetti operativi che per la gestione delle procedure per l'acquisizione delle esigenze e la gestione dei lavori (Sub Obiettivo *Work Force Management (WFM)*).

Il progetto ha consentito di mettere a disposizione dell'azienda strumenti hardware, software e procedure che consentiranno, nella fase di industrializzazione, la gestione della rete con elevato livello di qualità ed efficienza circa la continuità del servizio fornito ai clienti.



Nel 2014 è stato liquidato ai fornitori di beni e servizi per l'iniziativa di cui in narrativa, sia per le attività di Ricerca che per quelle di Sviluppo, l'importo di € 1.335.314.

Progetto pilota Smart Grid

In data 09-11-2010 Acea Distribuzione S.p.A. ha inoltrato, all'Autorità per l'energia elettrica e il gas, l'istanza al trattamento incentivante relativo alla delibera ARG/elt n. 39/10, in riferimento al progetto pilota Smart Grid, che vede il suo sviluppo negli anni 2011 - 2014. Si tratta di uno degli otto progetti smart grid ammessi al trattamento incentivante dall'Autorità a livello nazionale.

Il progetto citato, di importo complessivo di circa cinque milioni di euro, si articola in vari sotto-progetti mirati a sviluppare soluzioni tecnologiche innovative per il miglioramento della continuità del servizio e l'implementazione di nuovi criteri per la gestione della rete di distribuzione, anche in presenza di generazione distribuita, e in accordo con gli indirizzi e le prescrizioni generali stabilite dall'Autorità.

L'Autorità con delibera ARG\elt 12/11, pubblicata in data 8 febbraio 2011, ha ammesso al trattamento incentivante il progetto presentato da Acea Distribuzione. Il progetto presenta il seguente stato di avanzamento al 31/12/2014:

1. Automazione di rete MT	100%
2. Monitoraggio rete MT E BT	100%
3. Nuovi criteri di gestione della rete MT	100%
4. E-Car & Storage	100%
5. Diagnostica di cabina primaria	100%
6. Individuazione punto d'innescio guasti transitori	100%

Inoltre, nel corso dell'anno 2014, sono state eseguite le attività di monitoraggio dei primi tre capitoli del progetto. Nella prima metà di gennaio 2015, verrà effettuata una nuova sessione di test per il capitolo "Nuovi Criteri di gestione della rete MT", permettendo la regolazione dei profili di tensione e dei flussi di P (potenza attiva) e Q (potenza reattiva), attraverso il variatore sotto carico (VSC) del trasformatore AT/MT della cabina primaria Raffinerie, il TVR (*thyristor voltage regulator*) installato nella cabina



secondaria 75675 della dorsale Raffinerie Malagrotta e l'impianto di produzione alimentato dalla cabina secondaria 8169, denominata "Giovì".

Progetto ORBT

Nel primo semestre del 2014 è stata conclusa la fase due del progetto, rientrando nel programma SnMS (FIT).

Sono state realizzate le integrazioni tra il sistema ORBT e i sistemi master di Acea (SAEL, Net@, GIS, Centro Gestione), per il caricamento automatico dei dati da e verso l'applicativo "ORBT", per tutta la rete di bassa tensione di competenza di Acea Distribuzione.

Acea Distribuzione sta implementando, quindi, un sistema, aggiornato mensilmente, efficace per una conoscenza approfondita della rete BT, funzionale all'individuazione di aree critiche in relazione ai vincoli primari identificati ed al calcolo di un assetto ottimizzato mediante algoritmi specifici.

Nel 2014 sono state sviluppate le attività del progetto "ORBT-Continuità", avviato nel 2013. La chiusura del suddetto progetto permetterà l'individuazione puntuale dei clienti interessati dai disservizi sulla rete di Acea Distribuzione, nel rispetto di quanto indicato nella Delibera ARG/elt 198/11. A fine anno è stata avviata un'ulteriore implementazione dell'applicativo "ORBT", per modificare le attuali logiche di elaborazione, al fine di acquisire le informazioni provenienti dal "campo" in merito all'arco di fornitura ed al corretto posizionamento delle utenze.

Internet superveloce

A fine Marzo 2013 è stato siglato un Protocollo di Intesa tra Acea, Fastweb e Telecom con l'obiettivo di estendere nel territorio di Roma Capitale la rete a banda ultra larga, che permette agli utenti di godere di una connessione Internet con banda di trasmissione pari o superiore a 100 Megabit al secondo. L'accordo, che prevede la realizzazione di circa 4.600 nuovi punti di fornitura di energia elettrica, oltre a garantire il coordinamento delle attività delle tre società, limita al massimo il disagio alla cittadinanza derivante dall'apertura di cantieri stradali. Acea investirà circa 6 milioni di euro per la realizzazione della rete di alimentazione elettrica degli apparati elettronici di ultima generazione.

È prevista l'applicazione di tecniche per minimizzare l'impatto ambientale all'atto della posa delle infrastrutture, impiegando sistemi come il *no-dig* (posa in opera dei cavi senza l'apertura di trincee a cielo aperto) e le mini-trincee per



l'espansione della rete in fibra ottica. I quadri elettrici saranno in parte alloggiati in locali interrati. Al 31 dicembre 2014 Acea Distribuzione ha attivato 2.500 nuovi punti di fornitura di energia elettrica evitando la sovrapposizione di interventi sul territorio comunale, per una lunghezza complessiva pari a circa 38,2 km di scavo.

➤ **Informativa sulla privacy**

Ai sensi del punto 26 dell'Allegato B al Decreto Legislativo 30 giugno 2003 n. 196 "Codice in materia di protezione dei dati personali", si informa che è stato completato l'aggiornamento del Documento Programmatico sulla Sicurezza in essere, nel quale vengono riportate le indicazioni richieste dalla citata normativa in relazione al trattamento elettronico e non elettronico di dati personali effettuato da Acea Distribuzione SpA.

➤ **Piano stock option**

Si informa che allo stato attuale non vi è nessun Piano di Incentivazione Azionaria a lungo termine.

➤ **Elenco sedi secondarie**

Quale riscontro alla previsione di cui all'articolo 2428, 4° comma, cod. civ., si precisa che non esistono sedi secondarie.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo

Non si segnalano fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo.

Rischi ed incertezze

➤ **Rischi regolatori**

Rischi connessi al III ciclo regolatorio

- Tuttora permangono alcuni elementi di incertezza relativi al terzo periodo di regolazione, derivanti dalla mancata definizione da parte dell'AEEG di alcune partite perequative.



- Tale circostanza può determinare, in prospettiva, un'alea sul risultato economico della Società che potrebbe richiedere, per il necessario superamento, la definizione di appositi approfondimenti, peraltro avviati nella generalità dei casi, con gli uffici tecnici della stessa Autorità.
- Un livello di indeterminazione insiste ancora sul meccanismo di determinazione dei costi sostenuti per la realizzazione di sistemi di misura basati sui contatori elettronici.
- Relativamente alla perequazione dei costi per i sistemi di misura elettronici (perequazione misura), i limiti di affidabilità delle previsioni di impatto economico sono legati all'incidenza che, nella relativa formulazione analitica, riveste l'evoluzione di specifici parametri di sistema, elaborati esclusivamente dall'Autorità e, quindi, indisponibili ex ante al singolo operatore. Il gap informativo non è stato colmato né con la revisione del meccanismo di determinazione della perequazione misura per gli anni 2010 e 2011 contenuto nella delibera 166/11 né a seguito della raccolta dati avviata il 13 Maggio 2013, in quanto l'AEEG non ha esplicitato le variabili ed i parametri nazionali che sono fondamentali per le previsioni economiche, e neanche con le nuove disposizioni previste dalla delibera 199/2011.

Rischi connessi al IV ciclo regolatorio

- Permane anche per il IV ciclo l'indeterminatezza sull'ammontare della perequazione misura, legata alla mancata disponibilità di variabili e parametri nazionali fondamentali per le previsioni economiche.
- La delibera 196/11 del 29 dicembre 2011 ha previsto la revisione, a partire dal 2012, dei fattori percentuali convenzionali delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi, valutate dall'AEEG in funzione di uno studio tecnico elaborato dal Politecnico di Milano. L'applicazione della delibera ha determinato un abbassamento delle perdite standard sull'alta tensione. La delibera 175/2012/r/eel sulla "revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita di energia elettrica applicati all'energia immessa nelle reti di bassa e media tensione dagli impianti di generazione distribuita" ha allungato i tempi del processo di consultazione, rimandando a



successivi provvedimenti l'ulteriore revisione dei fattori di perdita standard da applicare all'energia elettrica prelevata dalle reti in media e bassa tensione. Con la delibera 559/2012, l'AEEG ha adottato un meccanismo di perequazione del valore della differenza tra perdite effettive e perdite standard tra le imprese di distribuzione, da applicare transitoriamente all'anno 2012, la revisione del fattore di perdita standard sulla filiera MT a partire dal 2013 nonché la definizione, dopo uno studio tecnico congiunto tra le imprese di distribuzione e l'AEEG, di un coefficiente di perdita tecnica per impresa. In data 10 Aprile 2014, con deliberazione 169/2014, l'AEEGSI ha esteso l'algoritmo di calcolo della perequazione delta perdite previsto per l'anno 2013 (delibera 608/2013) anche all'anno 2014 in attesa della chiusura del procedimento di studio delle reti elettriche. Tale algoritmo prevede la restituzione delle imprese in surplus del 75% dell'efficienza e limita la restituzione nei confronti delle imprese in deficit.

- Lo studio tecnico per la determinazione di perdite tecniche per impresa è ancora in corso e potrebbe generare rischi economici e tecnici sull'attuale formulazione della perequazione delle perdite eccedentarie.

Ulteriori rischi regolatori

- I rischi in questione derivano dal ritardo progressivo con il quale, i processi tecnico-commerciali di Acea Distribuzione, si adeguano alle successive innovazioni regolatorie e normative, con particolare riferimento alle parti che necessitano di implementazioni sugli applicativi della mappa informatica aziendale. Tale circostanza determina, su un numero crescente di processi, spesso sottoposti a stringenti requisiti normativi, un difetto di relativa "compliance", esponendo al rischio di eccezioni formali da parte delle autorità di settore, propedeutiche alla previsione di procedimenti ispettivi e sanzionatori.

Rischio clienti BT interrotti

Il progetto di rilievo dei clienti BT realmente disalimentati nel corso delle interruzioni della continuità del servizio elettrico nasce in recepimento alla Delibera 333/07 e s.m.i. che disciplina al suo Art. 11.1 che le registrazioni dei



clienti interrotti avvengano sulla base di modalità che prevedono o l'uso di schemi unifilari associati a cartografia digitale della rete BT o l'utilizzo di un sistema di telegestione dei contatori installati presso l'utenza.

La Delibera 333/07 esclude, dunque, la possibilità dei Distributori di effettuare le proprie consuntivazioni sugli indicatori di continuità a partire da un numero medio di clienti interrotti per porzione di impianto, come avveniva per il 2010.

Acea Distribuzione si è orientata per l'utilizzo del sistema di telegestione, ritenendo di poter sfruttare le potenzialità offerte dal progetto contatori digitali messo in campo qualche anno prima.

In un primo momento, le norme in materia definivano come data di decorrenza del nuovo metodo di rilievo dei clienti BT il 1° gennaio 2010. Nel seguito, una disposizione transitoria alla stessa Delibera 292/06, ha ricollocato detto step al 1° gennaio 2011, per i distributori che (come Acea Distribuzione) hanno aderito allo schema incentivante prevedendo la decurtazione di un terzo dell'incentivo. Inoltre, la Delibera 333/07 escludeva, per il 2011, la possibilità dei Distributori di effettuare le proprie consuntivazioni sugli indicatori di continuità a partire da un numero medio di clienti interrotti per porzione di impianto, come avveniva per gli anni precedenti. Successivamente l'AEEG ha comunicato (Delibera ARG/el 184/11) una deroga per l'anno 2011 e, con la Delibera 198/11, una estensione anche per gli anni 2012 e 2013.

In prima analisi, il rischio connesso al mancato utilizzo del sistema di telegestione per il rilievo dei clienti BT interrotti potrebbe consistere nella erogazione di sanzioni per la mancata ottemperanza all'Art. 11.1 della Delibera 198/11, a partire dall'anno 2014. Il rischio è dettato dalla complessità e onerosità degli interventi di adeguamento dei sistemi, così come stabilito dall'AEEG, e dalle scadenze stringenti per rispettare le prescrizioni della stessa AEEG (anno 2014).

Si precisa che allo stato attuale sul sistema implementato da Acea Distribuzione (fortemente innovativo nel panorama nazionale) si riscontrano alcune criticità:

- residuo dei contatori elettronici da sostituire e, soprattutto, problematiche di comunicazione tra il centro e la periferia;
- problemi di aggiornamento della cartografia digitale da dedicare a supporto del rilievo delle interruzioni;
- perfezionamento dei sistemi informatici sviluppati per la risoluzioni delle criticità riscontrate che è tuttora in corso di implementazione.



A supporto di quanto emerso è in fase di pianificazione una campagna di verifica "sul campo" delle criticità di maggior rilievo per l'aggregazione dei clienti BT ai nodi della rete elettrica.

Attualmente è in fase di implementazione un sistema di rilevazione che può considerarsi promiscuo, utilizzando la cartografia tradizionale e i dati derivati dalla rete dei contatori elettronici.

Quanto sopra non escluderà la possibilità di essere assoggettati ad istruttorie e penalità, ma ne ridurrà entità ed effetti consentendo la definitiva normalizzazione delle attività in esame.

➤ **Rischi operativi**

I rischi principali ricadenti in questo raggruppamento possono essere classificati come segue:

- a) 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;
- b) rischi relativi alla qualità, affidabilità e durata delle opere realizzate;
- c) 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.

Il rischio di cui alla lettera a) discende in primis dalla sempre più stringente disciplina dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 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 (lettera b), Acea Distribuzione ha implementato sistemi di controllo operativo, tecnico/qualitativi, tra i quali spicca l'istituzione 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, a fronte di un totale di 1240 visite effettuate.

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

L'Unità Sicurezza e Tutela di Acea S.p.A. ha in corso l'implementazione di un sistema di rating dei Fornitori nel quale entra in gioco anche l'indicatore suddetto.

È in atto un sistema di valutazione relativo alle prestazioni affidate ai professionisti esterni coinvolti nelle attività di progettazione ed esecuzione dei lavori.

Circa la lettera c), il rischio 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.

➤ **Rischi credito**

La componente creditizia gestita dalla Società che evidenzia un possibile fattore di rischio è quella degli esercenti l'attività di vendita sul mercato libero (venditori): la fatturazione verso questi ultimi è relativa al trasporto dell'energia sulla rete di distribuzione ed alle prestazioni eseguite per i clienti finali.

I principi cardine su cui si basano le strategie di gestione del rischio credito sono i seguenti:

- gestione omogenea dei crediti dei venditori, in quanto ritenuti a parità di rischio;
- uniformità dei criteri standard per l'applicazione degli interessi di mora;
- attenuazione del rischio credito mediante la sottoscrizione di garanzia fideiussoria da parte dei venditori;
- adeguato monitoraggio attraverso la reportistica sull'ageing del credito;
- formazione del personale dedicato.

La gestione del credito parte dallo "score comportamentale" ovvero dalla conoscenza del singolo venditore mediante la costante analisi delle attitudini/abitudini di pagamento e si articola successivamente attraverso una serie di azioni mirate che vanno da attività di phone collection effettuate internamente, sollecito tramite comunicazioni in formato elettronico, invio di lettera di diffida a mezzo raccomandata, come previsto dalla delibera ARG/elt 4/08, fino ad arrivare alla cessazione del contratto di trasporto.

➤ **Verifica fiscale**

Per quanto concerne le verifiche fiscali si rinvia a quanto indicato in Nota Integrativa.

Evoluzione prevedibile della gestione

Il 2015 presenta degli obiettivi molto sfidanti in termini regolatori, di contesto operativo e per il livello degli indicatori economico / gestionali. Di conseguenza è necessario perseguire tutte le azioni di efficientamento incluse nei piani



pluriennali e negli altri progetti aziendali per cercare di garantire il raggiungimento degli obiettivi assegnati.

Deliberazioni in merito al risultato di esercizio

Signori azionisti,

nell'invitarVi ad approvare il bilancio che Vi sottoponiamo, Vi proponiamo di destinare l'utile di esercizio chiuso al 31 dicembre 2014, pari ad € 25.934.378,24, considerando che la Riserva legale ha raggiunto il limite previsto dall'art. 2430 del Codice Civile, come segue :

€ 59.378,23 a riserva straordinaria;

€ 25.875.000,00 ai Soci.

L'importo in distribuzione ai Soci corrisponde ad un dividendo unitario di € 0,075 per azione.

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione



Bilancio di ACEA S.p.A.

**Bilancio Consolidato
Gruppo ACEA**

**Esercizio 2014
Prima Parte**

INDICE

Relazione sulla Gestione

Modello Organizzativo di ACEA	pag. 4
Organi sociali	pag. 6
Lettera agli azionisti	pag. 7
Effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS10 (Bilancio Consolidato) e dell'IFRS11 (Accordi a controllo congiunto)	pag. 8
Sintesi dei risultati	pag. 13
Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo	pag. 15
Contesto di riferimento	pag. 38
Andamento delle Aree di attività	
Risultati economici per area di attività	pag. 68
Area Industriale Ambiente	pag. 69
Area Industriale Energia	pag. 76
Area Industriale Idrico	pag. 82
Area Industriale Reti	pag. 93
Corporate	pag. 100
Fatti di rilievo intervenuti nell'esercizio	pag. 102
Fatti di rilievo intervenuti successivamente alla chiusura dell'esercizio	pag. 104
Principali rischi ed incertezze	pag. 105
Evoluzione prevedibile della gestione	pag. 112
Deliberazioni in merito al risultato di esercizio e alla distribuzione ai Soci	pag. 114

Bilancio di ACEA S.p.A.

Forma e struttura	pag. 116
Criteri di valutazione e principi contabili	pag. 118
Principi contabili, emendamenti, interpretazioni e <i>improvements</i> applicati dal 1° gennaio 2014	pag. 126
Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni applicabili successivamente alla fine dell'esercizio e non adottati in via anticipata	pag. 129
Prospetto di Conto Economico	pag. 136
Prospetto di Conto Economico Complessivo	pag. 137
Prospetto di Stato Patrimoniale	pag. 138
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto al 31 dicembre 2013	pag. 139
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto al 31 dicembre 2014	pag. 140
Rendiconto Finanziario	pag. 141
Note al Conto Economico	pag. 142
Note allo Stato Patrimoniale - Attivo	pag. 149
Note allo Stato Patrimoniale - Passivo	pag. 161
Informativa sulle parti correlate	pag. 171
Elenco delle operazioni con parti correlate	pag. 175
Aggiornamento delle principali vertenze giudiziali	pag. 176
Informazioni integrative sugli strumenti finanziari e politiche di gestione dei rischi	pag. 180
Impegni e rischi potenziali	pag. 184
Allegati	pag. 185

Bilancio Consolidato

Forma e struttura	pag. 195
Criteri, procedure e area di consolidamento	pag. 197

Area di consolidamento	pag. 200
Criteri di valutazione e principi contabili	pag. 201
Principi contabili, emendamenti, interpretazioni e <i>improvements</i> applicati dal 1° gennaio 2014	pag. 211
Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni applicabili successivamente alla fine dell'esercizio e non adottati in via anticipata dal Gruppo	pag. 214
Prospetto di Conto Economico Consolidato	pag. 221
Prospetto di Conto Economico Complessivo Consolidato	pag. 222
Prospetto della Situazione Patrimoniale e Finanziaria Consolidata	pag. 223
Prospetto del Rendiconto Finanziario Consolidato	pag. 224
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato	pag. 225
Note al Conto Economico Consolidato	pag. 226
Note alla Situazione Patrimoniale e Finanziaria Consolidata	pag. 241
Acquisizioni dell'esercizio	pag. 271
Impegni e rischi potenziali	pag. 272
Informativa sui servizi in concessione	pag. 274
Informativa sulle parti correlate	pag. 287
Elenco delle operazioni con parti correlate di importo significativo	pag. 291
Aggiornamento delle principali vertenze giudiziali	pag. 292
Informazioni integrative sugli strumenti finanziari e politiche di gestione dei rischi	pag. 305
Allegati	pag. 314

Modello Organizzativo di ACEA

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

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

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

Area Ambiente

Il Gruppo ACEA è uno dei principali operatori italiani nella gestione a livello urbano dei servizi ambientali. Gestisce il principale termovalorizzatore e il più grande impianto di compostaggio della regione Lazio, punti di riferimento nello scenario di smaltimento del CdR (combustibile da rifiuto) e dei rifiuti organici regionali. Il Gruppo dedica particolare attenzione allo sviluppo di investimenti nel business *waste to energy*, considerato ad elevato potenziale, e nei rifiuti organici, in coerenza con l'obiettivo strategico del Gruppo di valorizzazione ambientale e energetica ed energetica dei rifiuti.

Area Energia

Il Gruppo ACEA è uno dei principali *player* nazionali nella vendita di energia elettrica e offre soluzioni innovative e flessibili per la fornitura di energia elettrica e gas naturale con l'obiettivo di consolidare il proprio posizionamento di operatore *dual fuel*. Opera su tutti i segmenti di mercato dalle famiglie alle grandi aziende con l'obiettivo di migliorare la qualità dei servizi offerti con particolare riguardo ai canali *web* e *social*. Il Gruppo infine è attivo nel comparto della generazione e dispone di impianti idroelettrici e termoelettrici distribuiti tra il Lazio, l'Umbria e l'Abruzzo.

Area Idrico

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

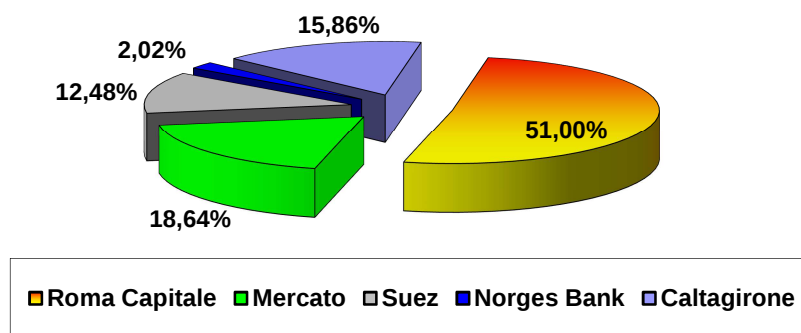
Area Reti

Il Gruppo ACEA è tra i principali operatori nazionali con oltre 11 TWh elettrici distribuiti a Roma, dove gestisce la rete di distribuzione servendo 1,6 milioni di punti di consegna. Sempre nella Capitale il Gruppo gestisce l'illuminazione pubblica e artistica con oltre 189.000 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. Il Gruppo Acea è impegnato in progetti di efficienza energetica e nello sviluppo di nuove tecnologie, come le *smart grid* e la mobilità elettrica, attraverso la realizzazione di progetti pilota particolarmente innovativi.

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



Alla data del 31 dicembre 2014, il capitale sociale di ACEA S.p.A. risulta così composto:



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

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione¹

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

Collegio Sindacale

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

Dirigente preposto

Franco Balsamo

Società di Revisione

Reconta Ernst & Young

¹ nominato dall'Assemblea dei Soci del 5 giugno 2014

² nominato dal Consiglio di Amministrazione del 9 giugno 2014



Lettera agli azionisti

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Conto Economico sintetico (€ milioni)	31.12.13	Effetti IFRS10 e IFRS11	31.12.13 <i>Restated</i>
Ricavi consolidati	3.570,6	(281,6)	3.289,0
Costi operativi consolidati	2.804,6	(160,6)	2.644,0
Proventi/(Oneri) da partecipazioni di natura non finanziaria	0,0	30,3	30,3
Proventi (Oneri) da gestione rischio <i>commodity</i>	0,1	0,0	0,1
EBITDA	766,1	(90,7)	675,4
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	382,3	(70,1)	312,2
EBIT	383,8	(20,6)	363,2
Proventi/(Oneri) finanziari	(97,4)	(1,9)	(99,3)
Proventi/(Oneri) da partecipazioni	(4,8)	0,0	(4,8)
Risultato ante imposte	281,6	(22,4)	259,2
Imposte	128,3	(22,5)	105,8
Risultato netto	153,3	0,1	153,4
Utile (perdita) di competenza di terzi	11,3	0,1	11,4
Risultato netto di competenza del Gruppo	141,9	0,1	142,0

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

Stato Patrimoniale sintetico (€ milioni)	31.12.13	Effetti IFRS10 e IFRS11	31.12.13 <i>Restated</i>
Immobilizzazioni materiali e immateriali	3.970,2	(575,1)	3.395,1
Avviamento	149,0	0,6	149,6
Partecipazioni	14,7	200,6	215,3
Altre attività non correnti	464,7	(72,2)	392,5
Attività non correnti	4.598,5	(446,0)	4.152,5
Rimanenze	37,3	(3,6)	33,8

Stato Patrimoniale sintetico (€ milioni)	31.12.13	Effetti IFRS10 e IFRS11	31.12.13 <i>Restated</i>
Crediti commerciali	1.500,7	(154,1)	1.346,6
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	589,5	(26,4)	563,1
Altre attività correnti	354,6	(32,9)	321,7
Attività correnti	2.482,1	(217,0)	2.265,1
Attività possedute per la vendita	6,7	0,0	6,7
Totale Attività	7.087,4	(663,1)	6.424,3
Patrimonio Netto di Gruppo	1.322,6	0,0	1.322,6
Patrimonio Netto di Terzi	82,8	1,4	84,2
Patrimonio Netto	1.405,4	1,4	1.406,8
TFR e altri piani a benefici definiti	117,4	(10,5)	106,9
Debiti e passività finanziarie	2.507,6	(146,7)	2.360,9
Fondo per rischi ed oneri	262,5	(56,5)	206,1
Altre passività non correnti	456,2	(201,7)	254,5
Passività non correnti	3.343,8	(415,4)	2.928,4
Debiti commerciali	1.306,9	(99,3)	1.207,6
Debiti finanziari	698,1	(98,2)	599,9
Altre passività correnti	331,8	(51,5)	280,3
Passività correnti	2.336,8	(249,0)	2.087,8
Passività direttamente associate ad attività destinate alla vendita	1,3	0,0	1,3
Totale Passività e Patrimonio Netto	7.087,4	(663,1)	6.424,3

Applicazione IFRS 10 e 11: riesposizione 2013

Conto Economico

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

Importi in € milioni

Stato Patrimoniale

ATTIVITA'	Al 31.03.2013 Restated	Al 30.06.2013 Restated	Al 30.09.2013 Restated	Al 31.12.2013 Restated
Immobilizzazioni Materiali	2.008,0	2.012,0	2.012,3	2.006,2
Investimenti Immobiliari	2,9	2,9	2,9	2,9
Avviamento	147,7	147,7	149,8	149,6
Concessioni	1.263,2	1.285,9	1.302,9	1.317,3
Altre immobilizzazioni Immateriali	71,2	63,9	67,9	68,8
Partecipazioni in controllate e collegate	189,8	208,2	211,4	212,0
Altre partecipazioni	4,8	4,7	4,7	3,3
Imposte differite Attive	330,3	332,5	338,5	309,0
Attività Finanziarie	31,8	34,2	34,5	34,8
Altre Attività	52,3	51,3	50,0	48,8
ATTIVITA' NON CORRENTI	4.102,0	4.143,4	4.174,8	4.152,5
Rimanenze	38,8	37,9	37,9	33,8
Crediti Commerciali	1.406,4	1.342,6	1.326,9	1.346,6
Altre Attività Correnti	129,4	104,3	95,5	111,4
Attività per imposte correnti	65,3	58,2	101,1	92,0
Attività Finanziarie Correnti	167,2	126,4	143,4	118,3
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	163,0	281,8	360,9	563,1
ATTIVITA' CORRENTI	1.970,2	1.951,2	2.065,8	2.265,1
Attività non correnti destinate alla vendita	6,7	6,7	6,7	6,7
TOTALE ATTIVITA'	6.078,9	6.101,3	6.247,3	6.424,3

PASSIVITA'	Al 31.03.2013 Restated	Al 30.06.2013 Restated	Al 30.09.2013 Restated	Al 31.12.2013 Restated
Patrimonio Netto				
capitale sociale	1.098,9	1.098,9	1.098,9	1.098,9
riserva legale	162,2	167,2	167,2	167,4
altre riserve	(446,5)	(439,8)	(435,2)	(468,7)
utile (perdita) relativa a esercizi precedenti	422,9	398,1	396,1	383,1
utile (perdita) dell'esercizio	36,8	70,6	104,6	141,9
Totale Patrimonio Netto del Gruppo	1.274,3	1.295,0	1.331,5	1.322,6
Patrimonio Netto di Terzi	79,7	81,9	84,1	84,2
Totale Patrimonio Netto	1.354,0	1.376,9	1.415,6	1.406,8
Trattamento di fine rapporto ed altri piani a benefici definiti	113,9	115,5	112,4	106,9
Fondo per rischi ed oneri	217,9	204,2	201,1	206,1
Debiti e passività Finanziarie	2.017,0	1.998,5	2.379,2	2.360,9
Altre passività	157,1	156,8	158,1	161,5
Fondo imposte differite	85,3	88,6	92,1	93,0
PASSIVITA' NON CORRENTI	2.591,1	2.563,5	2.942,8	2.928,4
Debiti fornitori	1.086,7	1.121,5	1.067,6	1.207,6
Altre passività correnti	227,7	241,7	229,4	239,1
Debiti finanziari	749,0	699,0	476,9	599,9
Debiti Tributarî	69,0	97,4	113,6	41,2
PASSIVITA' CORRENTI	2.132,4	2.159,6	1.888,9	2.087,8
Passività direttamente associate ad attività destinate alla vendita	1,3	1,3	1,3	1,3
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO	6.078,9	6.101,3	6.247,3	6.424,3

Importi in € milioni

Sintesi dei Risultati

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

Dati Economici (€ milioni)	31.12.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazione	Variazione %
Ricavi consolidati	3.038,3	3.289,0	(250,7)	(7,6%)
Costi operativi consolidati	2.339,3	2.644,0	(304,7)	(11,5%)
Proventi/(Oneri) da partecipazioni di natura non finanziaria	18,8	30,3	(11,5)	(37,9%)
- di cui: EBITDA	125,7	122,3	3,4	2,8%
- di cui: Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	(82,4)	(71,1)	(11,3)	15,9%
- di cui: Gestione Finanziaria	(9,7)	2,0	(11,7)	(587,3%)
- di cui: Oneri proventi da partecipazioni	0,0	0,0	0,0	0,0%
- di cui: Imposte	(14,8)	(22,9)	8,1	(35,3%)
Proventi (Oneri) da gestione rischio <i>commodity</i>	0,0	0,1	(0,1)	(100,0%)
EBITDA	717,7	675,4	42,3	6,3%
EBIT	390,4	363,2	27,2	7,5%
Risultato netto	168,9	153,4	15,5	10,1%
Utile (perdita) di competenza di terzi	6,5	11,4	(4,9)	(43,0%)
Risultato netto di competenza del Gruppo	162,5	142,0	20,5	14,4%

EBITDA per Area Industriale (€ milioni)	31.12.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazione	Variazione %
AMBIENTE	54,5	48,4	6,2	12,8%
ENERGIA	111,7	91,7	20,0	17,9%
Produzione	33,8	37,5	(3,6)	(9,6%)
Energy management	0,0	2,1	(2,1)	(100,0%)
Vendita	77,8	52,2	25,6	49,0%
IDRICO:	292,2	280,8	11,4	4,1%
Estero	2,6	3,5	(0,9)	(25,7%)
Lazio - Campania	261,1	249,7	11,4	4,6%
Toscana - Umbria	17,2	19,1	(1,8)	(9,4%)
Ingegneria	11,3	8,5	2,8	32,9%
RETI	253,3	257,3	(4,0)	(1,5%)
ACEA (Corporate)	6,1	(2,8)	8,9	318,8%
Totale EBITDA	717,7	675,4	42,3	6,3%

Dati patrimoniali (€ milioni)	31.12.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazione
Capitale Investito Netto	3.591,5	3.655,5	(64,0)
Indebitamento Finanziario Netto	(2.089,1)	(2.248,6)	159,5
Patrimonio Netto Consolidato	(1.502,4)	(1.406,8)	(95,6)

Indebitamento Finanziario Netto per Area Industriale (€ milioni)	31.12.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazione
AMBIENTE	179,6	184,6	(5,0)
ENERGIA	356,1	302,6	53,5
Produzione	134,9	140,7	(5,8)
Vendita	221,2	162,0	59,3
IDRICO	488,1	610,8	(122,7)

Indebitamento Finanziario Netto per Area Industriale (€ milioni)	31.12.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazione
Esteri	(2,0)	(9,6)	7,6
Lazio - Campania	478,2	617,7	(139,5)
Toscana - Umbria	(0,6)	(0,2)	(0,4)
Ingegneria	12,5	2,9	9,6
RETI	623,1	683,5	(60,4)
ACEA (comprende anche IP)	442,1	467,0	(24,9)
Totale	2.089,1	2.248,6	(159,5)

Investimenti per Area Industriale (€ milioni)	31.12.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazione
AMBIENTE	13,3	12,1	1,2
ENERGIA	19,7	11,4	8,3
Produzione	11,6	5,2	6,4
Energy management	0,0	0,0	0,0
Vendita	8,1	6,0	2,1
IDRICO	148,9	129,9	19,0
Esteri	0,6	0,2	0,4
Lazio - Campania	146,8	129,3	17,6
Toscana - Umbria	0,0	0,0	0,0
Ingegneria	1,5	0,5	1,0
RETI	122,4	103,2	19,2
ACEA (Corporate)	14,2	11,9	2,3
Totale	318,6	268,6	50,0

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

Dati Economici (€ milioni)	31.12.2014 <i>adjusted</i>	31.12.2013	Variazione	Variazione %
EBITDA	824,6	766,1	58,5	7,6%
EBIT	409,6	383,8	25,8	6,7%
Risultato netto	168,9	153,3	15,6	10,2%

Dati Economici (€ milioni)	31.12.2014	<i>adjusted</i>	31.12.2014 <i>adjusted</i>
EBITDA	717,7	106,9	824,6
- Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	327,3	82,4	409,6
EBIT	390,4	24,5	415,0
- Gestione Finanziaria	(101,2)	(9,7)	(110,9)
- (Oneri)/Proventi da partecipazioni	0,5	0,0	0,5
Risultato ante imposte	289,8	14,8	304,6
- Imposte	120,9	14,8	135,7
Risultato netto	168,9	0,0	168,9
Utile (perdita) di competenza di terzi	6,5	0,0	6,5
Risultato netto di competenza del Gruppo	162,5	0,0	162,5

Dati patrimoniali (€ milioni)	31.12.2014 <i>adjusted</i>	31.12.2013	Variazione	Variazione %
Investimenti	383,2	342,2	41,0	12,0%
Indebitamento Finanziario Netto	(2.309,0)	(2.468,2)	159,2	(6,5%)

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 2014 con quelli del medesimo periodo del precedente esercizio opportunamente "rideterminati" (*Restated*) come ampiamente descritto nel paragrafo "Effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS10 (Bilancio Consolidato) e dell'IFRS11 (Accordi a controllo congiunto)" del presente documento.

Rif. Nota		31.12.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazione	Variazione %
1	Ricavi da vendita e prestazioni	2.931,6	3.203,6	(272,0)	(8,5%)
2	Altri ricavi e proventi	106,7	85,4	21,2	24,8%
	Ricavi netti consolidati	3.038,3	3.289,0	(250,8)	(7,6%)
3	Costo del lavoro	229,5	238,3	(8,8)	(3,7%)
4	Costi esterni	2.109,8	2.405,7	(295,9)	(12,3%)
	Costi operativi consolidati	2.339,3	2.644,0	(304,7)	(11,5%)
5	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	0,0	0,1	(0,1)	(169,8%)
6	Proventi/(Oneri) da partecipazioni di natura non finanziaria	18,8	30,3	(11,5)	(37,9%)
	Margine Operativo Lordo	717,7	675,4	42,3	6,3%
7	Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	327,3	312,2	15,1	4,8%
	Risultato operativo	390,4	363,2	27,2	7,5%
8	Proventi Finanziari	28,2	27,1	1,1	4,0%
8	Oneri Finanziari	(129,3)	(126,4)	(3,0)	2,3%
9	Proventi/(Oneri) da Partecipazioni	0,5	(4,8)	5,3	(111,1%)
	Risultato ante imposte	289,8	259,2	30,6	11,8%
10	Imposte sul Reddito	120,9	105,8	15,1	14,3%
	Risultato netto attività in funzionamento	168,9	153,4	15,5	10,1%
	Risultato netto Attività Discontinue	0,0	0,0	0,0	0,0%
	Risultato Netto	168,9	153,4	15,5	10,1%
	<i>Utile/(Perdita) di competenza di terzi</i>	<i>6,5</i>	<i>11,4</i>	<i>(4,9)</i>	<i>(43,4%)</i>
	Risultato netto di Competenza del gruppo	162,5	142,0	20,5	14,4%

Importi in milioni di Euro

Ricavi netti consolidati - € 3.038,3 milioni

1. Ricavi da vendita e prestazioni - € 2.931,6 milioni

Erano € 3.203,6 milioni nel 2013 e sono dettagliati come segue:

€ milioni	31.12.2014	31.12.2014 Restated	Variazione	Variazione %
Ricavi da vendita e prestazioni di energia elettrica	2.101,4	2.417,1	(315,6)	(13,1%)
Ricavi da vendita gas	59,0	63,8	(4,8)	(7,5%)
Ricavi da vendita certificati e diritti	21,6	16,4	5,2	31,7%
Ricavi da Servizio Idrico Integrato	580,4	535,9	44,5	8,3%
Ricavi da gestioni idriche estero	7,7	10,4	(2,7)	(26,0%)
Ricavi da conferimento rifiuti e gestione discarica	39,4	36,4	3,0	8,2%
Ricavi da prestazioni a clienti	93,5	95,0	(1,5)	(1,6%)
Contributi di allacciamento	28,5	28,5	0	0,0%
Ricavi da vendite e prestazioni	2.931,6	3.203,6	(272,0)	(8,5%)

I **Ricavi da vendita e prestazioni di energia elettrica** ammontano ad € 2.101,4 milioni in diminuzione rispetto allo scorso esercizio di € 315,6 milioni. Tale diminuzione è da collegare principalmente ai seguenti eventi:

- ✓ diminuzione dei ricavi da vendita di energia elettrica per € 297,8 milioni per effetto delle minori quantità vendute sia con riferimento al servizio di Maggior Tutela (- 7,2%) che al servizio nel Mercato Libero (- 15,9%);
- ✓ diminuzione dei ricavi da attività di trasporto e misura dell'energia per € 10,3 milioni, per effetto del diverso valore dei parametri tariffari, nonché dall'effetto combinato della minore energia immessa in rete e dal decremento delle consistenze;
- ✓ diminuzione dei ricavi da attività di generazione di energia elettrica e calore per € 6,8 milioni prevalentemente dal teleriscaldamento a seguito dalla flessione dei prezzi di mercato inferiori ai minimi attesi, che ha determinato la sospensione della produzione della sezione a ciclo combinato della centrale Tor di Valle, oltre che alle minori quantità di calore prodotte.

I **ricavi da vendita gas** registrano una diminuzione di € 4,8 milioni rispetto all'esercizio precedente principalmente per effetto della diminuzione delle quantità vendute oltre che dei minori prezzi di vendita.

I **ricavi da vendita certificati e diritti** evidenziano un incremento di € 5,2 milioni per effetto dei maggiori ricavi per certificati verdi di Acea Produzione maturati in relazione all'energia prodotta dalla centrale di Salisano e da quella di Orte in seguito agli interventi di *repowering*.

I **ricavi da Servizio Idrico Integrato** crescono di € 44,5 milioni essenzialmente per effetto dell'aggiornamento delle tariffe 2014 di ACEA Ato2 e ACEA Ato5. La quantificazione del VRG (Vincolo ai Ricavi Garantiti) di ACEA Ato2 è avvenuta sulla base delle deliberazione 25 settembre 2014 dell'AEEGSI che ha approvato le tariffe 2014-2015. Tale variazione positiva è dovuta anche ai conguagli delle cd. partite passanti ovvero il riconoscimento in tariffa di alcune tipologie di costi dell'esercizio 2012 e 2013. In particolare per ACEA Ato2, tali conguagli contribuiscono alla crescita dei ricavi del periodo per € 23,5 milioni e comprendono la copertura dei costi sostenuti per fronteggiare l'emergenza ambientale e altre componenti di costo (i.e. energia elettrica e oneri locali) oltre all'inflazione prevista dalla regolazione vigente.

I **ricavi Estero** decrescono di € 2,7 milioni essenzialmente dovuti alle minori attività svolte da Aguazul Bogotà.

I **ricavi da conferimento rifiuti e gestione discarica** sono aumentati di € 3,0 milioni. L'andamento del periodo è caratterizzato dall'aumento sia delle quantità conferite in particolare da agricoltura e compostaggio che dal prezzo medio.

I **ricavi da prestazioni a clienti** diminuiscono di € 1,5 milioni principalmente per effetto di alcuni eventi con segno opposto:

- ✓ maggiori nuove realizzazioni per l'Illuminazione Pubblica di Roma Capitale in conseguenza delle maggiori attività di progettazione e realizzazione nuovi impianti svolte nel corso del 2014;
- ✓ della diminuzione della commercializzazione dei pannelli fotovoltaici ed installazione presso terzi degli stessi per € 1,5 milioni;
- ✓ della diminuzione dei ricavi per lavori effettuati presso terzi per € 5,6 milioni.

I **contributi di allacciamento** risultano sostanzialmente in linea con il precedente esercizio.

2. Altri ricavi e proventi - € 106,7 milioni

Evidenziano una crescita di € 21,2 milioni. Di seguito il dettaglio:

€ migliaia	31.12.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazione	Variazione %
Contributi da Enti per TEE	36,7	0,4	36,3	9.075,0%
Sopravvenienze attive	25,4	35,2	(9,8)	(27,9%)
Altri ricavi	11,1	18,3	(7,3)	(39,3%)
Rimborsi per danni, penalità e rivalse	7,7	7,4	0,3	4,0%
Conto energia	5,0	5,4	(0,3)	(7,4%)
Proventi da prelievi fraudolenti	5,4	0	5,4	100,0%
Contributo statale ex DPCM 23/04/04	4,9	7,9	(3,0)	(37,9%)
Contributi regionali	2,1	1,8	0,3	16,7%
Proventi da utenze	2,4	1,5	0,8	60,0%
Personale distaccato	1,5	2,0	(0,5)	(25,0%)
Proventi immobiliari	1,7	1,7	0	(0,5%)
Margine IFRIC 12	1,2	0,9	0,3	35,9%
Riaddebito oneri per cariche sociali	1,1	1,5	(0,4)	(24,2%)
Plusvalenze da cessione beni	0,3	0,3	0	0,0%
Premi da continuità del servizio	0,2	1,1	(0,9)	(81,4%)
Altri ricavi e proventi	106,7	85,4	21,2	24,8%

La variazione rispetto al 31 dicembre 2013 è determinata seguenti effetti contrapposti:

- (i) iscrizione di € 36,7 milioni di contributi da Enti per TEE relativi per € 28,3 milioni alla stima del contributo tariffario da annullamento spettante ad ACEA Distribuzione in relazione all'assolvimento degli obblighi 2013 e 2014 e per € 8,4 milioni al rilascio del fondo oneri stanziato nel 2013 a copertura dei costi di acquisto dei titoli sostenuti nel periodo di osservazione per fronteggiare il citato obbligo regolatorio di efficienza energetica;
- (ii) riduzione delle voci sopravvenienze attive e altri ricavi rispettivamente per € 9,8 milioni e € 7,3 milioni;
- (iii) iscrizione di ricavi per prelievi fraudolenti come da delibera n. 637/2013 dell'AEEGSI per € 5,4 milioni;
- (iv) diminuzione di € 3,0 milioni del contributo riconosciuto dallo Stato italiano ad integrazione dei ricavi derivanti dai servizi forniti allo Stato Città del Vaticano. La variazione è determinata dal diverso trattamento di tale contributo nella determinazione del Vincolo ai Ricavi Garantiti (VRG) di ACEA Ato2;
- (v) diminuzione per € 0,9 milioni del premio per continuità del servizio riconosciuto dall'AEEGSI ad ACEA Distribuzione.

Costi operativi consolidati - € 2.339,3 milioni

Essi sono composti come risulta dalla tabella che segue.

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 Restated	Variazioni	Variazioni %
Costo del lavoro	229,5	238,3	(8,8)	(3,7%)
Costi esterni	2.109,8	2.405,7	(295,9)	(12,3%)
Costi operativi consolidati	2.339,3	2.644,0	(304,7)	(11,5%)

3. Costo del lavoro - € 229,5 milioni

L'incremento del costo del lavoro, al lordo dei costi capitalizzati, si attesta a € 9,4 milioni ed è influenzato dal rilascio parziale avvenuto nel corso del primo trimestre 2013, degli importi accantonati a fronte di DPO e Premi destinati a Dirigenti e Quadri in quanto gli obiettivi assegnati furono raggiunti solo in parte.

Influenza la variazione anche l'aumento salariale derivante dai rinnovi contrattuali del 2013.

Per quanto riguarda i costi capitalizzati si segnala un incremento di € 18,1 milioni, determinato sostanzialmente dalle società idriche, dall'area reti e dalla capogruppo. Tale incremento discende dall'elevato impegno dedicato dal personale delle Società del Gruppo al Progetto Acea2.0 nonché dalla revisione delle modalità di capitalizzazione dei costi interni.

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

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 Restated	Variazioni	Variazioni %
Area Ambiente	11,2	10,7	0,5	4,7%
Area Energia	23,3	26,0	(2,7)	(10,4%)
Area Idrico	115,2	114,2	1,0	0,9%
Area Reti	88,5	87,1	1,4	1,6%
Capogruppo	57,3	51,2	6,2	12,1%
Totale Costo del lavoro al lordo dei capitalizzati	298,6	289,2	9,4	3,3%

4. Costi esterni - € 2.109,8 milioni

Tale voce presenta un decremento complessivo di € 295,9 milioni (- 12,3%) in quanto erano € 2.405,7 milioni al 31 dicembre 2013.

€ migliaia	31.12.2014	31.12.2013 Restated	Variazioni	Variazioni %
Energia, gas e combustibili	1.746,5	2.042,1	(295,6)	(14,5%)
Materie	27,5	28,4	(0,9)	(3,1%)
Servizi	234,9	229,0	5,9	2,6%
Canoni di concessione	43,1	41,0	2,1	5,2%
Godimento Beni di terzi	23,9	23,8	0,1	0,4%
Oneri diversi di Gestione	33,9	41,4	(7,5)	(18,2%)
Costi operativi consolidati	2.109,8	2.405,7	(295,9)	(12,3%)

I **costi per acquisto di energia, gas e combustibili** ammontano ad € 1.746,5 milioni in diminuzione rispetto allo scorso anno di € 295,6 milioni. Tale diminuzione si riferisce principalmente ai minori costi per l'approvvigionamento dell'energia elettrica per il mercato tutelato, libero ed i relativi costi di trasporto (- € 318,0 milioni). Tale riduzione è data dall'effetto combinato derivante dalla minore energia elettrica distribuita e venduta, nonché dal suo diverso mix quantità/prezzi nei mesi e nelle fasce orarie; tali effetti sono parzialmente compensati **ii)** dai costi iscritti verso Cassa Conguaglio relativamente ai TEE in portafoglio di ACEA Distribuzione a copertura dell'obbligo 2013 e 2014 (+ € 30,6 milioni).

I **costi per acquisto di materie** ammontano a € 27,5 milioni ed evidenziano una diminuzione di € 0,9 milioni.

I **costi per servizi** sono pari ad € 234,9 milioni in aumento rispetto allo scorso anno di € 5,9 milioni. Tale andamento risente principalmente: **i)** dell'incremento delle prestazioni tecniche e servizi di consulenza per € 7,9 milioni, **ii)** del decremento delle spese assicurative, delle spese telefoniche e delle spese pubblicitarie per € 4,4 milioni, **iii)** dell'incremento delle spese per servizi generali per € 4,7 milioni e **iv)** della diminuzione dei costi per lavori eseguiti in appalto per € 3,2 milioni.

I **canoni di concessione** aumentano di € 2,1 milioni ed è correlato principalmente ai maggiori oneri sostenuti da ACEA Ato2 (+ € 1,9 milioni).

I **costi per godimento beni di terzi** ammontano a € 23,9 milioni e sono sostanzialmente in linea con lo scorso esercizio (erano € 23,8 milioni).

Gli **oneri diversi di gestione** ammontano ad € 33,9 milioni e decrescono di € 7,5 milioni rispetto al 2013. La variazione risente delle minori spese generali e sopravvenienze passive relativi a costi di esercizi precedenti.

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

Al 31 dicembre 2014 la variazione della valutazione a *Fair Value* dei contratti finanziari è pressoché pari a € 0,0 milioni.

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

Per maggiori dettagli si rinvia a quanto illustrato nel paragrafo "Informativa integrativa sugli strumenti finanziari e politiche di gestione dei rischi" del Bilancio Consolidato 2014.

6. Proventi/(Oneri) da partecipazioni di natura non finanziaria - € 18,8 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	31.12.2014	31.12.2013 Restated	Variazione
MOL	125,7	122,3	3,4
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	(82,4)	(71,1)	(11,3)
Gestione finanziaria	(9,7)	2,0	(11,7)
Imposte	(14,8)	(22,9)	8,1
Proventi da partecipazioni di natura non finanziaria	18,8	30,3	(11,5)

Il decremento rispetto al 31 dicembre 2013 discende principalmente:

- ✓ per quanto riguarda il Margine Operativo Lordo, dall'iscrizione nel 2013 di maggiori ricavi (€ 12.800 mila) di competenza del 2012 con particolare riferimento alla componente FNI (Fondo Nuovi Investimenti) approvata dagli Enti d'Ambito nel corso del 2013;
- ✓ per quanto riguarda la gestione finanziaria dall'iscrizione nel 2013 del provento finanziario di € 14.389 mila derivante dall'attualizzazione del debito di GORI verso la Regione Campania: si ricorda che nel mese di giugno 2013 GORI, l'Ente d'Ambito e la Regione Campania hanno sottoscritto un Accordo avente ad oggetto, tra l'altro, la determinazione in € 212 milioni (quota Gruppo € 78,6 milioni) della debitoria relativa all'acquisto di acqua nonché la definizione di un piano di rientro di durata ventennale con l'applicazione di interessi a partire dall'undicesimo anno.

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

7. Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni - € 327,3 milioni

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazioni	Variazioni %
Ammortamenti immateriali e materiali	203,5	194,8	8,8	4,5%
Svalutazione crediti	110,2	79,6	30,6	38,5%
Accantonamento per rischi	13,6	37,8	(24,3)	(64,1%)
TOTALE	327,3	312,2	15,1	4,8%

Gli **ammortamenti** sono pari a € 203,5 milioni, in aumento di € 8,8 milioni (+ 4,5%). Tale incremento è riferibile ai maggiori ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali e materiali in conseguenza della normale dinamica degli investimenti. La voce include anche le riduzioni di valore operate su alcuni asset quali l'impianto di Paliano coinvolto dall'incendio del 2013 e gli impianti fotovoltaici in conseguenza della diminuita redditività causata dal decreto spalma-incentivi.

Le **svalutazioni dei crediti** ammontano ad € 110,2 milioni e crescono di € 30,6 milioni principalmente per i maggiori accantonamenti effettuati dalle società dell'Area Energia (+ € 13,9 milioni) e quelle dell'Area Idrico (+ € 12,4 milioni).

Gli **accantonamenti** al fondo rischi, al netto per rilascio di esuberanza dei fondi, ammontano ad € 13,6 milioni (- 64,1% rispetto allo scorso anno). La diminuzione è da imputare all'effetto combinato di eventi che hanno segno opposto: **i)** l'incremento dato dagli accantonamenti per esodo e mobilità (+ € 3,6 milioni rispetto al 2013) e per rischi fiscali (+ € 2,1 milioni rispetto al 2013) e **ii)** il decremento dovuto al rilascio di fondi rischi di ACEA Ato5 per € 18,8 milioni per effetto del venir meno dello stanziamento appostato relativo alle potenziali passività derivanti dalla questione di legittimità delle tariffe applicate dalla società per gli esercizi 2006 – 2010.

Si segnala infine che nel bilancio 2013 era stato accantonato l'onere derivante dall'acquisto dei titoli di efficienza energetica la cui stima era pari a € 8,4 milioni. Tale onere quest'anno viene iscritto tra i costi operativi.

8. (Oneri) e Proventi Finanziari - € (101,2) milioni

Gli **oneri finanziari netti** ammontano ad € 101,2 milioni e aumentano di € 1,9 milioni. In particolare, tale andamento deriva da maggiori oneri finanziari per € 2,9 milioni e maggiori proventi per € 1,1 milioni. I maggiori oneri derivano dall'effetto combinato dell'aumento degli interessi su

prestiti obbligazionari e dai minori interessi **i)** sull'indebitamento a breve, medio e lungo termine e **ii)** minori commissioni su crediti ceduti.

9. (Oneri) e Proventi da Partecipazioni - € 0,5 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 Marco Polo in liquidazione. Con riferimento a quest'ultima si segnala che la voce accoglie il riversamento di una parte dei fondi rischi all'uopo accantonato rivelatosi eccedente per € 2,3 milioni.

10. Imposte sul reddito - € 120,9 milioni

Il carico fiscale dell'esercizio è stimato pari complessivamente a € 120,9 milioni contro € 105,8 milioni del 31 dicembre 2013.

L'incremento complessivo registrato al 31 dicembre 2014, pari a € 15,1 milioni, deriva dall'effetto combinato dell'incremento dell'utile ante imposte e dall'onere di € 17 milioni derivante dal ricalcolo dell'imposizione differita sull'addizionale IRES dovuto alla pubblicazione della sentenza della Corte Costituzionale che ha dichiarato l'incostituzionalità dell'imposta a decorrere dal periodo d'imposta 2015. Il *tax rate* del 2014 si attesta al 41,7% (40,8% nel 2013).

Risultati Patrimoniali e Finanziari del Gruppo ACEA

Rif Nota	GRUPPO ACEA STATO PATRIMONIALE (importi in milioni di €)	31.12.2014 (a)	31.12.2013 <i>Restated</i> (b)	Variazioni (a) - (b)	Variazioni %
	ATTIVITA' E PASSIVITA' NON CORRENTI	3.681,6	3.559,7	121,9	3,4%
10	Immobilizzazioni materiali/immateriali	3.669,4	3.551,5	117,9	3,3%
11	Partecipazioni	227,2	215,3	12,0	5,6%
12	Altre attività non correnti	340,2	357,7	(17,5)	(4,9%)
13	Tfr e altri piani a benefici definiti	(118,0)	(106,9)	(11,1)	10,4%
14	Fondi rischi e oneri	(165,9)	(203,4)	37,5	(18,4%)
15	Altre passività non correnti	(271,3)	(254,5)	(16,8)	6,6%
	CIRCOLANTE NETTO	(90,1)	95,8	(185,9)	(194,1%)
16	Crediti correnti	1.259,9	1.346,6	(86,6)	(6,4%)
17	Rimanenze	29,2	33,8	(4,5)	(13,4%)
18	Altre attività correnti	241,3	203,4	37,9	18,6%
19	Debiti correnti	(1.249,4)	(1.207,6)	(41,8)	3,5%
20	Altre passività correnti	(371,2)	(280,3)	(90,9)	32,4%
	CAPITALE INVESTITO	3.591,5	3.655,5	(64,0)	(1,8%)
21	INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(2.089,1)	(2.248,6)	159,5	(7,1%)
	Crediti finanziari medio lungo termine	34,3	34,8	(0,5)	(1,4%)
	Debiti finanziari a medio lungo termine	(3.040,7)	(2.360,9)	(679,8)	28,8%
	Crediti finanziari a breve termine	89,4	115,6	(26,2)	(22,7%)
	Disponibilità liquide	1.018,0	563,1	454,9	80,8%
	Debiti finanziari a breve termine	(190,1)	(601,2)	411,2	(68,4%)
22	Totale Patrimonio Netto	(1.502,4)	(1.406,8)	(95,6)	6,8%
	COPERTURE	(3.591,5)	(3.655,5)	64,0	(1,8%)

Importi in milioni di Euro

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.

Al 31 dicembre 2014, la situazione patrimoniale del Gruppo ACEA evidenzia una riduzione del capitale investito rispetto al 31 dicembre 2013 *restated*, pari a € 64,10milioni (- 1,8%). Tale variazione è il risultato netto generato dell'aumento che si registra sia nell'attivo fisso netto (+ € 121,9 milioni), mitigato dalla riduzione registrata nel capitale circolante netto (- € 185,9 milioni).

Attività e passività non correnti - € 3.681,6 milioni

Rispetto al 31 dicembre 2013, registrano una crescita complessiva di € 121,9 milioni (+ 3,4%) e di seguito ne viene illustrata la composizione.

11. Immobilizzazioni materiali/immateriali - € 3.669,4 milioni

Aumentano rispetto alla fine dell'esercizio precedente di € 117,9 milioni (+ 3,3%).

Alla variazione contribuiscono gli investimenti attestatisi ad € 318,6 milioni e gli ammortamenti e svalutazioni pari a € 203,5 milioni; si segnala altresì che, per effetto del consolidamento integrale della società Ecogena, in seguito all'acquisto dell'ulteriore quota di partecipazione detenuta nel capitale della Società, le immobilizzazioni hanno subito un incremento dovuto alla variazione

dell'area di consolidamento pari a € 13,7 milioni. La restante parte è da attribuire alla maturazione dei certificati verdi di competenza dell'esercizio, corrispondenti a € 5,6 milioni.

La voce accoglie, inoltre, per € 4,3 milioni corrispondenti al valore dei cespiti proventi dall'acquisizione del ramo d'azienda della società Acque Potabili S.p.A. Tale acquisizione è avvenuta in data 29 dicembre 2014 con la sottoscrizione di un Accordo Quadro tra ACEA Ato2, Acque Potabili S.p.A., i Comuni di Canterano, Capranica Prenestina, Gerano, Olevano Romano, Rocca Canterano e Rocca di Papa e la Segreteria Operativa della Conferenza dei Sindaci dell'ATO 2 Lazio Centrale – Roma per il trasferimento della gestione del Servizio idrico integrato nei Comuni sopra richiamati mediante sottoscrizione di contratto di cessione di ramo di azienda (da Acque Potabili ad ACEA Ato2 sottoscritto in data 29 dicembre 2014), ai sensi di quanto previsto dalle Deliberazioni della Conferenza dei Sindaci n. 02/2007 e n. 03/2009 e Comunicazione del 10 luglio 2014.

Conseguentemente, e con efficacia contestuale alla sottoscrizione del contratto di cessione di ramo d'azienda, il Servizio si intende affidato ad ACEA Ato2 in qualità di gestore del SII dell'ATO2 Lazio Centrale – Roma secondo i termini, le condizioni e la durata della Convenzione di gestione del 2002.

Si ricorda altresì la riduzione delle immobilizzazioni di € 13,8 milioni per effetto delle decisioni assunte dalla Conferenza dei Sindaci dell'AATO2 nella seduta del 10 luglio u.s. in merito alle tariffe per il 2014 che prevedono l'adempimento anticipato degli obblighi a carico di ACEA Ato2 derivanti dalla delibera n. 7 del 17 aprile 2012. Si ricorda infatti che tale delibera prevedeva che, in luogo della penalità MALL, il Gestore avrebbe assunto l'obbligazione di effettuare in futuro investimenti a proprio carico per l'importo di € 3,5 milioni all'anno per un periodo di sei anni. La riduzione delle immobilizzazioni ha comportato l'annullamento del Fondo Impegni da Convenzione all'uopo costituito nel 2012.

La tabella che segue evidenzia, per Area Industriale, il livello degli investimenti realizzati nel 2014 confrontati con quelli dell'esercizio 2013.

€ MILIONI	31.12.2014	31.12.2013 <i>RESTATED</i>	VARIAZIONI
AMBIENTE	13,3	12,1	1,2
ENERGIA	19,7	11,4	8,3
<i>PRODUZIONE</i>	<i>11,6</i>	<i>5,2</i>	<i>6,4</i>
<i>ENERGY MANAGEMENT</i>	<i>0</i>	<i>0,2</i>	<i>(0,2)</i>
<i>VENDITA</i>	<i>8,1</i>	<i>6,0</i>	<i>2,2</i>
IDRICO:	148,9	130,0	19,0
<i>ESTERO</i>	<i>0,6</i>	<i>0,2</i>	<i>0,4</i>
<i>LAZIO - CAMPANIA</i>	<i>146,8</i>	<i>129,3</i>	<i>17,6</i>
<i>TOSCANA - UMBRIA</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>INGEGNERIA</i>	<i>1,5</i>	<i>0,5</i>	<i>1,0</i>
RETI	122,4	103,2	19,2
ACEA	14,2	11,9	2,3
TOTALE INVESTIMENTI	318,6	268,6	50,0

L'**Area Ambiente** aumenta il livello degli investimenti (+ € 1,2 milioni) con particolare riferimento ad ARIA, per effetto degli interventi eseguiti sugli impianti anche in materia di sicurezza e a SAO per gli interventi eseguiti nella discarica e per l'avvio di progetti volti all'ampliamento di un impianto per il trattamento rifiuti.

L'**Area Energia** registra una crescita per € 8,3 milioni da attribuire agli investimenti di Acea Produzione (+ € 1,0 milioni), dagli investimenti realizzati da Ecogena (€ 5,4 milioni), consolidata integralmente a partire dal 1° gennaio 2014 e da quelli effettuati da Acea Energia (€ 8,1 milioni, +

€ 2,2 milioni rispetto al 31 dicembre 2013) prevalentemente rivolti al miglioramento delle performance informatiche.

L'**Area Idrico** ha effettuato, rispetto allo scorso anno, maggiori investimenti per complessivi € 19,0 milioni, prevalentemente attribuibili ad ACEA Ato2, con riferimento a lavori eseguiti per la bonifica ed l'ampliamento delle condotte idriche e fognarie di alcuni comuni, alla manutenzione straordinaria dei eseguita presso i centri idrici.

L'**Area Reti** fa registrare una crescita degli investimenti (+ € 19,2 milioni) in conseguenza delle attività di ampliamento svolte sulla Rete di Alta Tensione e per il rifacimento della rete a Media/Bassa Tensione.

La **Capogruppo** ha aumentato il livello degli investimenti di € 2,3 milioni rispetto a quelli realizzati nel corso del 2013 in ambito di efficientamento delle prestazioni informatiche.

12. Partecipazioni - € 227,2 milioni

Rispetto al 31 dicembre 2013, aumentano di € 12,0 milioni principalmente per effetto della valutazione delle società consolidate con il metodo del patrimonio netto a partire dal 1° gennaio 2014 in seguito all'applicazione del principio IFRS 11.

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

13. Altre attività non correnti - € 340,2 milioni

Il saldo di tale voce è riepilogato come segue:

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 Restated	Variazione
Imposte differite Attive	296,2	309,0	(12,7)
Crediti verso altri	43,0	46,9	(3,9)
Ratei/Risconti Attivi	1,0	1,8	(0,8)
Totale Attività non correnti	340,2	357,7	(17,5)

Rispetto al 31 dicembre 2013 registrano una riduzione di € 17,5 milioni (- 4,9%), prevalentemente attribuibile ai minori stanziamenti di **imposte differite attive** rispetto alla fine dell'esercizio precedente (- € 12,7 milioni). Tale riduzione è prevalentemente attribuibile al mutato regime fiscale delle svalutazioni dei crediti.

I **crediti verso altri**, ammontano a € 43,0 milioni (- € 3,9 milioni) e rappresentano il complesso degli investimenti effettuati, fino al 31 dicembre 2010, nell'ambito del contratto di servizio di Illuminazione Pubblica: tali crediti sono stati iscritti in conseguenza dell'applicazione dell'IFRIC 12 con il metodo finanziario al citato servizio.

I **risconti e ratei attivi**, si riducono di € 0,9 milioni e si riferiscono prevalentemente ai premi di assicurazioni pagati in via anticipata, a canoni di locazione, di manutenzione e demaniali.

14. TFR e altri piani a benefici definiti - € 118,0 milioni

Lo stock al 31 dicembre 2014 registra una crescita di € 11,1 milioni, prevalentemente per effetto di:

- + € 3,1 milioni riferiti al Fondo TFR,

- + € 8,0 milioni riferiti alle agevolazioni tariffarie, mensilità aggiuntive e piani di incentivazione a lungo termine.

La variazione risente oltre che dell'accantonamento, che in seguito alla riforma del TFR è rappresentativo del TFR dei dipendenti fino al 31 dicembre 2006, dall'impatto derivante dalla revisione del tasso di attualizzazione utilizzato per la valutazione in base allo IAS19 (dal 3,17% del 2013 all' 1,49% di quest'anno), che ha comportato un aumento della passività per effetto della rideterminazione degli utili e perdite attuariali (€ 15,2 milioni) contabilizzate nel prospetto di "Other Comprehensive Income" (OCI).

15. Fondo rischi e oneri - € 165,9 milioni

Rispetto all'esercizio precedente, registra una variazione in diminuzione di € 37,5 milioni che deriva principalmente dagli accantonamenti al netto dei rilasci per esuberanza del periodo (€ 13,5 milioni) al netto degli utilizzi ed altri movimenti (complessivamente pari a € 51,0 milioni).

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

Natura del fondo	31.12.2013 Restated	Accantonamenti	Rilascio fondi per esuberanza	Utilizzi e altri movimenti	31.12.2014
Rischi regolatori	65,8	4,1	(18,8)	(4,6)	46,6
Post mortem	26,4	0,0	(1,9)	(1,3)	23,1
Legale	17,7	2,7	0,0	(0,0)	20,4
Altri rischi ed oneri	20,4	2,6	0,0	(13,9)	9,2
Fondo ripristino efficienza impianti	1,4	0,0	(1,4)	0,0	0,0
Partecipate	9,3	0,1	0,0	0,2	9,7
Rischi contributivi	6,6	0,1	0,0	(0,1)	6,6
Esodo e mobilità	2,0	19,0	0,0	(18,3)	2,7
Fiscali	2,7	2,4	0,0	(0,5)	4,6
TOTALE	152,3	31,1	(22,1)	(38,5)	122,8
Fondo Oneri di Ripristino	38,6	4,5	0,0	0,0	43,1
Impegni da convenzioni	12,5	0,0	0,0	(12,5)	0,0
TOTALE FONDO	203,4	35,6	(22,1)	(51,0)	165,9

Le principali variazioni si riferiscono sostanzialmente:

- al fondo impegni da convenzione per l'annullamento del fondo stanziato da ACEA Ato2 nel 2012 per fronteggiare l'obbligazione relativa alla penalità MALL, che è stato azzerato in conseguenza delle decisioni assunte dalla Conferenza dei Sindaci dell'AATO2 nella seduta del 10 luglio 2014 in merito alle tariffe per il 2014. La proposta tariffaria elaborata dalla Segreteria Tecnica Operativa prevede la riduzione degli incrementi patrimoniali 2012 (a base delle tariffe 2014) dell'ammontare degli investimenti che il Gestore è tenuto a realizzare a proprio carico adempiendo così anticipatamente agli obblighi derivanti dalla delibera 7 del 17 aprile 2012,
- al fondo rischi regolatori stanziato nel 2013 per la stima dell'onere derivante dall'acquisto e/o produzione dei titoli di efficienza energetica utili per l'annullamento dell'obiettivo assegnato ad ACEA Distribuzione ed utilizzato completamente (€ 8,4 milioni) in conseguenza dell'acquisto di un quantitativo di titoli sufficienti ad assolvere l'obbligo,
- al fondo rischi regolatori che subisce una riduzione di € 19,2 milioni, essenzialmente per effetto (i) della definizione, ex delibera n° 163/2014/R/idr del 3 aprile 2014, della passività relativa alla restituzione della remunerazione del capitale investito 2011 dovuta da ACEA Ato2 ai propri utenti e (ii) dal rilascio del fondo rischi stanziato da ACEA Ato5 per fronteggiare l'eventuale mancato riconoscimento dei conguagli tariffari relativi al periodo 2006 - 2011 (€ 18,8 milioni),
- al fondo rischi per controversie di natura legale che aumenta di € 2,7 milioni per effetto degli accantonamenti previsti nel corso dell'anno,
- al fondo oneri di ripristino che cresce di € 4,5 milioni in seguito agli accantonamenti effettuati nel 2014 e relativi agli oneri necessari al mantenimento in buono stato dell'infrastruttura utilizzata nell'ambito della gestione del servizio idrico.

16. Altre passività non correnti - € 271,3 milioni

Rispetto al 31 dicembre 2013, crescono di € 16,8 milioni (+ 6,6%).

La voce è composta come segue:

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 Restated	Variazione
Acconti da utenti e clienti	102,5	91,4	11,1
Contributi in conto impianti	18,3	16,8	1,5
Contributi di allacciamento idrici	24,7	25,3	(0,6)
Fondo imposte differite	93,3	93,0	0,3
Ratei e risconti passivi	32,6	28,0	4,6
TOTALE	271,3	254,5	16,8

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

La variazione è attribuibile prevalentemente al deposito cauzionale fatturato da ACEA Ato5 agli utenti, così come stabilito dalla deliberazione dell'AEEGSI n. 86/2013/R/IDR del 28 febbraio 2013, modificata dall'articolo 34 Allegato A della deliberazione della medesima Autorità n. 643/2013/R/IDR del 27 dicembre 2013. Tale deposito verrà restituito agli utenti finali alla cessazione degli effetti del contratto di somministrazione, maggiorato in base al saggio degli interessi legali.

I **contributi in conto impianti** e quelli di **allacciamento idrici** registrano un incremento netto complessivo di € 0,8 milioni.

Il **fondo imposte differite** registra un incremento complessivo di € 0,3 milioni rispetto al 31 dicembre 2013.

I **ratei e risconti passivi**, pari a € 32,6 milioni, si riferiscono principalmente ai contributi ricevuti, rilasciati a conto economico in misura pari all'ammortamento generato dall'investimento a cui essi sono collegati. In particolare è allocato in tale voce il contributo ricevuto da ACEA Distribuzione a fronte dell'attività di sostituzione dei misuratori elettromeccanici con misuratori elettronici (delibera AEEGSI 292/06).

Circolante netto - (€ 90,1 milioni)

E' negativo e diminuisce rispetto al 31 dicembre 2013 di € 185,9 milioni e si compone come di seguito esposto.

€ milioni	31.12.2014 (a)	31.12.2013 Restated (b)	Variazione (a-b)
Crediti correnti	1.259,9	1.346,6	(86,6)
- di cui utenti/clienti	1.163,0	1.244,4	(81,4)
- di cui Roma Capitale	67,2	69,6	(2,4)
Rimanenze	29,2	33,8	(4,5)
Altre attività correnti	241,3	203,4	37,9
Debiti correnti	(1.249,4)	(1.207,6)	(41,8)
- di cui Fornitori	(1.130,2)	(1.114,1)	(16,1)
- di cui Roma Capitale	(116,7)	(85,6)	(31,1)
Altre passività correnti	(371,2)	(280,3)	(90,9)
Totale	(90,1)	95,8	(185,9)

17. Crediti correnti - € 1.259,9 milioni

Si compongono come esposto nella tabella seguente:

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 Restated	Variazione
Crediti verso clienti	1.163,0	1.244,4	(81,4)
Crediti verso Roma Capitale	67,2	69,6	(2,4)
Crediti verso controllate e collegate	29,7	32,5	(2,8)
Totale Crediti Commerciali	1.259,9	1.346,6	(86,6)

Crediti verso utenti e clienti

Rispetto alla fine dell'esercizio precedente si riducono di € 84,0 milioni. Di seguito si illustra l'andamento per Area Industriale rispetto alla fine del 2013:

€ milioni	31.12.2014			31.12.2013 Restated			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	27,6	27,6	0,0	2,1	2,1
Energia	584,8	59,2	644,0	570,2	57,3	627,5	14,6	1,9	16,5
Idrico	375,0	31,3	406,3	417,5	38,7	456,2	(42,4)	(7,4)	(49,8)
Reti	6,2	37,5	43,6	39,9	49,2	89,1	(33,7)	(11,8)	(45,5)
Corporate	0,0	39,3	39,3	0,0	44,0	44,0	0,0	(4,6)	(4,6)
Totale	966,0	197,0	1.163,0	1.027,6	216,8	1.244,4	(61,6)	(19,8)	(81,4)

Si informa che nel corso dell'esercizio 2014 sono stati ceduti pro-soluto crediti per un ammontare complessivo pari a € 1.478,1 milioni. Di seguito si fornisce il dettaglio per Area Industriale.

€ milioni	31.12.2014	di cui Pubblica Amministrazione
Area Energia	620,9	22,9
Area Idrico	430,5	44,6
Area Reti	426,7	81,9
Totale	1.478,1	149,3

In riferimento alle principali variazioni dei crediti verso utenti e clienti, si informa che:

- ✚ L'[Area Ambiente](#) accresce lo stock dei crediti per complessivi € 2,1 milioni prevalentemente attribuibili alle Società ARIA e SAO,
- ✚ L'[Area Energia](#) registra una crescita dei crediti sia verso gli utenti che i clienti di complessivi € 16,5 milioni rispetto allo stock iscritto al 31 dicembre 2013, attribuibile per € 12,1 milioni ad Acea Energia e per € 6,3 milioni ad Acea Produzione; contribuisce alla variazione complessiva Ecogena (+ € 3,1 milioni) per effetto del consolidamento con il metodo integrale a partire dal 1° gennaio 2014 ed Umbria Energy (- € 5,7 milioni),
- ✚ L'[Area Idrico](#) riduce lo stock di € 49,8 milioni. La variazione deriva sostanzialmente dall'effetto netto prodotto dalle emissioni dei conguagli tariffari 2012 e dalle cessioni effettuate nel corso dell'esercizio da ACEA Ato2 che complessivamente comporta una variazione complessiva pari a € 80,4 milioni, parzialmente mitigato dalla crescita dei crediti per fatture da emettere di ACEA Ato5,
- ✚ L'[Area Reti](#) riduce lo stock dei crediti per complessivi € 45,5 milioni, attribuibili all'effetto prodotto dalla riduzione registrata da ARSE per € 12,0 milioni e quella dei crediti di ACEA Distribuzione per € 34,5 milioni,
- ✚ la [Capogruppo](#) registra una riduzione di € 4,6 milioni, prevalentemente attribuibile ai rapporti con il Comune di Napoli, nel quale viene svolto in ATI il servizio di gestione dell'illuminazione pubblica. Lo stock dei crediti al 31 dicembre 2014, pari a € 39,3 milioni, comprende i crediti in

contestazione per € 20,5 milioni che riguardano la nota controversia con lo Stato Città del Vaticano.

Crediti verso controllante Roma Capitale

I crediti commerciali verso Roma Capitale al 31 dicembre 2014 ammontano complessivamente ad € 67,2 milioni (al 31 dicembre 2013 erano pari ad € 69,6 milioni).

L'ammontare complessivo dei crediti, inclusi quelli finanziari derivanti dal contratto di pubblica illuminazione sia a breve che a medio – lungo termine, è di € 162,2 milioni contro € 154,0 milioni alla fine del precedente esercizio.

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

Crediti verso Roma Capitale	31.12.2014	31.12.2013 Restated	Variazione
Crediti per utenze	51,3	42,5	8,8
Crediti per lavori e servizi	15,9	19,3	(3,3)
Crediti per servizi v/Comune di Roma	0,6	1,4	(0,8)
Crediti diversi: personale distaccato	0,2	0,3	(0,2)
Totale prestazioni fatturate	68,0	63,5	4,5
Crediti per contributi	2,4	2,4	0,0
Totale prestazioni richieste	70,4	65,9	4,5
Crediti per fatture da emettere: Illuminazione Pubblica	1,0	5,7	(4,7)
Crediti per fatture da emettere: altro	1,5	1,4	0,1
Totale Crediti Prestazioni da fatturare	2,5	7,1	(4,6)
Anticipi	0,0	0,8	(0,8)
Totale Crediti Commerciali	72,9	73,8	(0,9)
Crediti finanziari per illuminazione Pubblica	62,4	50,1	12,3
Totale Crediti Esigibili Entro l'esercizio Successivo (A)	135,3	123,9	11,4

Debiti verso Roma Capitale	31.12.2014	31.12.2013 Restated	Variazione
Debiti per addizionali energia elettrica	(15,2)	(14,8)	(0,4)
Debiti per canone di Concessione	(74,0)	(48,9)	(25,1)
Totale debiti commerciali	(89,2)	(63,7)	(25,5)
Totale Debiti Esigibili entro l'esercizio successivo (B)	(89,2)	(63,7)	(25,5)

Totale (A) - (B)	46,1	60,2	(14,2)
Altri crediti/(debiti) di natura finanziaria	29,4	(0,7)	30,1
v/Controllante Comune di Roma per dividendi	(3,1)	(33,0)	29,8
Crediti finanziari M/L termine per Illuminazione Pubblica	32,6	32,3	0,3
Altri Crediti/(Debiti) di natura commerciale	(12,6)	(5,5)	(7,1)
Saldo Netto	62,9	54,0	8,9

Lo stock dei crediti in essere al 31 dicembre 2014, registra un incremento di € 11.385 mila rispetto all'esercizio precedente in particolare si registra:

- ✚ una crescita dei crediti per utenze pari a € 8.802 mila prevalentemente riferiti ad ACEA Ato2 (€ 6.216 mila). Si fa presente che tale variazione discende dall'incremento del fatturato della Società in conseguenza delle variazioni tariffarie approvate e nonostante Roma Capitale abbia saldato nel 2014 un ammontare superiore di € 7 milioni rispetto ai pagamenti effettuati a tale titolo nel 2013;
- ✚ un aumento dei crediti finanziari per illuminazione pubblica per € 12.268 mila dovuto, principalmente, al contenuto pagamento da parte di Roma Capitale dei crediti maturati in precedenti esercizi (€ 10.514 mila). Si segnala comunque che Roma Capitale ha corrisposto nell'esercizio l'importo di € 60.645 mila relativi alla competenza del periodo gennaio – novembre 2014;
- ✚ un decremento pari ad € 4.316 mila dei crediti commerciali maturati per lavori e servizi dovuto sostanzialmente agli incassi complessivi di € 5.152 mila riferiti ad ACEA per € 1.700 mila e ad ACEA Ato2 per € 2.349 mila.

Nel 2014 il Gruppo ha incassato complessivamente € 163.970 mila; in particolare:

- (i) € 73.512 mila di crediti generati dal contratto di pubblica illuminazione,
- (ii) € 86.575 mila relativi a crediti di utenza idrica ed elettrica di cui € 78.622 mila relativi ad emissioni 2014,
- (iii) € 3.883 mila relativi principalmente a lavori e servizi.

I crediti residui ai 31 dicembre 2014 riferibili ad esercizi precedenti ammontano (esclusa la componente a medio – lungo termine) complessivamente a € 95.954 mila di cui:

- € 34.715 mila per utenze idriche ed elettriche,
- € 41.843 mila relativi al servizio di pubblica illuminazione,
- € 19.396 mila per lavori e servizi.

Sul lato debiti verso Roma Capitale, si rileva una riduzione complessiva di € 639 mila. Tale variazione risiede **i)** nell'aumento per € 25.110 mila della quota maturata nell'esercizio 2014 del canone di concessione; **ii)** nell'incremento degli altri debiti per € 5.527 mila, contrapposti alla **iii)** diminuzione dei debiti per dividendi per € 29.847 mila.

La variazione degli altri debiti discende principalmente dall'aumento del costo di ripristino del manto stradale che, a seguito di una ordinanza di Roma Capitale, è aumentata del 38% con decorrenza 1° gennaio 2014.

In riferimento ai debiti finanziari la riduzione discende sostanzialmente dall'azzeramento, in conseguenza del pagamento (tramite compensazione) dell'acconto sull'utile 2013 deliberato dal Consiglio di Amministrazione di ACEA nel mese di dicembre 2013. Si informa che nel 2014 è stato inoltre pagato (tramite compensazione) anche il dividendo di ACEA a saldo del 2013 per € 18.464 mila.

Crediti verso collegate

Ammontano a € 7,4 milioni e risultano essere sostanzialmente in linea rispetto all'esercizio precedente (erano € 7,3 milioni).

Crediti verso controllate

Ammontano a € 22,4 milioni (€ 25,2 milioni al 31 dicembre 2013) e registrano una riduzione di € 2,8 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 - € 29,2 milioni

Diminuiscono di € 4,5 milioni rispetto al 31 dicembre 2013 e nella tabella che segue si riepilogano le variazioni per Area Industriale:

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazione
Area Ambiente	3,4	3,4	0,0
Area Energia	1,5	1,8	(0,3)
Area Idrico	8,4	9,9	(1,5)
Area Reti	15,6	18,3	(2,7)
ACEA	0,3	0,3	0,0
Rimanenze	29,2	33,8	(4,5)

19. Altre attività correnti - € 241,3 milioni

Registrano un aumento complessivo di € 37,9 milioni, pari al 18,6% rispetto all'esercizio precedente e risultano essere composti come di seguito riportato:

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazione
Crediti verso altri	126,8	101,2	25,5
Ratei e risconti attivi	14,7	10,1	4,6
Crediti tributari	99,8	92,0	7,8
Totale Altri crediti e attività correnti	241,3	203,4	37,9

I **crediti verso altri** ammontano complessivamente a € 126,8 milioni e aumentano di € 25,5 milioni e di seguito si riporta una tabella che ne illustra la composizione e le variazioni intervenute rispetto all'esercizio precedente:

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	variazione
Crediti verso Cassa Conguaglio per Perequazione Energia	47,3	41,1	6,2
Crediti verso Cassa Conguaglio per CT da annullamento	18,5	0,4	18,1
Altri Crediti Verso Cassa Conguaglio	17,7	1,2	16,5
Crediti finanziari verso Trifoglio immobiliare	10,3	10,3	0,0
Crediti per contributi regionali	6,5	4,3	2,2
Crediti da contributi INPS ai sensi dell'articolo 41, 2° comma, lettera A della Legge 488/1999	6,2	7,1	(0,8)
Crediti verso Equitalia	4,2	4,1	0,0
Altri crediti minori	3,8	2,4	1,4
Depositi cauzionali	3,6	4,1	(0,6)
Crediti verso istituti previdenziali	3,3	3,7	(0,4)
Crediti da cessioni individuali	2,5	2,5	(0,0)
Crediti per anticipi fornitori	1,7	2,2	(0,5)
Credito per rimborso assicurativo	0,7	0,0	0,7
Crediti verso Citelum per incassi Comune di Napoli	0,5	0,0	0,5
Crediti verso Autorità d'Ambito per conguagli Tariffari	0,0	17,9	(17,9)
Totale	126,8	101,2	25,5

La variazione in aumento di € 25,5 milioni rispetto al 31 dicembre 2013 è da imputare principalmente ai seguenti fenomeni:

- l'incremento di € 18,1 milioni relativo ai crediti verso la Cassa Conguaglio per Titoli di Efficienza Energetica in ACEA Distribuzione corrispondenti all'obiettivo di risparmio energetico assegnato dall'Autorità per gli esercizi 2013 e 2014,

- la crescita dei crediti verso cassa conguaglio per € 16,5 milioni, prevalentemente attribuibile ad Acea Energia per effetto della rivisitazione di alcune componenti tariffarie come da delibera dell' Autorità dell'Energia Elettrica, Gas e Sistema Idrico n.670 del 2014,
- all'azzeramento, per riclassifica fra i crediti per utenza, dei crediti verso l'Autorità d'Ambito di ACEA Ato5 pari a € 17,9 milioni, in conseguenza del mutato quadro regolatorio che consente alla Società di fatturare i conguagli pregressi, stabiliti dal Commissario *ad acta*, in tre annualità a partire dal 1° luglio 2014.

I **Ratei e Risconti attivi** ammontano a € 14,7 milioni (€ 10,1 milioni al 31 dicembre 2013) e si riferiscono principalmente a canoni demaniali, canoni di locazione e assicurazioni.

I **crediti tributari**, si attestano a € 99,8 milioni (+ € 7,8 milioni) e comprendono principalmente i crediti IVA per € 55,6 milioni.

20. Debiti correnti - € 1.249,4 milioni

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazione
Debiti verso fornitori terzi	1.130,2	1.114,1	16,1
Debiti verso controllante Roma Capitale	116,7	85,6	31,1
Debiti verso collegate	2,4	7,2	(4,8)
Debiti verso controllate	0,1	0,7	(0,6)
TOTALE	1.249,4	1.207,6	41,8

Debiti verso fornitori terzi

I debiti verso fornitori ammontano a € 1.130,2 milioni (al 31 dicembre 2013 erano pari a € 1.114,1 milioni).

La tabella di seguito illustra la composizione per aree industriali:

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	variazione
Area Ambiente	38,5	33,4	5,1
Area Energia	471,6	488,9	(17,3)
Area Idrico	247,5	210,6	37,0
Area Reti	318,5	314,7	3,8
ACEA	54,0	66,5	(12,4)
Totale	1.130,2	1.114,1	16,1

Si registra una crescita dei debiti verso fornitori pari a € 16,1 milioni, prevalentemente attribuibile all'aumento dell'Area Idrico.

Debiti verso Controllante Roma Capitale

Ammontano ad € 116,7 milioni e la loro crescita, di € 31,1 milioni, è legata essenzialmente alla maturazione del canone di concessione del servizio idrico integrato di competenza del periodo 2014.

Debiti verso imprese controllate e collegate

Il saldo, pari a € 2,4 milioni, si riduce rispetto al 31 dicembre 2013 di € 4,8 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 - € 371,2 milioni

Registrano una crescita di € 90,9 milioni (pari al 32,4%). Nella tabella che segue si evidenziano le principali voci che compongono tale saldo nonché la variazione rispetto al 31 dicembre 2013.

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 Restated	Variazione
Altre passività correnti	268,7	217,1	51,6
Debiti Tributarî	83,9	41,2	42,7
Debiti verso Istituti di previdenza e sicurezza	17,5	17,5	0,0
Debiti verso utenti per vincoli tariffari	0,0	1,2	(1,2)
Debiti per derivati su <i>commodities</i>	0,3	0,5	(0,2)
Ratei	0,7	2,8	(2,1)
TOTALE	371,2	280,3	90,9

Le **Altre Passività correnti** ammontano a € 268,7 milioni ed aumentano complessivamente di € 51,6 milioni rispetto al 31 dicembre 2013, in quanto si attestavano a € 217,1 milioni. Di seguito si riporta la tabella che ne illustra la composizione e le variazioni intervenute rispetto all'esercizio precedente:

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 Restated	Variazione
Debiti verso i Comuni per canoni di concessione	51,8	48,6	3,2
Debiti verso Cassa Conguaglio	78,1	31,8	46,3
Debiti per incassi soggetti a verifica	48,6	41,9	6,7
Debiti verso il Personale dipendente	45,3	37,4	7,9
Altri debiti verso i Comuni	14,3	14,5	(0,2)
Debito verso Equitalia	11,1	12,8	(1,7)
Altri debiti	10,0	9,3	(0,7)
Debiti per contributo solidarietà	8,4	12,0	(3,6)
Debito rateizzato INPS	0,0	7,4	(7,4)
Debiti per agg. ambientale Art. 10 Convenzione ATI4 del 13/08/2007	1,1	1,3	(0,2)
Altre passività correnti	268,7	217,1	51,6

Registrano una crescita i debiti verso Cassa Conguaglio e i debiti verso i Comuni per canoni di concessione, con particolare riferimento a quelli maturati da ACEA Ato2 e ACEA Ato5, il tutto parzialmente compensato dalla riduzione dei debiti verso la STO per contributo di solidarietà destinato alle agevolazioni tariffarie per le famiglie disagiate posto a riduzione dei conguagli spettanti per il 2012 e dalla diminuzione del debito rateizzato verso l'INPS, per effetto delle rate liquidate nel corso del periodo. Si segnala inoltre l'aumento dei debiti per incassi soggetti a verifica per € 6,7 milioni e quelli verso il personale dipendente per € 7,9 milioni.

I **debiti tributari** ammontano a € 83,9 milioni (€ 41,2 milioni al 31 dicembre 2013) ed accolgono principalmente il carico fiscale del periodo relativamente all'IVA per € 46,8 milioni e i debiti per IRES per € 30,2 milioni.

I **debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale** si attestano a € 17,5 milioni, risultano essere invariati rispetto all'esercizio precedente (erano € 17,5 milioni al 31 dicembre 2013) e sono così ripartiti per Aree Industriali:

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 Restated	Variazione
Area Ambiente	0,7	0,6	0,1

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazione
Area Energia	1,8	1,8	0,0
Area Idrico	6,0	6,0	0,0
Area Reti	5,7	5,9	(0,2)
Capogruppo	3,3	3,2	0,1
Totale	17,5	17,5	0,0

Sono compresi fra i **debiti per derivati su commodities** i *fair value* di alcuni contratti finanziari stipulati da Acea Energia. Tale valore si è attestato al 31 dicembre 2014 a € 0,3 milioni, contro € 0,5 milioni dell'esercizio 2013.

I **ratei e risconti passivi** ammontano a € 0,7 milioni si riducono rispetto al 31 dicembre 2013 di € 2,1 milioni attribuibili prevalentemente ad ACEA Distribuzione.

22. Posizione finanziaria netta - € (2.089,1) milioni

L'indebitamento del Gruppo registra, al 31 dicembre 2014 una riduzione complessiva pari a € 159,5 milioni, passando da € 2.248,6 milioni della fine dell'esercizio 2013 a € 2.089,1 milioni.

Tale flessione riflette gli effetti positivi dell'attuale gestione del capitale circolante (che diminuisce di € 185,9 milioni), particolarmente significativi nell'ultimo trimestre dell'anno, anche per effetto delle fatturazioni dei conguagli pregressi dell'Area Idrico (fatturazione iniziata dal 1° luglio) nonché per i recuperi di fatturazione di Acea Energia.

Il rapporto Indebitamento Finanziario Netto/EBITDA si riduce da 3,3x del 2013 a 2,9x a fine 2014.

La tabella di seguito riportata illustra la composizione delle voci:

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazione
Attività (Passività) finanziarie non correnti	1,7	2,5	(0,8)
Attività (Passività) finanziarie non correnti infragruppo	32,6	32,3	0,3
Debiti e passività finanziarie non correnti	(3.040,7)	(2.360,9)	(679,8)
Posizione finanziaria a medio - lungo termine	(3.006,4)	(2.326,1)	(680,3)
Disponibilità liquide e titoli	1.018,0	563,1	454,9
Indebitamento a breve verso banche	(58,2)	(371,3)	313,2
Attività (Passività) finanziarie correnti	(103,9)	(139,6)	35,6
Attività (Passività) finanziarie correnti infragruppo	61,5	25,3	36,1
Posizione finanziaria a breve termine	917,3	77,5	839,8
Totale posizione finanziaria netta	(2.089,1)	(2.248,6)	159,5

Posizione finanziaria a medio - lungo termine - € (3.006,4) milioni

Per quanto riguarda tale componente si informa che:

- le attività/(passività) finanziarie non correnti presentano un saldo pari a € 1,7 milioni e si riducono di € 0,8 milioni rispetto al 31 dicembre 2013 (erano € 2,5 milioni),
- le attività/(passività) finanziarie infragruppo si attestano a € 32,6 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 € 3.040,7 milioni, aumentano di € 679,8 milioni rispetto al 31 dicembre 2013 e sono composti come riportato nella tabella che segue:

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 Restated	Variazione
Obbligazioni	1.909,1	1.290,8	618,4
Finanziamenti a medio – lungo termine	1.131,6	1.070,1	61,4
Totale	3.040,7	2.360,9	679,8

Obbligazioni - € 1.909,1 milioni

La variazione intervenuta rispetto alla fine dell'esercizio precedente, discende prevalentemente dall'emissione in data 8 luglio 2014, del prestito obbligazionario da € 600 milioni, della durata di 10 anni a valere sul programma EMTN da € 1,5 miliardi deliberato dal Consiglio di Amministrazione in data 10 marzo 2014 e assistito dai co-arranger: Banca IMI, BNP Paribas e UniCredit Bank.

La voce pertanto è composta da:

- € 599,2 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, a valere sul programma *Euro Medium Term Notes* (EMTN) da € 1,5 miliardi. La quota di interessi maturata nel periodo è pari a € 7,3 milioni,
- € 601,0 milioni (comprensivo del rateo di interessi maturato e del *fair value* dello strumento di copertura) relativi al prestito obbligazionario emesso da ACEA a settembre 2013, della durata di 5 anni con scadenza il 12 settembre 2018. Il *fair value* dei derivati montati su tale debito è positivo ed è pari a € 1,2 milioni. La quota di interessi maturata nel periodo è pari a € 22,5 milioni,
- € 515,8 milioni (comprensivo del rateo di interessi maturato e del *fair value* dello strumento di copertura) relativi al prestito obbligazionario emesso da ACEA nel mese di marzo 2010, della durata di 10 anni con scadenza il 16 marzo 2020. La quota di interessi maturata nel periodo è pari a € 22,5 milioni,
- € 193,1 milioni (comprensivo del rateo di interessi maturato e del *fair value* dello strumento di copertura) relativi al *Private Placement*. Il *fair value* dello strumento di copertura è negativo per € 45,9 milioni ed è allocato in una specifica riserva di patrimonio netto. In apposita riserva cambio è allocata la differenza di cambio, positiva per € 27,4 milioni, dello strumento coperto calcolato al 31 dicembre 2014. Il cambio alla data del 31 dicembre 2014 si è attestato a € 145,23 contro € 144,72 del 31 dicembre 2013. La quota interessi maturata nel periodo è pari € 3,6 milioni.

Finanziamenti a medio – lungo termine € 1.131,6 milioni (comprensivi delle quote a breve termine - € 1.178,1 milioni)

Registrano una crescita complessiva di € 57,5 milioni, rispetto a € 1.120,5 milioni dell'esercizio 2013, attribuibile all'effetto netto generato dal pagamento delle rate capitali scadute e dalla maturazione dei interessi del periodo, nonché dall' all'effetto netto prodotto dal rimborso del finanziamento contratto dalla B.E.I. per € 100 milioni a gennaio 2012 e la contestuale stipula di un nuovo finanziamento di € 200 milioni, con scadenza giugno 2030.

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 31.12.2015	dal 31.12.2015 al 31.12.2019	Oltre il 31.12.2019
a tasso fisso	322,5	20,7	83,7	218,1
a tasso variabile	788,2	17,4	410,6	360,1
a tasso variabile verso fisso	67,4	8,3	46,6	12,5
Totale	1.178,1	46,5	540,9	590,7

Il *fair value* degli strumenti derivati di copertura di ACEA è negativo per € 9,0 milioni e si incrementa rispetto al 31 dicembre 2013 di € 0,3 milioni (era negativo per € 8,7 milioni).

Per quanto riguarda, le condizioni dei finanziamenti a medio – lungo termine nonché dei prestiti obbligazionari si rinvia a quanto illustrato nel Bilancio Consolidato 2014.

Posizione finanziaria a breve termine - € 917,3 milioni

La componente a breve termine è positiva e rispetto alla fine dell'esercizio 2013 si evidenzia un miglioramento complessivo di € 839,8 milioni, imputabile principalmente al rimborso dell'obbligazione di € 300 milioni, avvenuta nel corso del mese di luglio, alla crescita delle disponibilità liquide (+ € 454,9 milioni) ed alla riduzione dell'esposizione finanziaria corrente verso terzi e infragruppo (+ € 71,7 milioni).

Le **disponibilità liquide** ammontano complessivamente a € 1.018,0 milioni e crescono complessivamente di € 454,9 milioni, prevalentemente per la variazione registrata nel periodo dalla Capogruppo. Di seguito è illustrata la composizione per Aree Industriali:

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazioni
Area Ambiente	1,2	2,3	(1,2)
Area Energia	1,5	1,1	0,4
Area Idrico	36,3	18,1	18,1
Area Reti	0,6	0,0	0,6
Capogruppo	978,4	541,5	436,9
Totale	1.018,0	563,1	454,9

L'**indebitamento verso banche a breve** è pari a € 58,2 milioni, si riduce di € 313,2 milioni e si compone come di seguito riportato:

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazione
Obbligazioni a breve	0,0	306,3	(306,3)
Debiti verso banche per linee di credito a breve	11,7	14,6	(2,9)
Debiti verso banche per mutui - quote a breve	46,5	50,4	(3,9)
Totale	58,2	371,3	(313,2)

Di seguito se ne fornisce la composizione per Area Industriale:

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazioni
Area Ambiente	4,1	4,0	0,1
Area Energia	7,4	7,7	(0,3)
Area Idrico	3,2	5,4	(2,2)
Area Reti	19,3	19,8	(0,5)
Capogruppo	24,2	334,4	(310,2)
Totale	58,2	371,3	(313,2)

La variazione registrata nel periodo (- € 313,2 milioni) discende principalmente dal rimborso dell'obbligazione di € 300 milioni, in scadenza il 22 luglio 2014.

Si informa che al 31 dicembre 2014 la Capogruppo dispone di linee di credito *uncommitted* e *committed* rispettivamente per € 799 milioni e € 300 milioni, non utilizzate. Per l'ottenimento di tali linee non sono state rilasciate garanzie.

Le linee *committed* sono di tipo *revolving* ed hanno durata contrattuale triennale dal momento della

sottoscrizione. La disponibilità di tali linee scade nel 2015. I contratti stipulati prevedono la corresponsione di una commissione di mancato utilizzo oltre ad una *up front* pagata al momento di stipula delle aperture di credito.

Le **attività e (passività) finanziarie correnti** registrano un saldo al 31 dicembre 2014 che accresce l'indebitamento di € 103,9 milioni (€ 139,6 milioni al 31 dicembre 2013).

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

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazioni
Area Ambiente	(4,1)	(3,3)	(0,8)
Area Energia	(56,6)	(78,0)	21,4
Area Idrico	(45,1)	(22,2)	(23,0)
Area Reti	(8,0)	(20,2)	12,2
ACEA	9,9	(15,9)	25,8
Totale	(103,9)	(139,6)	35,6

La riduzione dell'esposizione debitoria di € 35,6 milioni discende dalla riduzione dei debiti verso i *factor* per la restituzione degli incassi ricevuti a fronte dei crediti ceduti dalle Società dell'Area Energia e Reti (€ 33,6 milioni), parzialmente mitigata dalla variazione legata all'Area Idrico (+ € 23,0 milioni), nonché dalla regolazione dell'acconto sul dividendo 2013, deliberato in data 18 dicembre 2013 dal Consiglio d'Amministrazione di ACEA (€ 26,0 milioni), spettante al mercato.

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

Le **attività e (passività) finanziarie correnti infragruppo** riducono l'indebitamento di € 61,5 milioni e comprendono principalmente l'esposizione netta verso Roma Capitale (€ 59,3 milioni).

La variazione complessiva di € 36,1 milioni, discende principalmente dalla crescita dei crediti finanziari (+ € 12,3 milioni) derivanti dal contratto di servizio per la gestione della pubblica illuminazione nel territorio romano e dalla riduzione del residuo debito per dividendi, iscritto in ossequio alla deliberazione del Consiglio d'Amministrazione del 18 dicembre 2013, dell'acconto sui dividendi 2013. Tale riduzione, pari a € 29,8 milioni, discende dalle compensazioni perfezionate nel corso del periodo con crediti commerciali vantati dal Gruppo nei confronti di Roma Capitale.

23. Patrimonio netto – € 1.502,4 milioni

Le variazioni intervenute nel corso del periodo, pari a € 95,6 milioni, sono analiticamente illustrate nell'apposita tabella.

La variazione, al netto dell'utile di periodo pari a € 162,5 milioni, deriva essenzialmente dalla movimentazione della riserva di *cash flow hedge* relativa agli strumenti finanziari per - € 15,5 milioni (al netto della relativa imposizione fiscale), da quella relativa alla valutazione al *fair value* dei contratti derivati di Acea Energia per + € 0,1 milioni e dalla variazione degli utili e perdite attuariali pari a - € 11,0 milioni. Influenza la variazione anche la distribuzione dei dividendi per € 36,2 milioni.

Contesto di riferimento

Andamento dei mercati azionari e del titolo ACEA

Nel 2014, gli indici delle principali Borse internazionali hanno registrato andamenti divergenti, con significative differenze nelle performance dei singoli mercati e un'accentuata volatilità delle quotazioni nella fase finale dell'anno.

L'andamento dei mercati azionari nel 2014 è stato, inoltre, influenzato anche dalla crisi in Ucraina, dall'intensificarsi dell'azione militare israeliana nella Striscia di Gaza, dall'annuncio da parte della Fed della conclusione delle misure di *Quantitative Easing* e dal crollo del prezzo del petrolio.

BORSA ITALIANA

Si riportano di seguito le variazioni registrate dagli indici della Borsa Italiana: FTSE Italia All Share -0,33%; FTSE MIB +0,23%; FTSE Italia Mid Cap -3,86%.

ANDAMENTO DEL TITOLO ACEA

Nel 2014, il titolo ACEA ha "sovraperformato" il mercato in generale, registrando una crescita dell'8,04% rispetto ad una flessione del FTSE Italia Mid Cap del 3,86%.

Il titolo ACEA ha registrato il 30 dicembre 2014 (ultima seduta borsistica dell'anno) un prezzo di riferimento pari a 8,94 euro, corrispondente ad una capitalizzazione di € 1.903,9 milioni. Nel 2014, il valore massimo di 11,20 euro è stato raggiunto il 10 giugno, mentre il valore minimo di 7,995 euro il 28 gennaio.

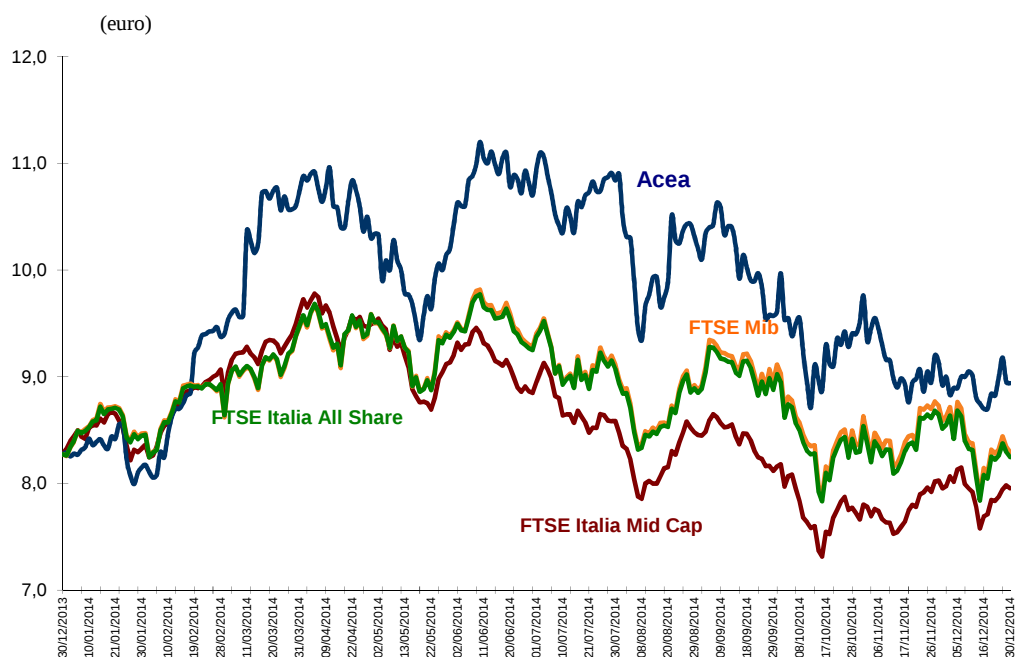
I volumi medi giornalieri sono stati superiori a 110.000.

Nel corso del 2014 sono stati pubblicati oltre 100 studi/note sul titolo ACEA.



(Fonte Bloomberg)

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



(grafico normalizzato ai valori di Acea – Fonte Bloomberg)

	Var.% 31/12/2014 (rispetto al 31/12/13)
ACEA	+8,04%
FTSE Italia All Share	-0,33%
FTSE Mib	+0,23%
FTSE Italia Mid Cap	-3,86%

(Fonte Bloomberg)

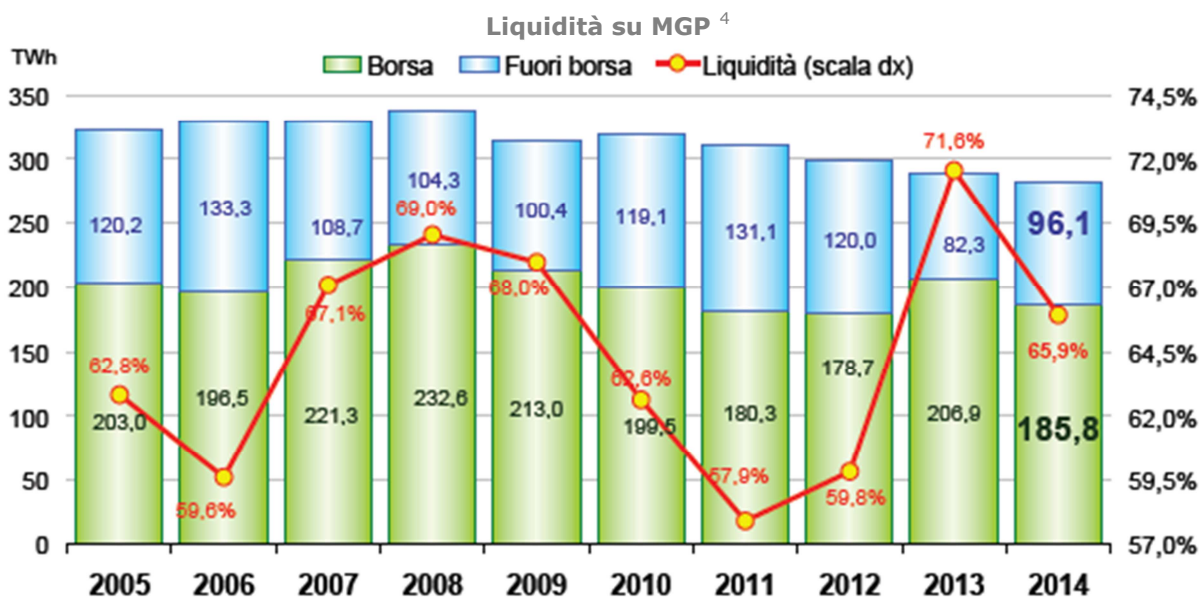
Mercato energetico

Nel 2014, la domanda di energia elettrica registra una nuova contrazione e gli scambi nel Mercato del Giorno Prima raggiungono valori minimi di appena 282 milioni di MWh, in calo del 2,5% rispetto all'esercizio 2013. In Italia la domanda di energia elettrica si è ridotta di 9.469 GWh che in termini decalendarizzati corrisponde ad una variazione negativa del 2,9%. Tale fabbisogno è stato coperto per circa l'86% con la produzione nazionale e per la quota restante facendo ricorso alle importazioni dall'estero.

In tale contesto, la produzione nazionale netta (278.832 GWh) evidenzia un decremento del 4,0% rispetto al 2013, mentre il saldo con l'estero presenta un incremento del 3,7%. Ad eccezione delle fonti termoelettriche (- 9,7%), tutte le altre fonti di produzione nazionale hanno mostrato un incremento rispetto all'anno precedente: fonti eoliche (+ 1,0%), idroelettriche (+ 7,4%), fotovoltaiche (+ 9,8%) e geotermoelettriche (+ 4,2%).

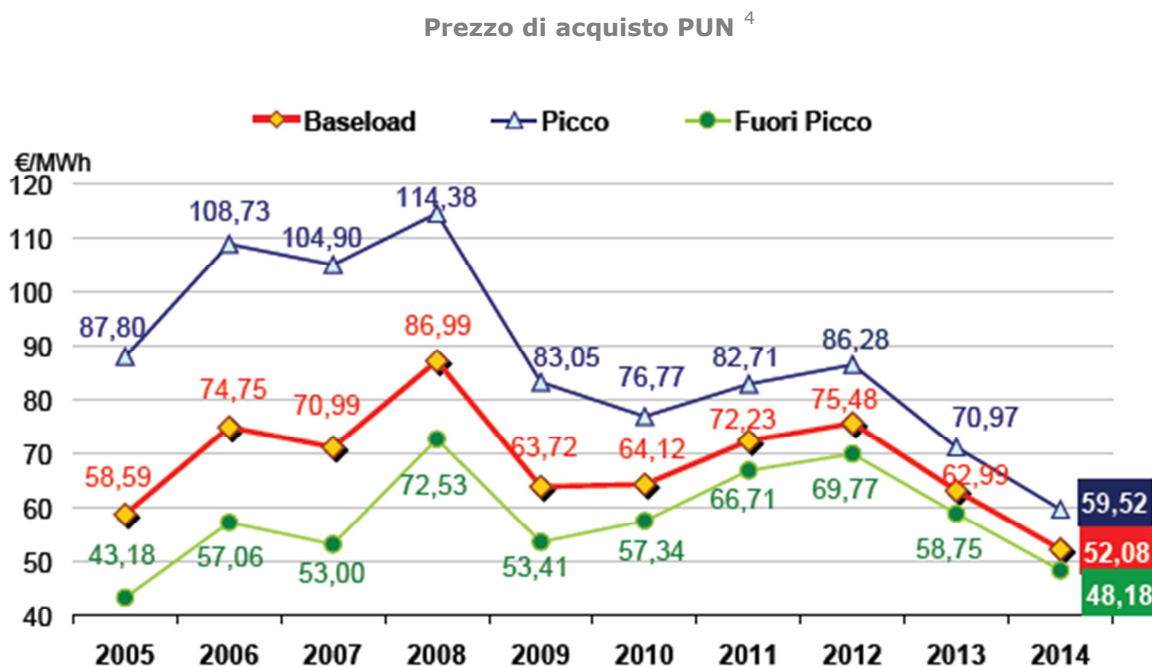
GWh	2014	2013	Var. % 2014/2013
Produzione Netta			
-Idroelettrica	58.067	54.068	7,4%
-Termoelettrica	165.684	183.404	(9,7%)
-Geotermoelettrica	5.541	5.319	4,2%
-Eolica	14.966	14.812	1,0%
-Fotovoltaica	23.299	21.229	9,8%
Produzione Netta Totale	267.557	278.832	(4,0%)
Importazione	46.724	44.338	5,4%
Esportazione	3.021	2.200	37,3%
Saldo Estero	43.703	42.138	3,7%
Consumo pompaggi	2.254	2.495	(9,7%)
Richiesta di Energia Elettrica	309.006	318.475	(3,0%)

L'energia elettrica scambiata nel Mercato del Giorno Prima (MGP) ha subito una sensibile riduzione su base annua (- 2,5% rispetto al 2013) attestandosi a 282,0 milioni di MWh di volumi acquistati che rappresenta il minimo storico dall'entrata in vigore del mercato regolato. L'energia elettrica scambiata nella borsa elettrica si posiziona a 185,8 milioni di MWh (- 10,2%) che rappresenta comunque un valore superiore rispetto agli esercizi 2011 e 2012. Gli scambi OTC registrati sulla PCE e nominati su MGP sono invece in crescita e raggiungono i 96,1 milioni di MWh che rappresenta un + 16,9% rispetto allo scorso anno. La liquidità del mercato, diminuita del 5,7% rispetto al 2013, si attesta a 65,9%.



Si registra una riduzione (- 17,3%) del prezzo medio di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN) rispetto al valore medio del 2013, portandosi a 52,08 €/Mwh, in flessione di 10,91 €/Mwh che rappresenta il livello più basso di sempre.

Anche l'analisi per gruppi di ore rivela un calo su base annua di 11,45 €/MWh (- 16,1%) nelle ore di picco, e di 10,57 €/MWh (- 18,0%) nelle ore fuori picco, raggiungendo rispettivamente valori minimi di 59,52 €/MWh e 48,18 €/MWh.

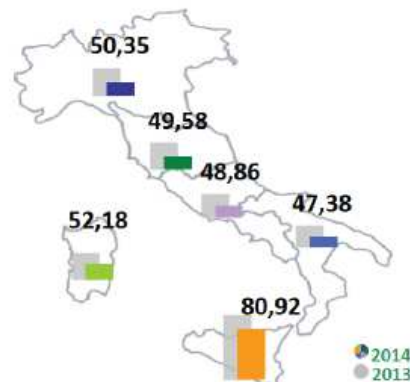
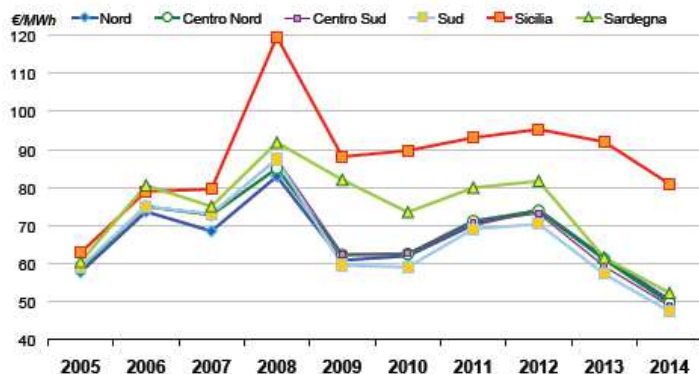


I prezzi medi di vendita in Italia hanno registrato una decisa contrazione, eccezion fatta per la Sicilia, dove il prezzo attestatosi a 80,92 €/MWh, sconta una perdita del 12,0% in controtendenza

⁴ Fonte: GME -Dicembre 2014, Newsletter del GME

alle altre zone che presentano forti riduzioni con prezzi medi di vendita che oscillano tra 52,18 €/MWh della Sardegna e 47,38 €/MWh del Sud.

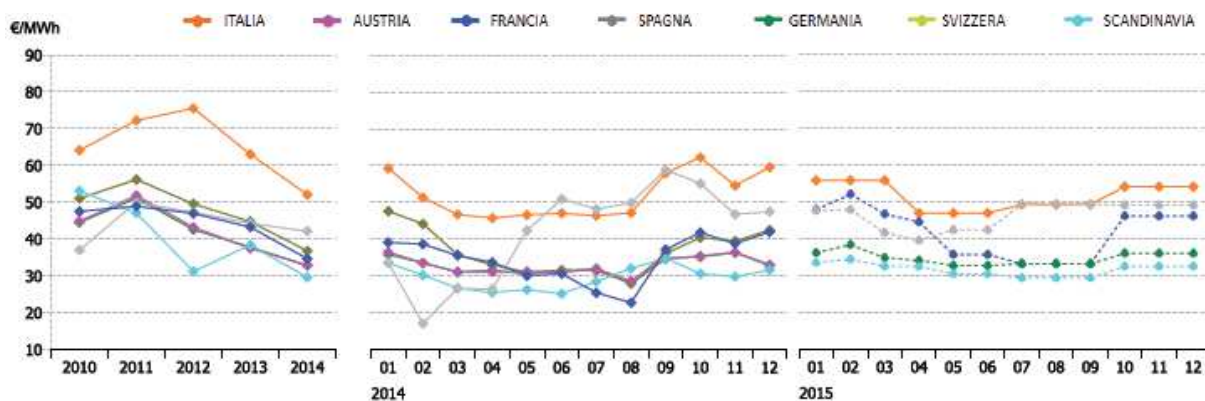
MGP, Prezzi di vendita ⁵



A livello europeo si evidenzia una crescita dall'energia scambiata su base spot sulle principali borse (Francia, Germania e Svizzera) a cui si contrappone una diminuzione dei listini nell'area mediterranea, dove si registra un calo delle negoziazioni sia in Italia, il cui valore si attesta a 186TWh (- 10%) e in Spagna, scesa a 170,8 TWh (- 8%).

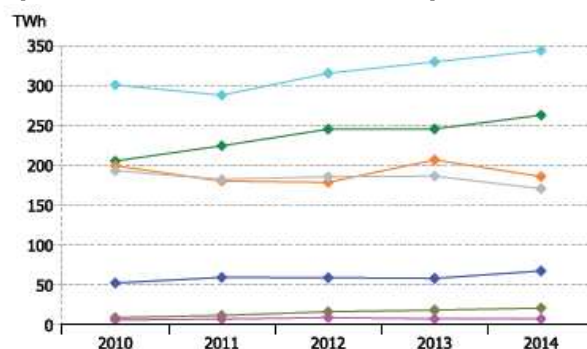
In ottica prospettica, i mercati a termine, ben lontani dal prevedere i forti ribassi evidenziatisi nel 2014, ripropongono per il 2015 i tipici profili mensili di prezzo, con la quotazione francese che nei trimestri iniziale e finale del prossimo anno si distanzia dal prezzo tedesco per avvicinarsi a quello italiano, che presenta una proiezione più alta.

Prezzo sulle Borse Elettriche Europee (media aritmetica €/MWh) ⁵



Volumi Annuali e Mensili sui mercati spot sulle Borse Elettriche Europee ⁵

Volumi a pronti (TWh)			
Area	2014	Var Y-1 (%)	Dicembre 14
ITALIA	186,0	- 10 %	14,9
FRANCIA	67,8	+ 16 %	6,9
GERMANIA	262,9	+ 7 %	25,4
SPAGNA	170,8	- 8 %	14,3
AREA SCANDINAVA	343,7	+ 4 %	34,3
AUSTRIA	7,8	+ 0 %	0,7
SVIZZERA	21,2	+ 13 %	1,7



I consumi di gas naturale in Italia, sono scesi a 61.416 milioni di mc (- 11,6% rispetto al 2013) in conseguenza della contrazione dei consumi del settore termoelettrico (-14,3%), penalizzati dalla debole domanda elettrica e dal progressivo sviluppo delle fonti rinnovabili, nonché dal crollo dei consumi del settore civile, spiegato solo parzialmente dall'effetto delle miti temperature registrate nell'anno.

Sul fronte dell'offerta calano sia la produzione nazionale (- 6,5%) che le importazioni di gas naturale (- 10,1%), mentre si evidenzia un aumento negli stoccaggi (+ 6,9% la giacenza di fine anno).

Aspetti normativi e tariffari

I regimi di incentivazione alla produzione di energia da fonti rinnovabili

Evoluzione della disciplina delle convenzioni CIP 6/92

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

Con il nuovo Decreto, il Ministero ha ribadito l'estensione alle c.d. "iniziative prescelte" del criterio di aggiornamento del CEC fondato sull'"evoluzione dell'efficienza di conversione", definito dall'art. 30, c. 15, della L. 23 luglio 2009, n. 99, così come il riferimento al parametro del "valore del consumo specifico" di cui al D.M. 20 novembre 2012.

L'Autorità per l'energia elettrica il gas ed il sistema idrico ha successivamente determinato, in esecuzione del citato D.M. 31 gennaio 2014, i valori di acconto per il secondo ed il terzo trimestre 2014.

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

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

- a) continuare a godere del regime incentivante spettante per il periodo residuo applicabile.
In tal caso, per qualunque tipo di intervento che verrà realizzato sullo stesso sito nei dieci anni successivi e decorrenti dal termine del periodo di diritto agli incentivi, non si potrà accedere ad ulteriori strumenti incentivanti, incluso ritiro dedicato e scambio sul posto, a carico dei prezzi o delle tariffe dell'energia elettrica.
- b) optare per una rimodulazione dell'incentivo spettante, con la quale verrà valorizzata l'intera vita utile dell'impianto. In tal caso, il produttore accederà ad un incentivo ridotto di una percentuale specifica per ciascuna tipologia di impianto, con modalità definite con, successivo decreto ministeriale del 6 novembre 2014

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

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

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

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

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

Per poter accedere alla rimodulazione di cui alla lettera b) - e mantenere il diritto a nuovi incentivi, dopo la decorrenza di quelli in corso, senza attendere il citato periodo decennale - è stata prevista una specifica richiesta al GSE, entro 90 giorni decorrenti dalla entrata in vigore del Decreto Ministeriale.

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

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

Con il Decreto legge 91/2014, convertito con Legge 11 agosto 2014, n. 116, si prevede, con effetto dal 1° gennaio 2015, un meccanismo di rimodulazione della tariffa incentivante per l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici di potenza nominale superiore a 200 kW.

A decorrere dal 1° gennaio 2015, la tariffa incentivante per l'energia prodotta da tali impianti è rimodulata, a scelta dell'operatore, sulla base di una delle seguenti opzioni da comunicare al GSE entro il 30 novembre 2014:

- a) secondo una percentuale compresa tra il 25% ed il 17%, in ragione degli anni residui di incentivazione delle singole realtà impiantistiche ed è erogata per un periodo di 24 anni, decorrente dall'entrata in esercizio degli impianti;
- b) fermo restando il periodo di erogazione ventennale, la tariffa è rimodulata prevedendo un primo periodo di fruizione di un incentivo ridotto rispetto all'attuale e un secondo periodo di fruizione di un incentivo incrementato in ugual misura. Le percentuali di rimodulazione sono stabilite con decreto del MISE, sentita l'AEEGSI, in modo da consentire, nel caso di adesione di tutti gli aventi titolo all'opzione, un risparmio di almeno 600 milioni di euro all'anno per il periodo 2015-2019, rispetto all'erogazione prevista con le tariffe vigenti;
- c) fermo restando il periodo di erogazione ventennale, la tariffa è ridotta di una quota percentuale dell'incentivo riconosciuto alla data di entrata in vigore del decreto, per la durata residua del periodo di incentivazione, secondo le seguenti quantità:
 - (1) 6% per gli impianti aventi potenza nominale superiore a 200 kW e fino alla potenza nominale di 500 kW;
 - (2) 7% per gli impianti aventi potenza nominale superiore a 500 kW e fino alla potenza nominale di 900 kW;
 - (3) 8% per gli impianti aventi potenza nominale superiore a 900 kW.

In assenza di comunicazione da parte dell'operatore, il GSE applica l'opzione di cui alla lettera c).

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

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

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

Si evidenzia altresì che il medesimo D.L. 91/14 riconosce la possibilità di cedere, attraverso specifiche procedure d'asta, una quota fino all'80% degli incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili (non solo fotovoltaiche) ad un acquirente selezionato tra i primari operatori finanziari europei. L'AEEGSI, entro 90 giorni dall'entrata in vigore della legge di conversione del citato decreto legge, dovrà adottare i provvedimenti necessari per disciplinare ogni aspetto inerente alle aste di cessione delle quote di incentivi e alla procedura di selezione dell'acquirente al fine di massimizzare la partecipazione. Tale meccanismo, tuttavia, è subordinato

alla verifica da parte del Ministero dell'economia e delle finanze della compatibilità degli effetti dell'operazione con i saldi di finanza pubblica.

Il medesimo decreto prevede inoltre l'adozione di ulteriori interventi quali in particolare: (i) gli oneri per lo svolgimento dell'attività del GSE inerente ai meccanismi di incentivazione e sostegno alle imprese in materia di fonti rinnovabili ed efficienza energetica sono posti a carico dei beneficiari della medesima attività, e non ricadranno più sull'onere generale A3 in capo a consumatori, imprese e famiglie e (ii) a decorrere dal 1° luglio 2014, l'AEEGSI è tenuta ad escludere, dall'applicazione dei corrispettivi tariffari, gli oneri per lo sconto dipendenti previsti dal Contratto collettivo nazionale di lavoro del settore elettrico.

Certificati Verdi

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

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

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

L'evoluzione della normativa ambientale, idrica e in materia di efficienza energetica

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

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

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

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

Con successiva Circolare del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, prot. 22295 del 27/10/2014, sono stati forniti significativi chiarimenti e linee di indirizzo della disciplina in oggetto.

Con il citato atto è stato, di fatti, chiarito che tutte le AIA, in vigore dalla data del 11 aprile 2014, sono prorogate ex lege.

In attuazione, poi, dell'art. 29 - sexies, comma 9-sexies del decreto legislativo 2006, n. 152, così come modificato dal D.lgs. 46/2014, è stato emanato il decreto Ministeriale n. 272 del 13/11/2014, entrato in vigore il 7 gennaio 2015, con il quale sono state stabilite le modalità per la redazione della relazione di riferimento di cui all'articolo 5, comma 1, lettera v-bis del medesimo decreto legislativo.

In particolare, tale disposizione prevede che i gestori degli impianti con AIA statali ovvero degli *"impianti elencati nell'Allegato XII alla parte seconda del D.lgs. 152/2006, con esclusione di quelli costituiti esclusivamente da centrali termiche di almeno 300 MW alimentate esclusivamente a gas naturale"* devono presentare:

- entro il 7 marzo 2015 gli esiti della procedura di cui all'art. 3, comma 2 del Decreto (cfr. art 4 comma 2 del Decreto);
- entro il 7 gennaio 2016 la relazione di riferimento (cfr. art. 4, comma 1 del Decreto).

I gestori degli impianti soggetti ad AIA regionale, ovvero degli *"impianti elencati nell'Allegato VIII alla parte seconda del D.lgs. 152/2006"*, devono, al contrario, dare corso alla procedura di verifica di cui all'art. 3, comma 2 del Decreto e, in caso di esito negativo darne comunicazione all'Autorità competente; in caso di esito positivo dovrà essere prodotta alla medesima Autorità la relazione di riferimento.

Tali adempimenti assumono specifico rilievo per gli impianti che hanno in corso procedure di rinnovo o modifica delle AIA regionali, in quanto è prevedibile, anche ai sensi dell'art. 4, comma 3 del Decreto, che le Autorità competenti richiedano l'esecuzione dei medesimi adempimenti, prima del rilascio del provvedimento autorizzativo.

Nell'art. 5 del medesimo decreto vengono individuati i contenuti minimi della relazione di riferimento, trattati poi, in maniera puntuale, nell'Allegato 2.

Infine, nell'Allegato 3 sono definiti i *"Criteri per l'acquisizione di nuove informazioni sullo stato di qualità del suolo e delle acque sotterranee con riferimento alla presenza di sostanze pericolose pertinenti"*.

Con riferimento agli impianti rientranti nella citata disciplina si è dato corso al previsto adempimento.

Nuove disposizioni in materia di classificazione dei rifiuti.

Con Decreto Legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito con Legge 11 agosto 2014, n. 116, è stata introdotta una nuova disposizione in materia di classificazione dei rifiuti, con particolare riguardo alla classificazione dei rifiuti con codici CER pericolosi.

In particolare, nelle premesse all'allegato D alla Parte Quarta del D.lgs. n. 152/2006, vengono introdotte ulteriori ed aggiuntivi criteri per l'individuazione dei rifiuti pericolosi che trovano applicazione a decorrere dal 17 febbraio 2015, ossia centottanta giorni dall'entrata in vigore del legge di conversione.

In relazione alla materia della classificazione dei rifiuti in esame, va, inoltre, evidenziato che la Commissione Europea, in data 18 dicembre 2014, ha emanato due documenti di modifica e aggiornamento della precedente normativa, ovvero la decisione della Commissione n. 2014/955/UE del 18 dicembre 2014 (pubblicata sulla G.U.U.E. n. L 370/44) ed il regolamento n. 1357/2014 (pubblicato sulla G.U.U.E. n. L 365/89).

Decreto Legislativo 4 luglio 2014 n. 102: attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica

Con il d.lgs. 4 luglio 2014 n. 102, entrato in vigore il 19 luglio 2014, è stata data attuazione della direttiva europea 2012/27/UE sull'efficienza energetica. In particolare sono previste misure per accrescere la consapevolezza dei consumi energetici nei clienti finali attraverso, da un lato, la promozione di sistemi di accesso, da parte degli stessi clienti finali, ai propri dati di consumo (comprese le informazioni complementari sui consumi storici) e al tempo effettivo di utilizzo dell'energia, dall'altro, attraverso una fatturazione più precisa e fondata sul consumo reale almeno con cadenza annuale. Viene, inoltre, demandato all'AEEGSI di assicurare il trattamento dei dati storici di proprietà del cliente finale attraverso apposite strutture indipendenti rispetto ad ogni soggetto con interessi specifici nel settore energetico o in potenziale conflitto di interessi. L'AEEGSI dovrà anche adeguare, secondo criteri di gradualità, le componenti della tariffa elettrica dei clienti domestici con l'obiettivo di superare la struttura progressiva rispetto ai consumi e adeguare le predette componenti ai costi del relativo servizio, in maniera tale da stimolare comportamenti

virtuosi da parte dei cittadini. L'AEEGSI acquisisce, altresì, competenza in materia di promozione dello sviluppo del servizio di teleriscaldamento e teleraffreddamento, da espletarsi sulla base degli indirizzi del MISE. Vengono, inoltre, previsti specifici obblighi di effettuazione di diagnosi energetiche periodiche per le grandi aziende e le imprese energivore a partire dal 5 dicembre 2015. I nuovi obblighi prescritti sono accompagnati da un complesso sistema sanzionatorio che prevede, in funzione della specifica violazione, l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie da parte di soggetti differenti (il MISE, le Regioni o l'Autorità).

Principali novità introdotte dal Decreto legge 12 settembre 2014, n° 133 c.d. "Sblocca Italia" convertito con Legge n. 262 dell'11 novembre 2014 in materia di gestione del servizio idrico integrato

Il decreto legge "Sblocca Italia" introduce all'articolo 7 una serie di modifiche ed integrazioni al D.lgs. 152/06 c.d. Testo unico Ambientale. In particolare, le nuove norme riguardano, da una parte, gli assetti istituzionali e organizzativi del settore e, dall'altra, la qualità ambientale e del servizio reso all'utenza, anche in relazione al rispetto degli standard stabiliti a livello europeo, tramite la promozione degli interventi infrastrutturali nel settore. Relativamente alla "governance" il DL 133/14 prosegue il processo di riordino della medesima prevedendo che gli **enti locali partecipino obbligatoriamente all'ente di governo dell'ambito** - che sostituisce l'Autorità di Ambito - individuato dalla competente regione per ciascun ATO ed al quale è trasferito l'esercizio delle competenze ad essi spettanti in materia di gestione delle risorse idriche, ivi compresa, la programmazione delle infrastrutture del settore. La legge di conversione del DL 133/14 ha individuato anche il termine perentorio del **31 dicembre 2014** come data ultima entro la quale le Regioni, che non abbiano ancora provveduto, sono tenute ad identificare gli enti di governo dell'ambito stesso. Decorso inutilmente tale termine vengono attivati i poteri sostitutivi del governo. In caso di mancata aderenza all'ente di governo entro 60 giorni dall'entrata in vigore del DL 133/14, quest'ultimo attribuisce i poteri sostitutivi in capo al Presidente della Regione o, in caso di inattività, al Presidente del Consiglio dei Ministri, su segnalazione dell'AEEGSI.

Relativamente ai soggetti gestori viene reintrodotta il principio **dell'unicità della gestione per ambito**, in luogo del criterio della unitarietà precedentemente previsto. Inoltre, qualora l'ambito territoriale ottimale coincida con la Regione, viene prevista la possibilità di assentire affidamenti per ambiti territoriali di dimensioni pari quanto meno alle province o alle città metropolitane. La legge di conversione introduce una clausola di salvaguardia delle gestioni del servizio idrico in forma autonoma esistenti nei comuni montani con popolazione inferiore a 1.000 abitanti istituite ai sensi del comma 5 dell'articolo 148⁵.

Alla luce dell'esito del referendum del giugno 2014, ed al fine di superare i dubbi interpretativi che lo stesso ha comportato, il DL 133/14 chiarisce che l'affidamento del servizio, di esclusivo appannaggio dell'ente di governo d'ambito, avviene nelle forme e nelle modalità previste dall'ordinamento europeo nel rispetto della normativa nazionale in materia di organizzazione dei servizi pubblici locali a rete di rilevanza economica e del principio di unicità della gestione. La legge di conversione specifica, inoltre, che l'affidamento diretto può avvenire a favore di società *in house*, partecipate esclusivamente e direttamente da enti locali compresi nell'ambito territoriale ottimale.

Al fine di assicurare l'efficienza, l'efficacia e la continuità del SII, l'ente di governo dell'ambito dispone l'affidamento al gestore unico di ambito entro i sei mesi antecedenti la data di scadenza dell'affidamento previgente. Su questo tema la legge di conversione introduce, con la finalità di

⁵Art. 148 co. 5. "Ferma restando la partecipazione obbligatoria all'Autorità d'ambito di tutti gli enti locali ai sensi del comma 1, l'adesione alla gestione unica del servizio idrico integrato è facoltativa per i comuni con popolazione fino a 1.000 abitanti inclusi nel territorio delle comunità montane, a condizione che la gestione del servizio idrico sia operata direttamente dall'amministrazione comunale ovvero tramite una società a capitale interamente pubblico e controllata dallo stesso comune. Sulle gestioni di cui al presente comma l'Autorità d'ambito esercita funzioni di regolazione generale e di controllo. Con apposito contratto di servizio stipulato con l'Autorità d'ambito, previo accordo di programma, sono definiti criteri e modalità per l'eventuale partecipazione ad iniziative promosse dall'Autorità d'ambito medesima".

ottenere un'offerta più conveniente e completa e di evitare contenziosi tra i soggetti interessati, l'inclusione nei capitolati di gara della puntuale indicazione delle opere che il gestore incaricato dovrà realizzare durante la gestione del servizio.

Nel ribadire che il rapporto tra l'ente di governo dell'ambito ed il soggetto gestore è regolato da una convenzione predisposta dall'ente di governo dell'ambito sulla base delle convenzioni tipo adottate dall'AEEGSI, vengono inseriti, tra i contenuti minimi delle convenzioni stesse: la durata dell'affidamento (non superiore a trenta anni), l'indicazione delle opere da realizzare durante la gestione del servizio come individuate dal bando di gara, gli **strumenti per assicurare il mantenimento dell'equilibrio economico-finanziario della gestione** (oltre all'obbligo del suo raggiungimento), la disciplina delle conseguenze derivanti dalla eventuale cessazione anticipata dell'affidamento, nonché i criteri e le modalità per la **valutazione del valore residuo** degli investimenti realizzati dal gestore uscente. Viene, inoltre, previsto l'obbligo di adeguare le convenzioni esistenti alle nuove convenzioni tipo secondo le modalità che saranno previste dall'AEEGSI.

La norma vincola gli enti locali proprietari al trasferimento della gestione delle infrastrutture del SII al gestore d'ambito entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del decreto o dalla data di decorrenza dell'affidamento in caso lo stesso sia nuovo. Alla scadenza dei citati termini sono previsti poteri sostitutivi in capo alle Regioni. Nel caso di **nuovi affidamenti** viene introdotto l'obbligo per il nuovo gestore di **"subentrare nelle garanzie e nelle obbligazioni relative ai contratti di finanziamento in essere o ad estinguerli, ed a corrispondere al gestore uscente un valore di rimborso definito secondo i criteri stabiliti"** dall'AEEGSI. Viene introdotta la competenza dell'AEEGSI in tutte quelle situazioni nelle quali la presenza sullo stesso territorio di più gestori, operanti nei diversi segmenti della filiera, impone la sottoscrizione di accordi per il riparto dei proventi tariffari. Relativamente alle **gestioni esistenti** il DL 133/14 riscrive totalmente l'Articolo 172 del decreto ambientale introducendo il termine perentorio del 30 settembre 2015⁶ per procedere alla redazione del Piano d'Ambito, qualora non ancora stilato, e all'affidamento del servizio al gestore unico con la conseguente decadenza degli affidamenti non conformi alla disciplina pro tempore vigente. Viene peraltro introdotto, in sede di conversione del decreto legge, l'obbligo in capo all'AEEGSI, di presentare alle Camere una relazione semestrale⁷ sul rispetto delle prescrizioni a carico delle Regioni relativamente alla costituzione degli enti di governo dell'ambito, a carico di questi ultimi in merito all'affidamento del SII e a carico degli enti locali in merito alla partecipazione agli enti di governo e all'affidamento in concessione d'uso gratuito delle infrastrutture del SII ai gestori affidatari del servizio.

A completamento di tale disposizione viene, tuttavia, introdotta una **deroga**, riferita ai casi in cui i gestori attualmente presenti, diversi dall'affidatario di ambito, esercitano il servizio *"in base ad un affidamento assentito in conformità alla normativa pro tempore vigente e non dichiarato cessato ex lege"*. In relazione a tali casi, la disposizione in esame prevede che *"il gestore del servizio idrico integrato subentra"* non già alla data di entrata in vigore D.L. 133/14, bensì *"alla data di scadenza prevista nel contratto di servizio o negli altri atti che regolano il rapporto"*. Si tratta, in sostanza, di una clausola di salvaguardia delle gestioni in essere.

In sede di prima applicazione, si prevede comunque che l'affidamento al gestore unico di ambito avvenga alla scadenza di una o più gestioni (conformi) esistenti nell'ambito territoriale tra quelle il cui bacino complessivo affidato sia almeno pari al 25 per cento della popolazione ricadente nell'ambito territoriale ottimale di riferimento. Al fine di addivenire, nel più breve tempo possibile, all'affidamento del servizio al gestore unico di ambito, nelle more del raggiungimento della suddetta percentuale, l'ente competente, alla scadenza delle gestioni esistenti, i cui bacini affidati siano complessivamente inferiori al 25 per cento della popolazione ricadente nell'ATO di riferimento, dispone l'affidamento del servizio per una durata in ogni caso non superiore a quella

⁶ Il DL 133/14 prevedeva diversamente il termine di un anno dalla entrata in vigore della disposizione.

⁷ La prima scadenza era prevista entro il 31 dicembre 2014 e, negli anni successivi, entro il 30 giugno e il 31 dicembre di ogni anno.

necessaria al raggiungimento di detta soglia., ovvero per una durata non superiore alla durata residua delle menzionate gestioni esistenti, la cui scadenza sia cronologicamente antecedente alle altre, ed il cui bacino affidato, sommato a quello delle gestioni oggetto di affidamento, sia almeno pari al 25 per cento della popolazione ricadente nell'ambito territoriale ottimale di riferimento. Anche relativamente alle suddette prescrizioni, nel caso in cui l'ente di governo non provveda nei termini stabiliti, il Presidente della Regione esercita i poteri sostitutivi, ponendo le relative spese a carico dell'ente inadempiente. In tali ipotesi, i costi di funzionamento dell'ente di governo riconosciuti in tariffa sono posti pari a zero per tutta la durata temporale dell'esercizio dei poteri sostitutivi.

Alla scadenza del periodo di affidamento, o alla anticipata risoluzione delle concessioni in essere, **i beni e gli impianti del gestore uscente relativi al servizio idrico integrato sono trasferiti direttamente all'ente locale concedente** nei limiti e secondo le modalità previsti dalla convenzione.

In tema di investimenti, il D.l. 133/14 prevede una **semplificazione in materia autorizzativa** attribuendo agli enti di governo tutte le competenze relative all'intero procedimento di autorizzazione degli interventi⁸, dall'approvazione dei progetti definitivi al rilascio dei titoli abilitativi, compresi i poteri espropriativi che, nell'ambito della convenzione di affidamento del servizio, possono essere delegati al gestore di ambito. Nell'ottica di promuovere gli interventi infrastrutturali nel settore la norma prevede, inoltre, l'istituzione, presso il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, di un apposito **Fondo destinato al finanziamento degli interventi** relativi alle risorse idriche. Il Fondo è finanziato mediante la revoca delle risorse già stanziare dalla Delibera CIPE n. 60/2012 destinate ad interventi nel settore idrico (e non solo della depurazione come precedentemente previsto dal Decreto) per i quali, alla data del 30 settembre 2014, non risultino essere stati ancora assunti atti giuridicamente vincolanti e per i quali, a seguito di specifiche verifiche tecniche effettuate dall'ISPRA, risultino accertati obiettivi impedimenti di carattere tecnico-progettuale o urbanistico ovvero situazioni di inerzia del soggetto attuatore.

Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 15 ottobre 2014: integrazioni al Decreto 19 dicembre 2013 concernente le modalità e i criteri per le importazioni di energia elettrica per l'anno 2014

Con il citato decreto è stata riconosciuta per l'anno 2014 una riserva di 50 MW sulla capacità di transito dell'Italia con l'estero a favore dello Stato Città del Vaticano, attraverso una quota di ripartizione dei proventi delle assegnazioni dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto sulla frontiera francese, in modo da garantire effetti economici equivalenti all'assegnazione della riserva sulla capacità di trasporto, come proposto dall'Autorità con parere favorevole 445/2014/I/eel del 18 settembre 2014.

Restano fermi i controlli mensili effettuati da Terna circa l'effettivo utilizzo di tale riserva capacità esclusivamente all'interno dello Stato Città del Vaticano, pena la decadenza dal diritto stesso.

Il Sistema di Tracciabilità dei Rifiuti – SISTRI

Con decreto Legge 31 dicembre 2014, n. 192, c.d. Milleproroghe 2015, pubblicato sulla G.U. del 31 dicembre 2014, al fine di consentire la tenuta in modalità elettronica dei registri di carico e scarico e dei formulari di accompagnamento dei rifiuti trasportati nonché l'applicazione delle altre semplificazioni e le opportune modifiche normative, è stato spostato al 31 dicembre 2015 il termine iniziale di operatività del Sistri.

Conseguentemente, fino a tale termine continuano ad applicarsi anche gli adempimenti e gli obblighi gestionali tradizionali afferenti ai formulari ed ai registri di carico e scarico e adempimenti connessi di cui articoli 188 e seguenti del Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152, nel testo

⁸ In coordinamento con i Piani di protezione civile qualora le approvazioni costituiscano variante agli strumenti di pianificazione urbanistica e territoriale.

previgente alle modifiche apportate dal decreto legislativo 3 dicembre 2010, n. 205, nonché le relative sanzioni.

Con l'emanazione di tale disposizione, risulta, in ogni caso, confermato l'obbligo di iscrizione al Sistri, anche in considerazione della decorrenza delle relative sanzioni.

A tale proposito, infatti, le sanzioni per omessa iscrizione e versamento del contributo "nei termini previsti" (art. 260 bis, comma 1 e 2 del citato D.lgs. 152/2006) troveranno applicazione a decorrere dal 1° febbraio 2015.

Le sanzioni connesse all'operatività del sistema (art. 260 bis, da comma 3 a 9, e 260 ter del medesimo D.lgs. 152/2006), al contrario, troveranno applicazione a decorrere dal 1° gennaio 2016.

Attività dell'AEEGSI in materia di servizi idrici

Delibera 643/2013/R/idr

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Delibera 465/2014/R/IDR - Rinnovazione del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità 412/2013/r/idr, per la predisposizione di una o più Convenzioni tipo per la regolazione dei rapporti tra enti affidanti e gestori del Servizio Idrico Integrato.

Con la delibera in oggetto l'AEEGSI, integra e rinnova il procedimento avviato a settembre 2013 con la delibera 412/2013/R/IDR (cui è seguito il DCO 171/2014). Il provvedimento prevede che il procedimento per la predisposizione di una o più Convenzioni tipo "tenga nella dovuta considerazione le recenti disposizioni introdotte dal decreto Sblocca Italia" e che si concluda entro giugno 2015. In effetti, il quadro normativo di riferimento su cui l'AEEGSI ha iniziato ad impostare la definizione degli schemi di Convenzione tipo viene profondamente segnato dalle disposizioni recate dall'articolo 7 del Decreto Sblocca Italia (il cui disegno di legge di conversione è attualmente all'esame del Parlamento), che apporta rilevanti modifiche alle previgenti disposizioni del Dlgs 152/2006 in tema di organizzazione territoriale ed affidamento del SII, di rapporti tra enti di governo dell'ambito e soggetti gestori, di dotazioni di questi ultimi e di governo delle gestioni esistenti. Di fatto i contenuti del decreto Sblocca Italia, se confermati, avrebbero un forte impatto

sui precetti degli schemi di Convenzione tipo con particolare riferimento agli aspetti che attengono al regime giuridico prescelto per la gestione del servizio, all'oggetto del contratto, al perimetro dell'attività svolta, agli obblighi delle parti, agli obblighi e alle modalità di consegna dei beni e degli impianti, alle procedure di subentro tra cui la definizione dei criteri e delle modalità per la valutazione del valore residuo degli investimenti realizzati dal gestore uscente.

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

Il provvedimento contiene gli orientamenti iniziali dell'AEEGSI per la definizione delle tariffe di collettamento e depurazione dei reflui industriali autorizzati in pubblica fognatura. L'obiettivo di carattere generale perseguito dal documento, nel rispetto degli obiettivi definiti dal quadro comunitario e nazionale, è quello della semplificazione della normativa tariffaria caratterizzata oggi da una eccessiva stratificazione di interventi di carattere centrale e regionale e della minimizzazione degli oneri di sistema. Tra gli obiettivi specifici sottesi al provvedimento si evidenziano quelli tesi a garantire che le tariffe del servizio riflettano i costi effettivi e la prevenzione di distorsioni e disallineamenti tariffari a parità di tipologia di reflu e di situazione ambientale.

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

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

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

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

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

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

Il TAR Lombardia ha dunque accolto tutte le tesi dell'AEEGSI respingendo i motivi dei ricorsi con i quali sono denunciati, rispettivamente, la violazione dell'art. 9 della Direttiva quadro sulle acque 2000/60/CE (recupero dei costi relativi ai servizi idrici), dell'art. 75 della Costituzione (sul referendum abrogativo), del DPR 116/2011 (abrogazione a seguito di referendum dell'adeguata remunerazione del capitale investito), dell'art. 154 del D.Lgs. 152/2006 (tariffa del servizio idrico integrato), dell'art. 10, comma 11°, del DL 70/2011 (istituzione dell'Agenzia nazionale per la

regolazione e la vigilanza in materia di acqua), la modalità di determinazione degli oneri finanziari secondo il modello dei costi standardizzati, l'istituzione del Fondo Nuovi investimenti (FoNi), l'applicazione retroattiva della delibera che pur essendo stata adottata a dicembre 2012, produce effetti nel biennio 2012-2013.

Per il collegio del TAR, *"il principio del c.d. full cost recovery trova esplicito fondamento normativo non solo a livello nazionale ma anche comunitario"*. Ne discende che *"anche dopo il più volte citato referendum abrogativo, il servizio idrico integrato deve essere qualificato come servizio di interesse economico caratterizzato, quanto ai profili tariffari, dalla necessità della copertura integrale dei costi"*. Il TAR chiarisce, infatti, che l'AEEGSI, *"nell'esercizio del proprio potere regolatorio, alla stessa assegnato in via generale dalla legge istitutiva n. 481/1995, ha optato per una nozione di "costo economico" del capitale investito "riferibile anche all'impiego di capitale proprio (nel senso di costo-opportunità).... conforme all'orientamento dominante della scienza economica"*. Del resto, l'impiego di quest'ultimo per un investimento in beni durevoli determina un rischio di impresa non differente da quello derivante dall'impiego di capitale preso a prestito attribuendo pertanto al Gestore il diritto alla copertura in tariffa del relativo costo.

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

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

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

Sentenze TAR Lombardia sui ricorsi presentati da alcuni Gestori

Le sentenze in epigrafe sono state depositate dal Collegio del TAR tra il 4 ed il 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. Si riassumono di seguito i principali temi trattati e la posizione assunta dal Collegio:

- sono state accolte le seguenti principali doglianze delle ricorrenti laddove evidenziavano il **mancato rispetto del principio di "full cost recovery"** per quanto riguarda:

- il mancato riconoscimento degli **oneri fiscali** in relazione al **FoNi** (diversamente il TAR considera corretta la scelta dell'AEEGSI di non riconoscere **oneri finanziari** sulla quota del FoNi, atteso che lo stesso viene alimentato dalla tariffa e, dunque, nessun onere finanziario grava sul gestore per la sua costituzione);
- il mancato riconoscimento dell'**IRAP** quale costo non efficientabile;
- la mancata copertura degli **oneri finanziari** per l'indisponibilità delle somme ammesse a **conguaglio** tra il momento della maturazione del diritto e quello dell'effettivo incasso ed il **recupero solo parziale dell'inflazione**;
- l'irragionevolezza del meccanismo di calcolo dei conguagli di cui all'articolo 46 dell'allegato A per il quale il TAR rileva una violazione del principio del *full cost recovery* in quanto nel calcolo si tiene conto (in negativo) del maggiore ricavo per volumi di acqua aggiuntivi rispetto al bilancio 2011 senza considerare i maggiori costi correlati;
- il riconoscimento in tariffa della **morosità** visto che una componente a tale titolo è stata viceversa riconosciuta dall'AEEGSI per il successivo biennio 2014-2015 dal Metodo Tariffario Idrico (MTI);
- il riconoscimento delle perdite su crediti anche per la determinazione della componente tariffaria funzionale alla costituzione del FoNI.
- viene confermata l'illogicità della previsione inserita nella delibera n. 459 del 2013 che rimette sostanzialmente **all'arbitrio dell'Autorità d'Ambito la scelta di applicare meccanismi di riconoscimento dei costi necessari per assicurare l'equilibrio economico e finanziario dei gestori**. Infatti, se le novità sono dettate dalla necessità di assicurare la copertura integrale dei costi allora l'applicazione delle medesime deve reputarsi doverosa per gli Enti d'Ambito;
- viene accolta la doglianza per la quale l'AEEGSI non avrebbe alcun potere di regolare il settore delle c.d. **acque bianche**, dovendosi circoscrivere il potere regolatorio al solo servizio idrico integrato. L'AEEGSI avrebbe competenza esclusivamente sul Servizio Idrico Integrato e sarebbe conseguentemente illegittima la previsione che le "altre attività idriche" svolte dal gestore possano concorrere a formare la tariffa del Servizio Idrico Integrato. "L'attribuzione, da parte della delibera 585/2012, all'AEEGSI del potere regolatorio per le attività idriche diverse, senza alcuna base legislativa a fondamento, **viola il principio di legalità dell'azione amministrativa**".

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

Infine per il TAR non ha meritato accoglimento:

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

disposto dalla del. 585/2012 non comprendendo nel calcolo del capitale investito netto (CIN) il fondo "rischi e oneri". I ricorrenti potranno, se necessario, contestare l'applicazione *contra legem* della delibera stessa, per il profilo che interessa.

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

Delibera 199/2014/E/idr - Chiusura dell'istruttoria conoscitiva avviata con deliberazione dell'Autorità 135/2013/E/Idr in merito all'erogazione del servizio acquedotto nei comuni interessati da limitazioni all'uso di acque destinate al consumo umano

Con deliberazione 135/2013/E/IDR, l'AEEGSI ha avviato un'istruttoria conoscitiva in merito all'erogazione del servizio di acquedotto nei Comuni interessati da limitazioni all'uso di acque destinate al consumo umano. L'istruttoria – svolta mediante una raccolta di informazioni presso gli Enti d'Ambito interessati, con il coinvolgimento del ministero della Salute, di quello dell'Ambiente e dell'Istituto superiore di sanità – ha riguardato lo stato dell'erogazione di acqua potabile nelle zone interessate dall'emergenza arsenico e fluoruri, le misure strutturali intraprese per una pronta soluzione e le misure alternative utilizzate per fornire acqua potabile alla popolazione. Come atto conclusivo dell'istruttoria è stata predisposta dall'AEEGSI, una relazione che prende in esame la situazione emergenziale protrattasi in particolare negli Ato 1 e 2 del Lazio, dove non sono stati rispettati i tempi previsti per la realizzazione degli interventi dettati dal Presidente della Regione in qualità di Commissario delegato all'emergenza idrica. Relativamente al territorio gestito da ACEA Ato2, gli interventi per il superamento dell'emergenza arsenico erano già previsti dal Piano d'Ambito e dovevano essere realizzati nel triennio 2009-2011, con il rientro entro i limiti di legge tra il 2011 e il 2012. Tutti gli investimenti previsti sono stati finanziati attraverso la tariffa e non risultano conguagli da applicare per la mancata realizzazione di alcuni di essi. Alla fine del 2013, ad un anno dalla scadenza dell'ultima proroga, l'emergenza era rientrata in tutti i comuni serviti ad eccezione del comune di Velletri per il quale ad oggi permangono problematiche. Nel periodo di vigenza delle ordinanze sindacali che limitavano l'uso dell'acqua, ACEA Ato2 ha predisposto misure alternative di fornitura quali serbatoi e potabilizzatori mobili o acqua in bottiglia sia nel territorio gestito che in alcuni Comuni in cui non opera come gestore. Nei Comuni ancora interessati dalle criticità, l'AEEGSI ritiene controproducente procedere a una riduzione delle tariffe idriche, viceversa, ai gestori operanti in tali territori devono essere riconosciuti, ai fini tariffari, i costi sostenuti per le misure alternative adottate purché esattamente quantificati.

Delibera 268/2014/R/Idr - Aggiornamento, in sede di conguaglio, dei corrispettivi relativi agli anni 2010 e 2011, per le gestioni ex-Cipe

Il provvedimento in epigrafe fa seguito al DCO 143/2014/R/IDR, con il quale l'AEEGSI ha espresso i propri orientamenti in ordine alla regolazione tariffaria dei servizi idrici per le gestioni ex-CIPE per gli anni 2010 e 2011. Il Consiglio di Stato, con sentenze della quarta Sezione nn. 255, 319 e collegate del gennaio 2014, ha pienamente confermato la sussistenza del potere dell'AEEGSI di regolare anche le gestioni ex-CIPE e di colmare la mancanza delle determinazioni tariffarie relativamente agli anni 2010 e 2011. I corrispettivi relativi alle suddette annualità vengono riconosciuti alle gestioni, tuttora in attività, in forma di conguagli a partire dal 2014, con l'applicazione del Metodo tariffario idrico. Su tali conguagli, trattati come "partite pregresse", non sono riconosciuti gli oneri finanziari. Al fine di favorire la massima trasparenza per gli utenti, ed in coerenza con quanto già previsto dalla deliberazione 643/2013/R/IDR, i conguagli vengono espressi in unità di consumo ed evidenziati in bolletta separatamente dalle tariffe approvate per l'anno in corso con l'indicazione del periodo cui si riferiscono. Inoltre, al fine di garantire la sostenibilità sociale, il gestore è tenuto ad osservare le medesime modalità di rateizzazione dei conguagli previste dal MTI.

La quantificazione e approvazione degli importi è stata demandata agli Enti d'Ambito o agli altri soggetti competenti, che dovevano darne comunicazione all'AEEGSI entro il 30 giugno 2014,

coordinando l'istanza di riconoscimento dei conguagli a quella di aggiornamento tariffario per gli anni 2014 e 2015. In caso di inerzia dell'Ente d'Ambito/soggetto competente oltre il termine prefissato, la delibera prevede eventuale istanza del gestore con conseguente diffida ad adempiere da parte dell'AEEGSI. Il provvedimento ha interessato circa 1.400 gestori (tra cui Geal S.p.A., Gesesa S.p.A. e Sogea S.p.A.) per una popolazione servita di circa 10 milioni di abitanti.

Delibera 380/2014/E/Idr - Avvio di un procedimento per l'adozione di provvedimenti sanzionatori e prescrittivi per violazioni della regolazione del servizio idrico integrato.

L'AEEGSI in collaborazione con la Guardia di Finanza ha effettuato nei giorni 15, 16, 17 e 18 aprile 2014 la verifica ispettiva presso la società G.O.R.I. S.p.A.. Oggetto di verifica sono state le tariffe del servizio idrico integrato per gli anni 2012 e 2013 e la restituzione della remunerazione del capitale investito per il periodo 21 luglio 2011 – 31 dicembre 2011.

Conseguentemente alla verifica effettuata e all'analisi della documentazione aggiuntiva prodotta successivamente dal gestore, l'AEEGSI ritiene che G.O.R.I. potrebbe aver commesso alcune violazioni consistenti: nel difetto di veridicità dei dati e di raccordo tra quanto desumibile dalla documentazione contabile visionata e i valori riportati nella modulistica trasmessa, nella erroneità delle informazioni inviate e nell'inosservanza delle procedure di compilazione prescritte.

In particolare, in riferimento agli **obblighi relativi alla determinazione tariffaria** ed alla procedura di raccolta dati in materia di servizio idrico integrato ex determina 2/2012TQI, l'AEEGSI osserva le seguenti possibili violazioni:

- o G.O.R.I. avrebbe indicato quale valore (a moneta corrente) della rata del mutuo 2013 di rimborso all'Ente locale per la concessione in uso delle proprie infrastrutture, un importo diverso rispetto al valore approvato dall'Ente d'Ambito in data antecedente al 28/12/2012 (come prescritto dalla deliberazione 585/2012).
- o G.O.R.I. avrebbe, inserito tra gli oneri pagati ai proprietari per l'uso delle infrastrutture, le somme destinate al rimborso delle rate del mutuo contratto dall'Ente d'Ambito per garantire la capitalizzazione della medesima Società e non le somme relative ai corrispettivi pagati ai proprietari per l'uso delle loro infrastrutture attinenti ai servizi idrici.
- o Dalle analisi effettuate durante la verifica ispettiva, sembra che G.O.R.I. abbia indicato, con riferimento ad alcuni cespiti, un Fondo di ammortamento pari a zero ove, viceversa, sussisteva l'obbligo di ammortamento.
- o Il gestore avrebbe valorizzato alcuni cespiti acquisiti da Acquedotto Vesuviano (relativamente a specifiche annualità) comprendendo anche le rivalutazioni economiche e finanziarie interdette dal MTT.

Relativamente alla **quota di tariffa riferita al servizio di depurazione** l'AEEGSI osserva che il gestore, in violazione dell'art. 9.1 della del. 585/2012, potrebbe aver applicato parte dei corrispettivi inerenti al servizio di depurazione ad utenti non asserviti al relativo impianto.

Rispetto a quanto sopra osservato, l'AEEGSI avvia un procedimento per l'adozione di provvedimenti sanzionatori e prescrittivi ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettere c) e d) legge 481/95 nei confronti di G.O.R.I. S.p.A.

Delibere di approvazione degli specifici schemi regolatori, recanti le predisposizioni tariffarie per gli anni 2014 e 2015, proposti dall'ATI 1 e 2 Umbria, dall'ATI 3 Umbria e dall'ATI 4 Umbria (delibera 252/2014/R/idr) dall'Autorità Idrica Toscana (delibera 402/2014/R/idr) e dalla Conferenza dei Sindaci dell'ATO 2 Lazio centrale – Roma (delibera 463/2014/R/idr).

Con deliberazione 643/2013/R/Idr, l'AEEGSI ha introdotto il Metodo Tariffario Idrico (MTI) per gli anni 2014 e 2015, superando la logica transitoria e portando a compimento il primo periodo regolatorio quadriennale (2012-2015). L'AEEGSI con delibera 203/2014/C/Idr ha proposto appello

avverso le recenti sentenze del Tar Lombardia, Sezione II, con cui sono state annullate alcune disposizioni delle deliberazioni 585/2012/R/Idr, 88/2013/R/ Idr e 459/2013/R/ Idr relative al Metodo Tariffario Transitorio (MTT) valido per gli anni 2012-2013. Contestualmente, con deliberazione 204/2014/R/ Idr, l'AEEGSI ha precisato 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'All. A della delib. 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 delib. 88/2013

Tutti gli ambiti di cui ai provvedimenti in epigrafe hanno trasmesso all'AEEGSI gli specifici schemi regolatori recanti le predisposizioni tariffarie per gli anni 2014 e 2015 relative alle singole gestioni operanti sul proprio territorio, nonché gli ulteriori elementi richiesti, finalizzati alla conclusione del procedimento di approvazione tariffaria. Dai documenti trasmessi, come richiesto dalla determina 3/2014 – DSID, si rilevano una serie di criticità presenti sul territorio dei diversi ambiti cui le stesse Autorità prevedono di porre rimedio con interventi ritenuti prioritari per il raggiungimento di specifici obiettivi di pianificazione. Tali interventi ed obiettivi, analiticamente dettagliati nella documentazione inviata, costituiscono la base mediante la quale l'Ente competente propone il posizionamento della gestione nel relativo quadrante della matrice di schemi regolatori (di cui all'articolo 12 dell'Allegato A della deliberazione 643/2013/R/IDR) che andrà ad individuare, unitamente ad altri parametri il valore del moltiplicatore tariffario theta.

Delibera 662/2014/R/IDR - Individuazione ed esplicitazione dei costi ambientali e della risorsa con riferimento a quanto previsto nel Metodo Tariffario Idrico (MTI) per l'anno 2015

Il provvedimento, che segue il documento per la consultazione 539/2014 "Individuazione ed esplicitazione dei costi ambientali e della risorsa nel metodo tariffario idrico (MTI)", approva le regole di individuazione di un primo insieme di oneri riconducibili ai costi ambientali e della risorsa nel vincolo ai ricavi del gestore dell'anno 2015, ad invarianza di quest'ultimo e del conseguente moltiplicatore tariffario.

La componente ERC dovrà, a tendere, intercettare ed incorporare tutti i costi ambientali e della risorsa che saranno considerati prodotti dal SII e dai suoi utilizzatori, in coerenza con la responsabilità di averli generati.

Per il 2015, invece, viste le criticità esposte dai diversi operatori in risposta al documento di consultazione, l'AEEGSI individua esclusivamente un primo gruppo di oneri da trasferire nella componente ERC, ovvero la quota degli oneri locali relativi ai canoni di derivazione e sottensione idrica, ai contributi a comunità montane nonché agli altri costi operativi⁹, destinati alla tutela e alla produzione delle risorse idriche o alla riduzione/eliminazione del danno ambientale o finalizzati a contenere o mitigare il costo-opportunità della risorsa. Conseguentemente la componente CO_{res}^{2015} nel VRG verrà rideterminata al netto delle quote dei medesimi costi valorizzate nella componente ERC^{2015} .

Viceversa, vista l'eterogeneità dei criteri di attribuzione proposti dai soggetti partecipanti alla consultazione per l'eventuale allocazione dei costi di trattamento dei reflui, l'AEEGSI intende rimandare l'attribuzione, alla componente ERC, dei costi di capitale della filiera di depurazione alla successiva fase di enucleazione, prevista per il secondo periodo regolatorio idrico, che potrà beneficiare della disciplina dell'*unbundling* contabile per il settore idrico nel frattempo definita.

⁹ Come individuati dalla componente CO_{res}^a di cui al MTI articolo 28, comma 28.1.

Pertanto i soggetti competenti dovranno quantificare e trasmettere - con tempi e metodologia da definire - la componente *ERC*²⁰¹⁵ per ciascuna gestione unitamente alla rideterminazione delle componenti del vincolo dei ricavi di gestione ove precedentemente tali voci di costo erano state ricomprese. Entro il 31 maggio 2015 l'AEEGSI pubblicherà gli esiti della prima fase di enucleazione dei costi ambientali e della risorsa per il 2015.

DCO 665/2014/R/Idr - Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono - Inquadramento generale e linee di intervento

Con tale provvedimento l'AEEGSI intende introdurre regole uniformi per l'intero territorio nazionale superando le difformità tra gli standard qualitativi - e i relativi indennizzi - attualmente previsti nelle Carte dei servizi adottate dai diversi gestori. L'armonizzazione dei criteri di regolazione della qualità intende assicurare agli utenti del S.I.I. le stesse tutele contrattuali già garantite ai clienti dei settori energetici.

La consultazione si è focalizzata sui seguenti temi:

1. Modalità e rettifica della fatturazione,
2. Rateizzazione dei pagamenti,
3. Gestione degli sportelli e previsione del sito web,
4. Gestione dei servizi telefonici,
5. Richieste di informazioni,
6. Gestione dei reclami.

Viene prevista la pubblicazione entro giugno 2015 del provvedimento definitivo e l'avvio dell'applicazione dal 1° gennaio 2016. Oggetto di futuri provvedimenti sarà la tematica relativa alla continuità ed accessibilità al servizio ivi compresi allacci ed attivazione della fornitura (DCO entro l'estate 2015) e quella inerente gli obblighi di comunicazione, registrazione e conservazione dei dati (DCO entro giugno 2015).

Attività dell'AEEGSI in materia di energia elettrica

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

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

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

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

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

Infine, si ricorda che con la determina 9/2013 - DIUC l'Autorità ha reso pubblici, e trasmesso al Ministero dello Sviluppo Economico ed al GSE, i dati relativi alla quantità di energia elettrica e di gas naturale distribuita sul territorio nazionale dai distributori obbligati nell'anno 2012. Tali dati

sono funzionali alla determinazione degli obiettivi di efficienza energetica in capo a ciascuna impresa di distribuzione per l'anno 2014.

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

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

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

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

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

Già a fine 2013 AEEGSI, con la delibera 637/2013/R/eel, aveva fissato l'aumento della tariffa di commercializzazione della vendita di energia elettrica, a valere per il primo trimestre del 2014, per tener conto del rischio morosità dei clienti finali. Contestualmente, l'Autorità, nelle more della definizione di un meccanismo a regime, aveva anche istituito un meccanismo transitorio di compensazione della morosità per prelievi fraudolenti, cui gli esercenti la maggior tutela presentano istanza di adesione entro il 30 giugno 2014.

Delibera 154/2014/R/eel - Tariffa di riferimento 2014 relative al servizio di distribuzione di energia elettrica

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

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

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

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

metà dell'importo). Conseguentemente, i distributori che hanno perdite di rete superiori a quelle *standard* verseranno importi ridotti.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

In merito al citato tavolo tecnico, lo scorso 13 ottobre l'AEEGSI ha convocato il primo incontro che, oltre ad aver avuto come oggetto i citati argomenti riguardanti la movimentazione delle immobilizzazioni e la costruzione dei *driver*, ha anche affrontato i seguenti temi:

- modalità di valorizzazione delle transazioni all'interno del gruppo societario con eventuale applicabilità delle linee guida OCSE in materia;
- criteri di contabilizzazione delle poste patrimoniali ed economiche utili alla determinazione del costo riconosciuto (con particolare riferimento ai costi operativi e alla capitalizzazione delle immobilizzazioni) dei servizi infrastrutturali e dei corrispettivi a copertura dei costi di commercializzazione;
- problematiche relative alla perimetrazione di attività e comparti oggetto di separazione contabile;
- contenuto delle voci degli schemi contabili dei conti annuali separati;
- criteri di separazione delle poste contabili contenute nel bilancio consolidato.

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

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

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

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

Il decreto legislativo in esame introduce nuove prescrizioni riguardanti:

- le informazioni precontrattuali che i professionisti devono fornire ai consumatori prima della conclusione dei contratti; a titolo esemplificativo nei soli contratti negoziati al di fuori dei locali commerciali o a distanza il professionista deve informare il consumatore che, qualora voglia

che la fornitura inizi durante il periodo utile per l'esercizio del diritto di ripensamento (14 giorni), ne deve fare esplicita richiesta su supporto durevole;

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

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

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

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

Sentenza Consiglio di Stato per oneri dispacciamento fonti rinnovabili non programmabili

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

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

In particolare, il Consiglio di Stato ha affermato che *"le fonti di produzione di energia elettrica non programmabili sono caratterizzate dal fatto che, pur non essendo oggettivamente impossibile la previsione di energia prodotta ed immessa in rete, tale previsione, in ragione della tipologia della fonte e delle variabili che ne condizionano l'operatività, non può raggiungere lo stesso livello di precisione delle fonti programmabili"*; pertanto l'imposizione dei costi di sbilanciamento deve tenere conto della peculiarità di tali fonti. La previsione di apposite franchigie non è ritenuta idonea ad

assolvere tale onere, atteso che le franchigie non sono differenziate in ragione della tipologia di fonte. Il Consiglio di Stato ha invitato, quindi, l'Autorità ad individuare la modalità di ripartizione dei costi di sbilanciamento, introducendo *"meccanismi calibrati sulla specificità della fonte"* che tengano conto delle *"conseguenti difficoltà di effettuare una previsione di immissione in rete che raggiunga il medesimo grado di affidabilità che devono garantire le unità di produzione di energia programmabile"*.

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

Con la delibera 522/2014/R/eel dello scorso 23 ottobre, l'Autorità, in esecuzione della sentenza del Consiglio di Stato n. 2936/14 e della conseguente consultazione (302/2014/R/efr), ha proceduto alla revisione della disciplina degli sbilanciamenti per le fonti rinnovabili non programmabili, precedentemente definita con la delibera 281/2012/R/efr. Nello specifico:

- sono state previste delle "bande" per l'energia oggetto di sbilanciamento differenziate per le diverse fonti rinnovabili consentendo di tenere conto delle specificità delle singole fonti, pari, ad esempio, al 31% per gli impianti fotovoltaici ed all'8% per gli impianti idrici ad acqua fluente. Tali soglie potranno essere oggetto di successiva revisione, in riduzione, per tenere conto dell'evoluzione dei sistemi di previsione della disponibilità delle fonti (e, di conseguenza, della produzione di energia elettrica) e del fatto che una partecipazione più attiva al Mercato Intraday (mercato infragiornaliero) dovrebbe contribuire a ridurre gli sbilanciamenti;
- è stato stabilito che al di fuori della banda l'energia elettrica oggetto di sbilanciamento venga valorizzata con le stesse modalità con cui attualmente vengono valorizzati gli sbilanciamenti delle unità di produzione non abilitate programmabili e delle unità di consumo (prezzi medi);
- è stato stabilito che all'interno della banda l'energia elettrica oggetto di sbilanciamento venga valorizzata con un corrispettivo unitario differenziato per zona di mercato ma non anche per fonte (componente perequativa zonale). Tale corrispettivo, espresso in euro/kWh, è determinato come rapporto tra il valore economico degli sbilanciamenti delle fonti rinnovabili non programmabili all'interno delle bande (calcolato come differenza economica tra il totale dei corrispettivi di sbilanciamento, dentro e fuori le bande, e il totale dei corrispettivi di sbilanciamento al di fuori delle bande) e la somma dell'energia elettrica oggetto di sbilanciamento e rientrante all'interno delle medesime bande. Tale opzione consente, infatti, di promuovere la corretta previsione delle immissioni di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, evitando che i corrispettivi di sbilanciamento siano allocati ai clienti finali e introduce corrispettivi di sbilanciamento come strumenti per la corretta valorizzazione dell'energia elettrica immessa, senza avere alcuna funzione penalizzante.

In alternativa alla modalità sopra riportata, al fine di aumentare la flessibilità, gli utenti del dispacciamento possono scegliere l'applicazione di corrispettivi di sbilanciamento senza banda - ossia adottando la modalità in essere per gli impianti programmabili non abilitati - evitando quindi che una parte degli sbilanciamenti sia valorizzata sulla base di corrispettivi non differenziati per fonte.

Relativamente al periodo tra il 1° gennaio 2013 (data di entrata in vigore della delibera 281/2012/R/efr) e il 31 dicembre 2014, Terna applicherà i corrispettivi di sbilanciamento come inizialmente definiti dalla delibera n. 111/06 (articolo 40, commi 40.4 e 40.5) e provvederà ad effettuare i relativi conguagli entro il 31 dicembre 2014.

Il nuovo provvedimento entrerà in vigore dal 1° gennaio 2015 e nei primi mesi di applicazione Terna potrà prevedere meccanismi di acconto e conguaglio sulla fatturazione dei corrispettivi di sbilanciamento delle fonti rinnovabili non programmabili.

Infine, poiché le citate disposizioni comportano delle modifiche al Codice di rete di Terna, con la delibera 643/2014/R/efr dello scorso 18 dicembre l'Autorità ha approvato tali modifiche, compresa la pubblicazione, nel Codice di rete della stessa Terna, del valore unitario (e dei termini da cui esso

deriva) della componente perequativa zonale calcolato, per la parte degli sbilanciamenti rientranti nelle bande, ai sensi della delibera 522/2014/R/eel.

Sbilanciamenti energia elettrica in Sardegna: sentenza TAR Lombardia n. 1648 del 24 giugno 2014

Con la citata sentenza il TAR Lombardia ha accolto i ricorsi presentati da Illumia S.p.A. e, per l'effetto, ha annullato le delibere dell'Autorità 342/2012/R/eel, 239/2013/R/eel, 285/2013/R/eel, e 197/2013/E/eel in tema di disciplina degli sbilanciamenti in Sardegna.

Il TAR, innanzitutto, ha accolto la censura relativa all'assenza del carattere di urgenza invocato dall'Autorità come presupposto per l'adozione della delibera 342/2012/R/eel: nel corpo della deliberazione risulta assolutamente indimostrata la sussistenza di tale presupposto, ovvero di rischi per la sicurezza del sistema elettrico, e ciò è stato anche successivamente confermato dalle risultanze dell'indagine conoscitiva conclusa con delibera 197/2013/E/eel. Inoltre, la delibera dell'Autorità risulta viziata anche per mancato svolgimento della procedura di consultazione, che invece, avrebbe consentito di riscontrare anche in via preventiva l'assenza del presupposto di urgenza. Viene richiamato a tal proposito l'orientamento giurisprudenziale secondo cui l'attribuzione di poteri normativi alle Autorità indipendenti trova la sua giustificazione all'interno dell'ordinamento proprio in ragione del sistema di consultazione preventiva.

Da ultimo, la disciplina contenuta nella deliberazione impugnata avrebbe un'efficacia retroattiva in contrasto con la libertà di iniziativa economica e con l'affidamento in capo agli operatori. Il TAR, quindi, conclude ritenendo non chiara la ragione per la quale Terna avrebbe dovuto modificare il criterio di calcolo per la definizione del prezzo di sbilanciamento, pur essendo lo stesso disciplinato dall'art. 39.1 della delibera n. 111/06 e non costituendo gli interventi di trading attività illecite o indebite.

L'Autorità, con delibera 321/2014/C/eel del 30 giugno 2014, ha deciso di proporre ricorso in appello, con istanza di sospensione cautelare, avverso la sentenza in oggetto. In data 2 ottobre 2014 è stata depositata l'ordinanza n° 4497 che ha respinto l'istanza cautelare ed ha fissato, per il prosieguo in sede di merito, l'udienza pubblica del 20 gennaio 2015. In data 23 marzo 2015 è stata pubblicata la sentenza del Consiglio di Stato che ha respinto l'appello proposto dall'AEEGSI.

Attività di commercializzazione di vendita di energia elettrica: tariffa di riferimento 2014

A fine 2013 l'AEEGSI, con la delibera 637/2013/R/eel, aveva fissato l'aumento della tariffa di commercializzazione della vendita di energia elettrica (RCV), a valere per il primo trimestre del 2014, per tener conto del rischio morosità dei clienti finali, misurato con il tasso di mancato pagamento delle fatture decorsi 24 mesi dall'emissione (unpaid ratio). Contestualmente, l'Autorità, nelle more della definizione di un meccanismo a regime, aveva anche istituito un meccanismo transitorio di compensazione della morosità per prelievi fraudolenti, cui gli esercenti la maggior tutela presentano istanza di adesione entro il 30 giugno 2014.

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

Successivamente, a valle di segnalazioni pervenute da parte di alcuni esercenti la maggior tutela, l'AEEGSI con nota del 23 luglio 2014 ha richiesto ulteriori dati di dettaglio a tali operatori, riguardanti la distinzione dell'*unpaid ratio* tra aree urbane e non urbane, nonché di fornire indicazioni circa le azioni di gestione e recupero del credito messe in atto. A seguito della richiesta, è stato pubblicato il documento per la consultazione (DCO) 576/2014/R/eel in cui sono state illustrate le analisi dei dati forniti dagli operatori in risposta alla nota del 23 luglio 2014 e gli orientamenti dell'Autorità in relazione alle modalità di copertura degli oneri connessi alla morosità, compresi i costi connessi alla morosità per prelievi fraudolenti dei clienti finali. Dalla predetta analisi non è emersa in maniera univoca la maggiore incidenza del fenomeno della morosità nelle

aree urbane e di conseguenza l'AEEGSI non ha previsto ulteriori differenziazioni della componente RCV rispetto a quanto già operato oggi (componente RCV differenziata per tipologia di utente e per gruppi di regioni). La stessa Autorità ha, però, riconosciuto l'esistenza di fattori esogeni che possono influenzare il fenomeno della morosità del singolo esercente rispetto a quanto riscontrato a livello nazionale e riflesso nella tariffa RCV: motivo per cui è stata prevista l'introduzione di un meccanismo di compensazione (partecipazione su base volontaria da parte dell'operatore) da applicare nei casi in cui l'unpaid ratio dell'esercente la maggior tutela sia superiore all'*unpaid ratio* utilizzato ai fini della determinazione della RCV. Inoltre, per quanto riguarda il riconoscimento degli oneri per prelievi fraudolenti, l'Autorità ha previsto che l'attuale meccanismo di compensazione transitorio entri in vigore a regime con alcune modifiche per la modalità da calcolo.

Con la delibera 670/2014/R/eel dello scorso 29 dicembre l'AEEGSI ha poi definito a livello nazionale l'*unpaid ratio* a 24 mesi valevole per l'anno 2015, pari a 1,36%, con un incremento di circa 0,07 punti percentuali rispetto al livello rilevato per la determinazione tariffaria dell'anno 2014, al netto dei prelievi fraudolenti ed ha conseguentemente determinato per l'anno 2015 le componenti DISPBT e RCV, nonché il corrispettivo PCV applicato ai clienti finali non domestici. Facendo seguito agli orientamenti del DCO 576/2014/R/eel l'Autorità ha anche istituito due meccanismi di compensazione (morosità e morosità dei prelievi fraudolenti), cui possono accedere gli esercenti la maggior tutela che abbiano messo in atto azioni di gestione e di recupero del credito efficienti ed ulteriori rispetto alla sola procedura di sospensione del punto di prelievo moroso. Per accedere a tali meccanismi gli esercenti dovranno presentare, entro il prossimo 30 aprile, apposita istanza a CCSE accompagnata da una relazione della società di revisione legale che esprima un giudizio di conformità degli importi dichiarati (di fatturato e di incasso) rispetto ai valori esposti nella situazione contabile della società; entro il prossimo 30 giugno CCSE comunicherà l'ammontare dei meccanismi ai singoli operatori e tali importi saranno poi liquidati dalla stessa CCSE entro il 31 luglio 2014. Nello specifico:

- il meccanismo di compensazione degli oneri connessi alla morosità dei clienti finali si applica agli esercenti la maggior tutela per i quali si sia verificato uno scostamento significativo del valore dell'*unpaid ratio* effettivo rispetto a quello assunto per il calcolo della componenti RCV applicata in corso d'anno. Tale meccanismo è transitoriamente valido per l'anno 2014, in quanto l'Autorità si riserva di effettuare ulteriori approfondimenti nel corso del 2015 sulla struttura dei costi degli esercenti la maggior tutela;
- il meccanismo di compensazione degli oneri connessi alla morosità per prelievi fraudolenti dei clienti finali è basato sull'*unpaid ratio* relativo ai prelievi fraudolenti e rapportato al fatturato riconducibile esclusivamente a tali consumi, i quali sono stati dichiarati di natura fraudolenta dal distributore locale.

Inoltre, la delibera in questione prevede l'avvio di un procedimento al fine di rivedere le modalità per la determinazione dei costi riconosciuti agli esercenti la maggior tutela a mezzo delle componenti RCV: ciò per tener conto di quanto evidenziato dagli operatori circa altri costi al momento non riconosciuti attraverso la metodologia utilizzata dall'Autorità. In quest'ambito AEEGSI valuterà in particolare la differenziazione del livello di *unpaid ratio* con riferimento ai clienti finali ancora serviti trascorso un periodo di 24 mesi e a quelli cessati, e l'impatto che tale differenziazione può avere sui singoli esercenti, e gli ulteriori costi sostenuti dagli esercenti la maggior tutela e le determinanti dei medesimi (quali la diversa dimensione aziendale e quindi, la presenza o meno di economie di scala).

Infine, il provvedimento prospetta la revisione delle modalità per la determinazione del corrispettivo PCV applicato ai clienti in maggior tutela a copertura dei costi di commercializzazione sulla base dei costi sostenuti da un venditore efficiente del mercato libero, nonché l'opportunità di procedere alla revisione dell'articolazione della componente RCV, passando da una tariffa monomia, espressa in euro/cliente, a una tariffa binomia, espressa quota parte in euro/cliente e quota parte in euro/energia venduta.

Delibera 593/2014/S/efr – Definizione delle modalità di calcolo delle sanzioni in materia di titoli di efficienza energetica

L'AEEGSI ha definito le modalità di calcolo delle sanzioni in materia di titoli di efficienza energetica, ad integrazione dei criteri generali di quantificazione della sanzione di cui alla delibera 243/2012/E/com. In particolare, ha stabilito che:

- a) al soggetto obbligato che non consegua una quota pari o superiore al valore minimo dell'obiettivo d'obbligo di propria competenza (pari al 50% per gli anni 2013-2014 ed al 60% per gli anni 2015-2016), verrà irrogata una "sanzione da ritardo" calcolata sulla base del numero dei titoli mancanti al raggiungimento della quota minima, fatto salvo l'obbligo di compensazione nel biennio successivo;
- b) al soggetto obbligato che nel biennio successivo all'anno d'obbligo non compensi la quota residua di inadempimento verrà irrogata una "sanzione definitiva" calcolata sulla base del numero dei TEE ancora mancanti per il raggiungimento dell'obiettivo. Tale sanzione dovrà essere quantificata tenendo conto:
 - ✓ della maggiore gravità di tale inadempimento rispetto al ritardo di cui al punto a);
 - ✓ dei seguenti parametri:
 - valore medio assunto dai titoli nel mercato e nei contratti bilaterali, nel periodo compreso tra il 1° giugno dell'anno successivo a quello d'obbligo al 31 maggio del secondo anno successivo;
 - numero di titoli che corrispondono all'inadempimento oggetto della sanzione;
 - costi evitati dal soggetto obbligato in ragione dell'inadempimento;
- c) al soggetto che abbia conseguito, per ciascun anno, una quota pari o superiore al valore minimo dell'obiettivo d'obbligo di propria competenza ma inferiore al 100% e nel biennio successivo non compensi la quota residua, verrà irrogata una sanzione calcolata sulla base dei criteri di cui alla lettera b).

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.

2014	Ambiente	Energia					Idrico				
Millioni di euro		Generazione	Vendita	Energy Management	Elisioni intra area	Totale Area	Idrico Italia	Estero	Ingegneria	Elisioni intra area	Totale Area
Ricavi	129	59	2.047	0	(33)	2.074	641	9	31	(28)	654
Costi	74	26	1.969	0	(33)	1.962	363	7	20	(28)	362
Margine operativo lordo	55	34	78	0	0	112	278	3	11	0	292
Ammortamenti e perdite di valore	26	19	88	0	0	107	71	0	0	0	71
Risultato operativo	28	15	(10)	0	0	4	207	2	11	0	221
Investimenti	13	12	8	0	0	20	147	1	1	0	149

2014	Reti					Altro		Totale consolidato
Millioni di euro	Distribuzione	Illuminazione pubblica	Fotovoltaico	Elisioni intra area	Totale Area	Corporate	Elisioni di consolidato	
Ricavi	486	67	7	(9)	551	123	(473)	3.057
Costi	244	61	2	(9)	298	117	(473)	2.339
Margine operativo lordo	242	7	4	0	253	6	0	718
Ammortamenti e perdite di valore	94	1	0	0	95	28	0	327
Risultato operativo	148	6	4	0	158	(21)	0	390
Investimenti	121	1	0	0	122	14	0	319

2013 Restated	Ambiente	Energia					Idrico				
Millioni di euro		Generazione	Vendita	Energy Management	Elisioni intra area	Totale Area	Idrico Italia	Estero	Ingegneria	Elisioni intra area	Totale Area
Ricavi	115	61	2.255	889	(40)	3.165	607	12	25	(20)	624
Costi	67	24	2.203	886	(40)	3.073	338	8	17	(20)	343
Margine operativo lordo	48	37	52	3	0	92	269	4	8	0	281
Ammortamenti e perdite di valore	28	18	69	1	0	89	74	0	1	0	76
Risultato operativo	20	19	(17)	2	0	3	194	3	7	0	205
Investimenti	12	5	6	0	0	11	129	0	1	0	130

2013 Restated	Reti					Altro		Totale consolidato
Millioni di euro	Distribuzione	Illuminazione pubblica	Fotovoltaico	Elisioni intra area	Totale Area	Corporate	Elisioni di consolidato	
Ricavi	467	127	9	(1)	601	111	(1.297)	3.319
Costi	221	120	3	(1)	344	114	(1.297)	2.644
Margine operativo lordo	245	6	6	0	257	(3)	0	675
Ammortamenti e perdite di valore	95	1	1	0	96	24	(1)	312
Risultato operativo	150	5	5	0	161	(26)	1	363
Investimenti	103	0	0	0	103	12	0	269

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

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

Area Industriale Ambiente

Dati operativi e risultati economici e patrimoniali del periodo

Dati operativi	U.M.	2014	2013 Restated	Variazione	Var. %
Conferimenti a WTE	kTon	342	292	50	17,0%
Conferimenti a impianto produzione CDR	kTon	0	20	(20)	(100,0%)
Energia Elettrica ceduta	GWh	249	222	26	11,9%
Rifiuti Ingresso impianti Orvieto	kTon	95	120	(25)	(21,0%)
Rifiuti Recuperati/Smaltiti	kTon	337	298	39	13,0%

Risultati economici e patrimoniali (€ milioni)	2014	2013 Restated	Variazione	Var. %
Ricavi	128,6	115,0	13,6	11,8%
Costi	74,1	66,6	7,5	11,3%
Margine operativo lordo	54,5	48,4	6,1	12,6%
Risultato operativo	28,2	20,2	8,0	39,6%
Dipendenti medi (n.)	216	212	4	1,9%
Investimenti	13,3	12,1	1,2	9,9%
Indebitamento finanziario netto	179,6	184,6	(5,0)	(2,7%)

L'Area chiude l'esercizio 2014 con un livello di EBITDA pari a € 54,5 milioni, in aumento rispetto al 2013 per complessivi € 6,1 milioni principalmente per effetto dei migliori risultati registrati in ARIA (+ € 7,4 milioni) con particolare riferimento all'impianto di Terni in conseguenza della maggiore operatività *post revamping* e all'impianto di San Vittore per i volumi trattati. Il Gruppo Aquaser fa registrare un minor margine operativo lordo per € 1,6 milioni principalmente dovuto a Kyklos a seguito del sequestro dell'impianto avvenuto a fine luglio in conseguenza di un incidente mortale occorso a due operai di una società appaltatrice.

L'organico medio al 31 dicembre 2014 si attesta a 216 unità e risulta in aumento di 4 unità rispetto allo scorso esercizio. Contribuiscono all'incremento Aquaser (+ 2 risorse) e ARIA (+ 2 risorse).

Gli investimenti dell'Area si attestano a € 13,3 milioni e risultano sostanzialmente in linea con quelli dello scorso esercizio.

L'indebitamento finanziario dell'Area si attesta a € 179,6 milioni e decresce di € 5,0 milioni rispetto alla fine dell'esercizio 2013. La variazione è essenzialmente attribuibile al Gruppo Aquaser (- € 4,2 milioni), per effetto dei maggiori incassi a cui si aggiunge un miglioramento anche delle società ARIA e SAO che riducono l'indebitamento di ulteriori € 0,9 milioni.

Andamento della gestione

ARIA

L'attività svolta da ARIA è caratterizzata dalla gestione diretta degli asset confluiti dalle società controllate Terni En.A., E.A.L.L., Enercombustibili ed Ergo En.A., incorporate nell'esercizio 2011. La Società intrattiene rapporti di commercializzazione di energia elettrica con Acea Energia che svolge attività di operatore di mercato alla quale cede i volumi di energia in eccedenza prodotta dalle due

nuove linee dell'impianto di San Vittore del Lazio rispetto a quella ritirata dal GSE in regime di CIP 6/92.

Impianto di termovalorizzazione di Terni (UL1)

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

La comprensione e la risoluzione delle criticità di funzionamento delle diverse sezioni impiantistiche, avuto particolare riferimento al gruppo turboalternatore, hanno consentito di completare i processi di collaudo dal punto di vista prestazionale. L'emissione del certificato di Collaudo Finale, quale documento di sintesi dei diversi interventi eseguiti, avverrà nel corso del 2015. Inoltre si evidenzia che la pianificazione contrattuale per conferimenti del rifiuto *pulper* ha garantito il fabbisogno del combustibile per l'impianto per tutto il 2014.

Con riferimento alle verifiche avviate da GSE, per il tramite di RSE a partire dal mese di dicembre 2013, dopo aver completato il controllo congiunto sulle modalità di determinazione della frazione biodegradabile del rifiuto soggetta ad incentivazione, la Società sta completando l'iter di richiesta di emissione e ritiro dei corrispondenti certificati verdi.

Nel mese di ottobre 2014 è stata presentata una nuova istanza di autorizzazione finalizzata ad ottenere un ampliamento della categorie dei rifiuti (codici C.E.R.) non pericolosi da avviare a recupero energetico presso l'impianto di termovalorizzazione di Terni. L'iniziativa non prevede modifiche impiantistiche ed è finalizzata ad intercettare nuove tipologie di rifiuti non pericolosi potenzialmente conferibili da produttori presenti nel territorio della Regione Umbria ed in aree limitrofe, nel rispetto del principio cardine della normativa comunitaria sui rifiuti della "prossimità", rispetto ai luoghi di produzione.

In relazione alla predetta integrazione dei codici C.E.R., la Società ha presentato un'istanza coordinata di Valutazione di Impatto Ambientale e di modifica dell'Autorizzazione Integrata Ambientale alla Regione Umbria. L'istanza tiene conto delle disposizioni di cui all'art. 35 del DL 133/2014 (Sblocca Italia), avuto particolare riferimento al funzionamento dell'impianto a saturazione del carico termico. L'iter istruttorio è già stato avviato con comunicazione della Regione Umbria di "Procedibilità della domanda presentata" ed è attualmente in corso la procedura di verifica AIA presso la Provincia di Terni, quale ente competente in materia.

Impianto di produzione CDR di Paliano (UL2)

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

Come noto, nel mese di giugno 2013, tale impianto è stato interessato da un vasto incendio che ne ha distrutto una parte, con successivo sequestro da parte dell'Autorità Giudiziaria ai fini probatori fino al mese di novembre 2014 essendo stata sancita la natura dolosa dell'evento da parte di terzi ignoti.

Successivamente al dissequestro, la società ha provveduto ad avviare le verifiche preliminari per l'esecuzione degli interventi di rimozione dei materiali scaturiti dall'incendio e di ripristino dello stato dei luoghi, finalizzato ad avviare un piano d'interventi di completa sostituzione e ricostruzione dell'impianto di produzione CDR.

La Società, pertanto, ha conferito incarico ad una primaria società del settore che ha eseguito i sopralluoghi tecnici di rito e predisposto il piano di caratterizzazione e messa in sicurezza delle aree, il piano di gestione dei rifiuti e il piano di demolizioni che sono stati presentati e successivamente approvati dalla Provincia di Frosinone. Tutta la procedura è stata eseguita di concerto con gli Enti e le Autorità competenti, nonché con i tecnici incaricati dalle società di assicurazione già attive in relazione ai diversi rischi connessi e scaturiti dall'evento. È comunque necessario evidenziare che le verifiche tecniche finalizzate ad individuare lo stato dei luoghi e delle strutture dopo l'incendio sono state completate, con conseguente avvio della fase di ripristino dei luoghi finalizzata alla ricostruzione dell'impianto ed è plausibile ritenere che nel corso del primo semestre 2015 sarà completato il processo di programmazione dell'intervento di ricostruzione

dell'impianto di produzione CDR. Alla data odierna è stata espletata la gara per gli interventi di demolizione.

Essendo stata accertata la responsabilità dolosa da parte di terzi il rimborso assicurativo sarà calcolato sulla base del valore di ricostruzione a nuovo che, sulla base del dettato contrattuale, sarà decurtato del 20%. Si segnala che in accoglimento alle istanze rappresentate dalla società è stato accordato da parte dell'assicurazione un anticipo complessivo di € 2 milioni.

Impianto di termovalorizzazione di San Vittore del Lazio (UL3)

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

Con riferimento all'iter istruttorio relativo al rinnovo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale, la Società ha provveduto a completare la trasmissione della documentazione tecnica ed al momento è attesa la conclusione del procedimento amministrativo, con l'emissione della nuova Autorizzazione Integrata Ambientale che, sulla base delle recenti modifiche introdotte dalla normativa di settore, avrà una durata di anni 16.

Con riferimento all'attività di approvvigionamento del CDR impiegato nei processi di termovalorizzazione, la Società ha provveduto a perfezionare un adeguato numero di rapporti contrattuali che garantiscono l'esercizio delle due Linee senza soluzioni di continuità. Sono attualmente in fase di perfezionamento i nuovi contratti relativi all'esercizio 2015 che consentiranno di saturare i quantitativi annui ad oggi autorizzati per le linee 2 e 3.

Con riferimento agli interventi di ricostruzione relativi alla Linea 1 dell'impianto si rappresenta che la procedura di selezione del soggetto imprenditoriale che provvederà ad eseguire gli interventi di *revamping* è stata completata ed è stato perfezionato il relativo accordo contrattuale.

La consegna delle aree oggetto d'intervento verrà perfezionata, presumibilmente, nel corso del primo trimestre 2015 con fine lavori programmata nel corso dell'esercizio 2016.

Rispetto a quanto previsto dall'art. 35 del DL 133/2014 (Sblocca Italia), si precisa ulteriormente che la Società ha altresì trasmesso alla Regione Lazio, quale ente competente in materia, la richiesta di aggiornamento dell'autorizzazione AIA dell'impianto che prevede l'utilizzo delle due Linee di Recupero Energetico attualmente in funzione, al massimo carico termico.

SAO

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

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

Nel mese di marzo 2014 la società ha comunicato agli Enti locali competenti che, in conformità alle autorizzazioni rilasciate, ha provveduto ad esperire la procedura di evidenza pubblica nonché il conseguente affidamento dei lavori di *revamping* dell'impianto di trattamento rifiuti di Orvieto e che, conseguentemente, nel rispetto della pianificazione d'ambito e delle autorizzazioni sopra citate, il conferimento dei rifiuti presso il medesimo impianto avrebbero avuto termine, come in effetti si è verificato, il 30 aprile 2014. La società ha inoltre comunicato che, a decorrere dal 1° maggio 2014, i rifiuti solidi urbani indifferenziati sarebbero stati sottoposti al trattamento alternativo e successivo abbancamento in discarica autorizzato dalla Provincia di Terni. In data 6 giugno 2014 la Provincia di Terni ha autorizzato il trattamento alternativo e successivo abbancamento in discarica fino all'accertata indisponibilità di impiantistica dedicata nel territorio dell'ATI4 dell'Umbria.

In data 19 giugno 2014, la Società ha comunicato agli Enti competenti che avrebbero avuto inizio le attività di cantiere per la realizzazione del *capping* frontale per il riambientamento del gradone n° 8 della discarica di Orvieto: gli interventi sono stati completati il 27 novembre 2014.

Nel mese di Agosto 2014, la Società ha presentato istanza di modifica sostanziale dell'Autorizzazione Integrata Ambientale del polo impiantistico di Orvieto con il progetto di "Adeguamento morfologico del sito ed ottimizzazione dei volumi e del *capping* sommitale" della discarica in esercizio (2° calanco). Tale progetto prevede in particolare: l'implementazione di un ulteriore gradone, la rimodulazione del gradone 10, l'ottimizzazione del *capping* sommitale e l'impiego di un nuovo sistema di gestione della discarica. I principali obiettivi e le ricadute dell'intervento sono i seguenti: per l'ampliamento delle volumetrie di discarica, proponendo un sistema di coltivazione alternativo che consentirà di ottimizzare la gestione delle aree attualmente gestite (2° calanco) incremento della capacità netta della discarica in termini di quantitativi di rifiuti conferibili nel sito, prolungamento della vita utile della discarica assicurando la continuità del servizio pubblico essenziale dei rifiuti urbani trattati, copertura della pianificazione d'ambito e possibilità di fronteggiare esigenze di mutuo soccorso inter ATI previsto dalla vigente Legislazione Regionale e nel Piano d'Ambito, contenimento della tariffa di smaltimento in discarica dei rifiuti a vantaggio dei Comuni utenti, risparmio di risorse naturali da impiegare come materiali tecnici.

Il procedimento autorizzativo prevede una fase di Valutazione di Impatto Ambientale, avanti alla Regione Umbria ed una modifica sostanziale della vigente Autorizzazione Integrata Ambientale, che sarà eseguita dalla Provincia di Terni.

Allo stato la Regione Umbria ha comunicato la procedibilità dal punto di vista amministrativo dell'istanza presentata, mentre la Provincia di Terni ha già provveduto a tenere una prima seduta della conferenza dei servizi in sede istruttoria, in cui sono stati verificati i processi e le modalità di valutazione della documentazione presentata.

Gruppo AQUASER

Aquaser

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

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

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

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

È necessario evidenziare che 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, l'Assemblea dei Soci del 30 dicembre 2014 ha deliberato, tra l'altro, la cessione alla controllante ACEA delle partecipazioni totalitarie detenute in Solemme e SAMACE. Si informa altresì che è stato depositato il progetto di fusione di SAMACE in Solemme che avrà effetti contabili e fiscali al 1° gennaio 2015.

L'operazione di cui sopra ha la finalità di costituire un'unica società per la gestione dei rifiuti organici, conseguendo un superamento 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.

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

Si segnala che la Provincia di Latina, in data 28 marzo 2013, ha rilasciato autorizzazione unica per variante sostanziale dell'impianto di trattamento e recupero di rifiuti e per la produzione di energia. L'intervento autorizzato, che determina una potenzialità di trattamento pari a 120.000 ton/anno di rifiuti compostabili garantisce il soddisfacimento dell'esigenza di recuperare i rifiuti organici, soprattutto nel presente periodo di emergenza rifiuti a livello regionale, evitandone la collocazione in discarica, permettendo altresì di migliorare la posizione di primo player di Kyklos nel territorio di riferimento.

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

Si evidenzia che il 28 luglio 2014, presso l'impianto di compostaggio si è verificato un incidente, in cui hanno perso la vita due operai di imprese esterne incaricate del servizio di prelievo e trasporto del percolato.

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.

Il 30 luglio 2014, il Sostituto Procuratore della Repubblica presso il Tribunale di Latina disponeva *"il sequestro preventivo in via d'urgenza dell'impianto autorizzando sin d'ora le attività finalizzate al trattamento del materiale già presente sul sito e con l'osservanza delle prescrizioni impartite dall'ASL, organo di vigilanza rispetto alla attività autorizzata"* nominandone custode il Responsabile Tecnico dell'impianto.

La competente Autorità Giudiziaria ha doverosamente avviato un'indagine, tuttora in corso, nella quale figurano, in qualità di indagati, oltre ai titolari dell'impresa autotrasportatrice e della società di intermediazione dei servizi di trasporto e smaltimento del percolato, il legale rappresentante al momento dell'incidente ed il responsabile tecnico della.

Le strutture tecniche ed amministrative di Kiklos S.r.l., pur rappresentando la corrispondenza del proprio operato a tutte le prescrizioni autorizzative e di legge, hanno prestato la più ampia collaborazione alle attività in corso da parte delle competenti Autorità e hanno dato esecuzione a tutte le prescrizioni dalle stesse impartite.

Alla luce di quanto sopra, si confida che, ultimate le attività di recupero e smaltimento dei materiali giacenti in impianto ed approntate le ulteriori misure ritenute necessarie dalle citate Autorità, si possa ottenere la rimozione del provvedimento cautelare e, conseguentemente, il ripristino delle condizioni di funzionalità ordinaria dell'impianto, che svolge anche una rilevante funzione di interesse pubblico, essendo asservito al servizio di recupero della frazione organica da raccolta differenziata prodotta da numerosi comuni principalmente della Regione Lazio.

È altresì opportuno rilevare che, fin dall'inizio della propria attività, l'impianto di compostaggio è stato oggetto di continue visite ispettive, non rilevando elementi di criticità in merito alla gestione ordinaria dell'impianto.

Il sequestro dell'impianto comporta attualmente l'impossibilità da parte di Kyklos di realizzare ricavi mentre la Società è chiamata a far fronte ai costi relativi agli impegni assunti. Il perdurare del sequestro genera 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. È evidente che verranno poste in essere tutte le azioni utili a garantire la ripresa delle attività nel corso del 2015.

SOLEMME

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

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

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

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

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

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

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

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

Il Comune di Monterotondo Marittimo ha approvato, con Deliberazione n. 36 del 25 novembre 2014, il Piano Attuativo, che è attualmente in fase di pubblicazione (che si concluderà in data 28 febbraio 2015), propedeutica all'adozione, la quale consentirà, a valle del rilascio del permesso di costruire, di avviare le attività di cantiere per la realizzazione del nuovo impianto.

È in fase di sottoscrizione tra la Società ed il Comune di Monterotondo Marittimo una convenzione che prevede:

- perfezionamento del procedimento di approvazione del Piano Attuativo entro il 31 dicembre 2014 (già conseguito), nonché di tutti i titoli autorizzativi comunque necessari per la realizzazione e gestione del progetto di adeguamento dell'impianto;
- rinuncia da parte della Società e del Comune di Monterotondo Marittimo dei ricorsi pendenti: davanti al T.A.R. per la Società per l'impugnazione della delibera comunale di non approvazione del Piano Attuativo; davanti al Consiglio di Stato per il Comune dell'impugnativa sulla validità della Valutazione di Impatto Ambientale;

- successivamente alla realizzazione ed entrata in esercizio dell'impianto, sistemazione (congiuntamente ad ENEL) della strada che conduce all'impianto;
- successivamente all'entrata in esercizio ed il conseguimento dei ricavi dell'impianto, realizzazione di iniziative di mitigazione ed interventi per la prevenzione, riduzione ed eliminazione degli impatti ambientali generati dall'impianto;
- corresponsione di forme di compensazione ambientale al Comune per i rifiuti provenienti da fuori ATO.

SAMACE

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

Opera nel settore del recupero dei rifiuti con produzione e commercializzazione di ammendante compostato misto. La Società svolge la propria attività a Sabaudia in forza dell'Autorizzazione Unica per impianti di trattamento e di recupero di rifiuti speciali non pericolosi rilasciata dalla Provincia di Latina. In data 22 maggio 2014 la Società ha presentato istanza per l'incremento della potenzialità fino a 60.000 tonnellate annue di rifiuti compostabili con la realizzazione di una nuova sezione di compostaggio aerobico, raggiungendo una potenzialità complessiva di 90.000 tonnellate di rifiuti trattabili. Con Determinazione Prot. G17953 del 12 dicembre 2014, la Regione Lazio ha rinviato il progetto a procedura di Valutazione di Impatto Ambientale.

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

Area Industriale Energia

Dati operativi e risultati economici e patrimoniali del periodo

Dati operativi	U.M.	2014	2013 Restated	Variazione	Var. %
Energia Prodotta	GWh	498	500	(2)	(0,4%)
Energia Elettrica venduta Libero	GWh	7.887	9.382	(1.495)	(15,9%)
Energia Elettrica venduta Tutela	GWh	3.000	3.234	(234)	(7,2%)
Energia Elettrica Nr. Clienti Libero (P.O.D.)	N/000	347	301	46	15,4%
Energia Elettrica Nr. Clienti Tutela (P.O.D.)	N/000	1.023	1.072	(48)	(4,5%)
Gas Venduto	Msm ³	103	100	4	3,9%
Gas Nr. Clienti Libero	N/000	155	99	56	56,7%

Risultati economici e patrimoniali (€ milioni)	2014	2013 Restated	Variazione	Var. %
Ricavi	2.073,7	3.164,7	(1.091,0)	(34,5%)
Costi	1.962,0	3.073,0	(1.111,0)	(36,2%)
Margine operativo lordo	111,7	91,7	20,0	21,8%
Risultato operativo	4,4	2,6	1,8	69,2%
Dipendenti medi (n.)	532	546	(14)	(2,6%)
Investimenti	19,7	11,4	8,3	72,8%
Indebitamento finanziario netto	356,1	302,6	53,5	17,7%

L'Area chiude l'esercizio 2014 con un livello di EBITDA pari a € 111,7 milioni, in crescita, rispetto all'esercizio precedente, di € 20,0 milioni.

La variazione positiva è il risultato di effetti contrapposti; in particolare:

- l'attività di generazione, svolta da Acea Produzione, registra un decremento di € 3,6 milioni, in conseguenza di una diminuzione del margine energia (- € 3,6 milioni) per effetto della riduzione dei prezzi (pur in presenza di maggiori quantità prodotte di energia per la maggiore idraulicità) a cui si accompagna una sostanziale linearità rispetto all'esercizio 2013 degli altri costi (+ € 0,1 milioni),
- il settore della vendita chiude l'esercizio 2014 con un valore di EBITDA pari a € 77,8 milioni, contro € 54,2 milioni dell'esercizio 2013; la variazione registrata discende dal miglior margine energia conseguito (+ € 15,6 milioni), parzialmente compensato dall'incremento dei costi esterni sostenuti da Acea Energia (+ € 2,8 milioni). Con riferimento al margine energia si segnala che **i)** il margine relativo al servizio della Maggior Tutela è pari a € 49,1 milioni e risulta in crescita rispetto al 2013 (+ € 14,4 milioni rispetto al 2013) per effetto principalmente della revisione della tariffa di commercializzazione energia (RCV), prevista dalle Delibere 637/2013 e 136/2014 e da ultimo dalla Delibera 670/2014 dell'AEEGSI, che ha istituito due meccanismi di compensazione (morosità e morosità dei prelievi fraudolenti), cui possono accedere gli esercenti la maggior tutela che abbiano messo in atto azioni di gestione e di recupero del credito efficienti ed ulteriori rispetto alla sola procedura di sospensione del punto di prelievo moroso; **ii)** il margine relativo al mercato Libero è pari a € 77,0 milioni e mostra una crescita di € 12,4 milioni rispetto al 2013 dovuta al segmento *mass market* parzialmente compensata dai minori margini del segmento B2B (minori volumi), nonché dal premio derivante dall'attività di ottimizzazione dei flussi energetici, che risulta influenzato positivamente dalla sentenza del TAR Lombardia del 24 giugno 2014, che ha annullato le Delibere dell'AEEGSI n. 342/2012, 239/2013, 285/2013 e 197/2013 in tema di disciplina degli sbilanciamenti; **iii)** il

marginale relativo alla vendita del Gas risulta pari a € 10,5 milioni e presenta un significativo incremento rispetto al 2013 (+18,6%) principalmente legato alla migliore marginalità unitaria.

Con riferimento all'organico la consistenza media al 31 dicembre 2014 si è attestata a 532 unità inferiore di 14 unità rispetto al precedente esercizio ed è l'effetto di una diminuzione di risorse in Acea800 (- 23 unità) a cui si contrappone un aumento in Acea Energia (+ 8 unità).

Gli investimenti dell'Area si attestano a € 19,7 milioni ed aumentano di € 8,3 milioni essenzialmente per effetto degli investimenti sostenuti da Ecogena (+ € 5,4 milioni).

L'indebitamento finanziario netto a fine 2014 si attesta a € 356,1 milioni ed aumenta, rispetto alla fine del 2013, di € 53,5 milioni. La variazione in aumento è attribuibile al settore della vendita (€ 59,3 milioni) essenzialmente per effetto dell'aumento del capitale circolante netto, dovuto principalmente al recupero di fatturazione, che ha determinato un maggiore fabbisogno finanziario dando luogo ad un peggioramento della posizione finanziaria netta. La variazione in diminuzione è riferita al settore della produzione (- € 5,8 milioni) prevalentemente in conseguenza del minor indebitamento prodotto da Acea Produzione (- € 14,0 milioni) parzialmente compensato dal maggior indebitamento riferito ad Ecogena per € 8,2 milioni che nel 2013 era consolidata con il metodo del patrimonio netto.

Andamento della gestione

Energy Management

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

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

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

Nel 2014 Acea Energia ha effettuato acquisti di energia elettrica dal mercato per complessivi 9.960 Gwh, di cui 7.853 Gwh tramite contratti bilaterali e 2.107 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 cinque centrali idroelettriche (tre delle quali situate nel Lazio, una in Umbria e una in Abruzzo), due impianti c.d. "mini idro",

Cecchina e Madonna del Rosario, due centrali termoelettriche, Montemartini e Tor di Valle (quest'ultima provvista di un modulo a ciclo combinato dotata di spillamento sulla turbina a vapore e di un modulo turbogas a ciclo aperto che fornisce in cogenerazione il servizio di teleriscaldamento ai quartieri di Torrino Sud, Mostacciano e Torrino-Mezzocammino nel Comune di Roma).

Nell'esercizio 2014 la Società ha realizzato, tramite gli impianti direttamente posseduti, un volume di produzione pari a 498,1 GWh di cui (i) da impianti idroelettrici per 485,8 GWh, (ii) da impianti c.d. mini idro per 2,1 GWh e (iii) da produzione termoelettrica per 10,2 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 73,1 GWht, per un totale di 2.659 utenze servite.

Il comparto idroelettrico ha registrato una produzione pari a 487,9 GWh beneficiando del principale contributo, leggermente superiore alla media storica decennale attesa (+1,9%), da parte della Centrale di Salisano ad acqua fluente potabile. La produzione degli impianti fluenti di Castel Madama, Mandela ed Orte è stata, invece, significativamente maggiore (+ 27,9%) di quella attesa basata sulla media decennale tenuto conto degli interventi di manutenzione programmata per effetto di un aumentato livello degli apporti idrici per le centrali del bacino del Tevere (fiumi Aniene e Nera) e per effetto dello spostamento al 2015 del progetto di assestamento delle gallerie di adduzione di Castel Madama.

Incrementata, rispetto alle medie decennali attese, anche la produzione della centrale S. Angelo (+22,1%) con 186,1 GWh. Gli apporti medi annui dei fiumi Aventino (6.2 mc/s) e Sangro (11.8 mc/s), sono risultati rispettivamente +28% e +14% rispetto alla media dei tre anni precedenti 2011/2013. Nonostante il periodo autunnale sia stato piuttosto siccitoso, nei mesi di Novembre e Dicembre, il buon andamento delle piogge nelle stagioni invernale e primaverile ha determinato positivi valori di apporti idraulici sui fiumi consentendo di produrre alla potenza media annua di 21,3 MW.

La produzione termoelettrica della società è risultata pari a 10,2 GWh al 31 dicembre 2014.

Si conferma il trend negativo della produzione per il ciclo combinato della centrale Tor di Valle per il quale sono state avviate le attività di progettazione e ingegneria relative ai lavori di ammodernamento. Inoltre, i prezzi di mercato particolarmente bassi hanno condizionato anche la produzione della sezione di cogenerazione che registra un'ulteriore diminuzione di produzione rispetto all'utilizzo passato. Il ciclo combinato, tenuto in esercizio come riserva fredda, ha svolto nel corso del 2014 prevalentemente il duplice ruolo di unità di rilancio ai sensi del Piano di Emergenza della città di Roma, e di back-up dell'unità di cogenerazione tramite il sistema di spillamento vapore collegato alla rete di teleriscaldamento. Per quanto riguarda la sezione di cogenerazione, il vincolo posto in termini di emissioni di massa di NOx al gruppo TG3 ha reso necessario il ricorso alle caldaie ausiliarie per la produzione del calore destinato al teleriscaldamento. Quanto detto è comunque in linea con i piani della società relativamente all'esecuzione del progetto di ammodernamento della centrale per il quale la Regione Lazio ha rilasciato parere positivo di compatibilità ambientale.

Il 2014 rappresenta il settimo 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.

Vendita di energia elettrica e gas

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

In quest'ottica è proseguita nel periodo la gestione delle partecipazioni **Umbria Energy** e **Elga Sud** operanti rispettivamente in Umbria e Puglia. Si informa che in data 15 ottobre è stata aperta una verifica mirata da parte della Agenzia delle entrate – Direzione Provinciale BAT – su Elga Sud per l'anno di imposta 2010 che si è chiusa in data 12 novembre 2014 con la notifica di un processo verbale di constatazione. I rilievi contestati hanno riguardato l'indeducibilità ai fini Ires e Irap di alcuni costi e l'importo complessivo delle maggiori imposte richieste ammonta ad € 27 mila. La società ha fatto richiesta di adesione al PVC e nel corso del mese di febbraio 2015 ha provveduto al pagamento delle somme richieste dall'agenzia.

Prosegue la liquidazione di **Voghera Energia Vendite** la *joint venture* tra ASM Voghera e Acea Energia. Si informa che l'Agenzia delle Dogane nel corso dell'esercizio ha proceduto:

- all'annullamento in autotutela, per gli anni 2009, 2010, 2011 e 2012, dell'avviso di pagamento ed irrogazione sanzioni di circa € 10 milioni oltre sanzioni notificati nel mese di febbraio 2014 (per complessivi € 25 milioni);
- alla chiusura in adesione per l'anno 2008 dell'accertamento con un versamento di € 124 mila a titolo di imposta, sanzione e interessi;
- ha notificato, in data 28 ottobre, un processo verbale di constatazione relativo all'esercizio 2010, nel quale si contesta unicamente il mancato versamento di accise ed imposte addizionali sulla fatturazione ad unico cliente per € 28 mila, oltre sanzioni per € 19 mila. La società chiederà a rimborso al cliente le maggiori somme accertate perché non versate dal cliente.

Con riferimento alle tariffe applicate al servizio di maggior tutela:

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

Nel corso del 2014 la vendita di energia elettrica sul mercato della Maggior Tutela è stata pari a 3.000 GWh con una riduzione tendenziale del 7,2%. Il numero dei punti di prelievo è pari a 1.023.316 unità (erano 1.071.557 al 31 dicembre 2013): la riduzione è connessa alla forte competizione sul mercato romano da parte dei principali *competitor* alla quale la società fa fronte attraverso una costante attività commerciale per il mantenimento della propria clientela.

La vendita di energia elettrica sul Mercato Libero si è attestata a 7.344 GWh per Acea Energia e 543 GWh per le *Joint Venture* di vendita, per un totale di 7.887 GWh con un decremento rispetto al 31 dicembre 2013 del 15,9%.

Inoltre Acea Energia ha venduto 103,5 milioni di standard metri cubi (smc) di gas a clienti finali e grossisti che hanno riguardato 154.601 punti di riconsegna (erano pari a 98.676 unità al 31 dicembre 2013).

Si comunica infine che, ai sensi della Delibera 637/2013/R/EEL dell'AEEGSI, è stato riconosciuto alla Società un importo di € 5,4 milioni relativamente al meccanismo di compensazione della morosità per i prelievi fraudolenti, a seguito dell'istanza presentata nel mese di giugno 2014; l'importo è stato effettivamente erogato in data 31 dicembre 2014.

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

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

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

Si evidenzia che in ottemperanza a quanto stabilito nella richiamata delibera, la Società ha provveduto in data 24 dicembre 2014 a comunicare all'Autorità l'avvenuta completa esecuzione degli impegni, fornendo altresì il relativo riscontro documentale.

Si informa che successivamente alla chiusura dell'esercizio Acea Energia:

- ha proposto ricorso al TAR Lombardia per ottenere l'annullamento della Delibera 670/2014 dell'AEEGSI poiché la componente tariffaria destinata a remunerare i costi di commercializzazione del servizio risulta del tutto inadeguata a garantire l'effettiva copertura dei medesimi;
- ha ricevuto, in data 25 febbraio 2015, la notifica dell'avvio di un procedimento istruttorio (rif.PS/9815) da parte dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (di seguito AGCM) ai sensi dell'art. 27, comma 3, del Decreto Legislativo 206 del 2005 (di seguito "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 (di seguito "Regolamento") adottato dall'Autorità con delibera del 5 giugno 2014. Il procedimento è stato aperto in conseguenza di una serie di segnalazioni ricevute dall'AGCM sia da parte di singoli clienti sia dall'Associazione di consumatori Adiconsum Toscana. Il procedimento in questione, ai sensi dell'art. 7 del Regolamento, si concluderà entro 150 giorni decorrenti dal 25 febbraio 2015. Acea Energia ha presentato richiesta di accesso agli atti del procedimento, con particolare riguardo al fascicolo istruttorio;
- ha ricevuto, in data 19 marzo 2015, l'avvio, da parte dell'AEEGSI, di un procedimento per l'adozione di provvedimenti sanzionatori e prescrittivi per mancata o tardiva erogazione di indennizzi automatici (deliberazione 111/2015/S/eel). Il termine di durata dell'istruttoria è di 180 giorni dalla data di notifica del provvedimento.

Cogenerazione

La gestione operativa di Ecogena, anche nel 2014, è stata concentrata su due principali aree: il monitoraggio tecnico-economico degli impianti in esercizio ed i nuovi progetti in corso di realizzazione.

Ecogena ha proseguito le attività di costruzione della nuova centrale di trigenerazione a servizio del complesso immobiliare "Europarco" a Roma in zona EUR; nel mese di luglio 2014 è stato avviato il servizio energia in favore del nuovo parco a tema "Cinecittà World" presso Castel Romano. Il servizio proseguirà in regime ridotto fino alla metà del prossimo anno quando si prevede di passare ad un regime di pieno funzionamento. Il servizio di fornitura energia è prevista contrattualmente per un periodo di 15 anni. Nel corso del secondo semestre dell'anno è ripreso l'esercizio a pieno regime della centrale di cogenerazione a servizio dello stabilimento Sigma Tau di Pomezia. La sospensione si era resa necessaria per svolgere delle verifiche tecnico-legali, ultimate con buon esito. Prosegue infine la realizzazione delle opere edili presso le aree dedicate alla costruzione del nuovo centro commerciale "Laurentino", a Roma in zona Laurentina/Tor Pagnotta. Visti i ritardi delle opere edili, si prevede di poter attivare il servizio energia non prima di Giugno 2017. Prosegue infine la campagna commerciale presso alcuni clienti di Acea Energia, appartenenti principalmente al segmento business, con l'intento di promuovere i servizi di efficienza energetica della Società. Si informa infine che la partecipata EurPower è stata posta in liquidazione nel mese di novembre 2014.

Area Industriale Idrico

Dati operativi e risultati economici e patrimoniali del periodo

Dati operativi*	U.M.	2014	2013 Restated	Variazione	Var. %
Volumi Acqua	Mm ³	540	566	(26)	(4,6%)
Energia Elettrica Consumata	GWh	557	535	22	4,1%
Fanghi Smaltiti	kTon	214	194	20	10,3%

* Valori quota Gruppo ACEA

Risultati economici e patrimoniali (€ milioni)	2014	2013 Restated	Variazione	Var. %
Ricavi	653,8	624,1	29,7	4,8%
Costi	361,6	343,3	18,3	5,3%
Margine operativo lordo	292,2	280,8	11,4	4,1%
Risultato operativo	221,0	205,3	13,1	6,4%
Dipendenti medi (n.)	2.413	2.423	(10)	(0,4%)
Investimenti	148,9	130,0	18,9	14,5%
Indebitamento finanziario netto	488,1	610,8	(122,7)	(20,1%)

L'EBITDA dell'Area si è attestato al 31 dicembre 2014 a € 292,2 milioni e registra una crescita di € 11,4 milioni rispetto a quello del 2013.

La variazione è influenzata:

- positivamente dall'iscrizione dei maggiori ricavi a seguito dell'applicazione del Metodo Tariffario Idrico (MTI) varato dall'AEEGSI con delibera 643/2013: le maggiori variazioni si spiegano soprattutto con riferimento all'EBITDA di ACEA Ato2 (+ € 15,7 milioni) ed ACEA Ato5 (+ € 6,8 milioni); giova ricordare che una parte dell'incremento è dovuta all'iscrizione dei conguagli relativi alle cd. partite passanti ovvero il riconoscimento in tariffa di alcune tipologie di costi dell'esercizio 2012 e 2013 e comprendono la copertura dei costi sostenuti per fronteggiare l'emergenza ambientale e altre componenti di costo (i.e. energia elettrica e oneri locali) oltre all'inflazione prevista dalla regolazione vigente;
- negativamente dall'iscrizione, avvenuta nel 2013, di fenomeni non ripetutisi nel 2014 e che riguardano: **i)** la componente FNI spettante alle società idriche toscane per il 2012 ed il 2013 nell'ambito della procedura di formazione delle tariffe 2012 e 2013 stabilita dall'articolo 6 della citata delibera; **ii)** l'attualizzazione del debito di GORI verso la Regione Campania che ha generato nel 2013 l'iscrizione di un provento (pari a € 15,0 milioni) in conseguenza della rideterminazione e riscadenziamento del debito per l'acquisto di acqua sulla base dell'Accordo sottoscritto nel mese di giugno tra GORI, la Regione e l'Ente d'Ambito. L'Accordo include un piano di rientro di durata ventennale con applicazione degli interessi legali (nella misura del 2,5%) solo a partire dall'undicesimo anno.

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

Con riferimento ai costi operativi si segnala una crescita complessiva di € 18,3 milioni. La crescita è essenzialmente attribuibile ad ACEA Ato2, prevalentemente in conseguenza dei maggiori costi derivanti dal contratto di servizio verso la Capogruppo (+ € 3,4 milioni) dall'incremento del canone di concessione (+ € 2,0 milioni), dai maggiori costi di acquisto energia (+ € 8,7 milioni) e per lo smaltimento fanghi (+ € 4,4 milioni).

Contribuiscono alla variazione anche (i) Laboratori + € 2,8 milioni per incrementi del costo del personale distaccato dalla società ACEA Ato2 (+ € 2,9 milioni) impiegato nelle attività di manutenzione della rete idrica, nelle attività tecniche amministrative per la gestione delle licenze

idriche nonché altri costi per prestazioni verso la stessa; (ii) ACEA Ato5 per un aumento dei costi energia (+ € 1,2 milioni) ed aumento degli oneri diversi di gestione in particolare dovuti alla rettifica consumi di anni precedenti. Tali incrementi sono parzialmente compensati dalla diminuzione dei costi operativi sostenuti dalle altre società, in particolare da Agua Azul Bogotà (- € 1,3 milioni).

Il costo del lavoro ammonta ad € 79,0 milioni e risulta diminuito, rispetto al 2013, di € 4,2 milioni sostanzialmente per effetto della crescita dei costi capitalizzati in conseguenza delle modifiche intervenute nel corso del 2014 in merito alle procedure di capitalizzazione dei costi interni. L'organico medio al 31 dicembre 2014 si riduce di 11 unità e si attesta a 2.413 unità.

L'indebitamento finanziario dell'Area si attesta al 31 dicembre 2014 a € 488,1 milioni e decresce di € 122,7 milioni soprattutto per le migliori performance fatte registrare da ACEA Ato2 e ACEA Ato5 in conseguenza delle azioni di contenimento del circolante che hanno riguardato, tra le altre, le fatturazioni dei conguagli pregressi. Di segno opposto sono invece i risultati dell'estero (+ € 7,6 milioni) e dei servizi di ingegneria (+ € 9,6 milioni).

Gli investimenti dell'Area si attestano a € 148,9 milioni (+ € 18,9 milioni) e sono stati registrati quasi esclusivamente da ACEA Ato2 (+€ 17,6 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 sono 75 rispetto ai 112 dell'intero ATO. Al 31 dicembre 2014 la situazione complessiva relativa al territorio gestito risulta essere la seguente:

Situazione acquisizioni	n° comuni
Comuni interamente acquisiti al S.I.I.	75
Comuni parzialmente acquisiti nei quali ACEA ATO 2 svolge uno o più servizi:	19
- di cui Comuni nei quali viene svolto il solo servizio del consorzio acquisito	5
- di cui Comuni parzialmente acquisiti ma con Soggetto Tutelato	3
- di cui Comuni parzialmente acquisiti	11
Comuni in cui ACEA ATO 2 non gestisce alcun servizio	13
Comuni che hanno dichiarato di non voler entrare nel S.I.I.*	5
* 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 Civitavecchia per il quale la Regione Lazio, con D.G.R. 318 del 10/10/2013, ha disposto l'esercizio dei poteri sostitutivi per il trasferimento del servizio idrico integrato al gestore unico dell'ATO 2, mediante la nomina di un Commissario ad acta. Si segnala inoltre che è stata di recente rinnovata l'Amministrazione Comunale per cui si è in attesa di comunicazioni riguardo gli indirizzi assunti sulla gestione del SII. Sul trasferimento del S.I.I. di Civitavecchia pendono tuttavia notevoli criticità di carattere patrimoniale, gestionale e autorizzativo su cui al momento non è ancora possibile anticipare ipotesi di sviluppo e risoluzione. Il 29 dicembre 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). Per i Comuni di Capranica Prenestina ed Olevano Romano, per i quali già veniva svolta l'attività di gestione della fognatura e depurazione, il trasferimento ad ACEA Ato2 del servizio idrico completa l'acquisizione del Servizio Idrico Integrato (SII), mentre per i restanti quattro Comuni si tratta dell'acquisizione del solo servizio idrico in attesa del completo trasferimento del SII che potrà avvenire solo successivamente alla messa a norma delle reti di fognatura e degli impianti di depurazione delle acque reflue.

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 6.084 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 2014 i principali **impianti di depurazione** hanno trattato un volume di acqua pari a circa 565 milioni di mc, con un incremento di circa il 3% rispetto al medesimo periodo dell'anno precedente. La produzione di fanghi, sabbie e grigliati relativa a tutti gli impianti gestiti, nel periodo di osservazione, è stata di oltre 160,0 mila tonnellate, con un incremento di circa il 10% rispetto al 2013.

Al 31 dicembre 2014 la Società gestisce un totale di 541 **impianti di sollevamento fognari**, di cui 173 nel Comune di Roma ed un totale di 174 impianti di depurazione di cui 33 nel Comune di Roma.

Con riferimento alla problematica relativa ai sequestri degli impianti di depurazione si informa che alla data del 31 dicembre 2014 risultano sotto sequestro n. 8 impianti e n. 5 scarichi non depurati.

A tal proposito si evidenzia che nel corso del mese di agosto: **(i)** è stata presentata in Tribunale l'istanza di dissequestro per il depuratore Colle Pisano; **(ii)** è stata rilasciata l'autorizzazione allo scarico di Valle Silla ed è stata presentata in Tribunale l'istanza di dissequestro con riferimento al dissequestro del depuratore Valle Silla e Pastene nel Comune di Rocca di Cave; **(iii)** il Tribunale Ordinario di Roma ha disposto il sequestro «del tratto di tubazione interrato sito nel piazzale Dunant civico 1 e della cameretta Acea» disponendo l'interdizione dell'esecuzione di opere di escavazione sull'area antistante. Il sequestro di natura probatoria è scaturito a seguito di decesso del caposquadra della ditta in appalto che stava lavorando, per conto Acea, all'interno della cameretta. Si ricorda, inoltre, che è ancora pendente il ricorso presso il TAR per il depuratore Colle Pisano di Monteporzio Catone per il quale la Provincia ha rilasciato l'autorizzazione a fine dicembre 2013, imponendo prescrizioni non attuabili nei tempi richiesti ed in contrasto con gli interventi di adeguamento precedentemente concordati in conferenza dei servizi. Tali prescrizioni saranno motivi aggiunti di ricorso al TAR. Anche per l'impianto di depurazione di Allumiere è pendente il ricorso presso il TAR per il depuratore Bolzella per il quale la Provincia ha rilasciato l'autorizzazione nel mese di febbraio 2014, imponendo limiti tabellari in contrasto con la natura del fosso e delle autorizzazioni rilasciate in precedenza. A marzo 2015 è stato dissequestrato il depuratore di Roma Est.

Per quanto riguarda la **tariffa**, si informa che con deliberazione 141/2014/R/idr del 27 marzo 2014, AEEGSI ha approvato i valori del moltiplicatore tariffario 2012 (pari a 1,025) e 2013 (pari a 1,053) proposti dalla Conferenza dei Sindaci riunitasi il 4 marzo 2014.

Con riferimento all'aggiornamento tariffario 2014 – 2015 AEEGSI ha approvato, con delibera 463/2014/R/idr del 25 settembre 2014, la proposta tariffaria 2014 e 2015 ed i relativi moltiplicatori tariffari sottoposti all'esame della Conferenza dei Sindaci del 10 luglio 2014; i moltiplicatori tariffari, pari rispettivamente a 1,148 e 1,251, prevedono un incremento annuale del 9% per entrambe le annualità tariffarie oggetto di approvazione.

Con la citata deliberazione l'Autorità ha effettuato le seguenti principali osservazioni:

- mancato riconoscimento dei costi sostenuti per le emergenze idriche riconducibili ai temi di potabilità delle fonti di approvvigionamento per un valore di € 0,24 milioni;
- accoglimento provvisorio degli altri costi sostenuti per le emergenze ambientali (€ 9,6 milioni) nelle more di ulteriori approfondimenti e in attesa degli esiti dei procedimenti giudiziari;
- accoglimento con prescrizione di mantenimento dell'isoricavo, in base ai volumi 2013 effettivamente rilevati, della modifica dell'articolazione tariffaria approvata dall'Ente d'Ambito fermo restando che l'AEEGSI si riserva di verificare, in sede applicativa, il rispetto dei criteri stabiliti dall'art. 39 della delibera 643/2013.

Inoltre, come stabilito dalla deliberazione 141/2014/R/idr di approvazione delle tariffe degli anni 2012 e 2013 dell'ATO 2 di Roma, la Conferenza, nell'ambito dell'attuazione del MTI, ha completato gli ulteriori approfondimenti richiesti in merito al dimensionamento della componente "FoNI", in rapporto al riconoscimento dei costi operativi programmati, in coerenza al vincolo ai ricavi del Gestore. Tale verifica ha comportato la conseguente modifica, accolta dall'AEEGSI, del valore della componente FoNI per il 2013, pur confermando i valori del VRG e del moltiplicatore tariffario già approvati per il biennio 2012 e 2013 e azzerando la componente FNI_{FoNI} per il 2013.

Al fine di contenere gli incrementi tariffari annuali l'Ente d'Ambito, con l'accordo del gestore, ha riallocato i conguagli riferiti alle annualità 2012 e 2013, prevedendone il recupero successivamente al 2015 per un importo pari a circa € 19 milioni.

Conseguentemente i ricavi del 2014, determinati sulla base delle determinazioni tariffarie assunte per il 2014, ammontano complessivamente a € 500,2 milioni comprensivi della stima dei conguagli delle partite passanti nonché dei differenziali rispetto a quanto iscritto negli esercizi 2012 e 2013.

ACEA Ato5

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

La gestione del servizio idrico integrato sul territorio dell'ATO 5 – Lazio Meridionale - Frosinone interessa un totale di 85 comuni (restano ancora da rilevare le gestioni ai Comuni di Atina, Paliano e Cassino Centro Urbano limitatamente al servizio idrico) per una popolazione complessiva di circa 480.000 abitanti, una popolazione servita pari a circa 460.000 abitanti ed un numero di utenze pari a circa 187.101. Nel corso del 2014 non sono state formalizzate nuove acquisizioni ma si segnala che il 17 settembre 2014 è stato sottoscritto con il Comune di Atina un protocollo di intesa al fine di chiudere definitivamente il contenzioso ancora pendente e procedere finalmente alla consegna degli impianti strumentali alla gestione del SII nel territorio comunale.

Per quanto riguarda il Comune di Paliano, nel mese di agosto 2014, ACEA Ato5 ha sottoposto ad AMEA – attuale gestore del servizio – un protocollo di intesa finalizzato alla risoluzione delle diverse problematiche aperte che hanno impedito sino ad oggi la formalizzazione del passaggio del SII.

Relativamente al Comune di Cassino, nel mese di dicembre 2014, il TAR Latina ha accolto il ricorso proposto dalla Società ordinando al Comune di concludere gli adempimenti entro novanta giorni dalla notifica (o, se anteriore, dalla comunicazione in via amministrativa della decisione) e, decorso inutilmente tale termine, dovrà provvedere un Commissario *ad acta* nominato con la stessa decisione.

Il sistema idrico - potabile è costituito da impianti e reti, di adduzione e distribuzione, che fanno capo a 6 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 201 gli impianti di sollevamento gestiti dalla società e, per quanto riguarda la depurazione, sono 111 gli impianti biologici gestiti oltre a 16 fosse Imhoff e 3 percolatori.

A seguito delle ricognizioni e del relativo censimento delle utenze allacciate alla rete fognaria (per effetto 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** relativa agli anni 2012 e 2013, approvata dalla Conferenza dei Sindaci il 5 marzo 2014, la Società ha iniziato a fatturare la tariffa corrispondente al moltiplicatore tariffario massimo ammissibile secondo la delibera AEEGSI 585/2012.

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

A seguito della diffida dell'AEEGSI all'Ente d'Ambito, il 14 luglio 2014 i Sindaci hanno deliberato l'approvazione del moltiplicatore tariffario per l'anno 2014 e 2015 nella misura massima provvisoriamente prevista dal metodo tariffario (rispettivamente 1,090 per il 2014 da applicarsi sulle tariffe 2013 e 1,090 per il 2015 da applicarsi sulle tariffe 2014), determinando tariffe provvisorie pari ad €/mc 1,680 per il 2014 e €/mc 1,831 per il 2015, "fermo restando che per quanto riguarda i valori di *theta* proposti dal gestore che determinano variazioni tariffarie nei termini assoluti superiori al limite previsto dal MTN, verrà disposta un'istruttoria da parte dell'AEEGSI".

E' stata deliberata inoltre la nuova articolazione tariffaria, che in base all'art. 39 dell'allegato A alla deliberazione 643/2013/R/idr, obbliga gli Enti d'Ambito o soggetto competente ad abolire il consumo minimo impegnato alle utenze domestiche.

I Sindaci hanno deliberato altresì "di trasmettere la deliberazione all'AEEGSI, unitamente alla documentazione posta all'ordine del giorno per la conseguente istruttoria, in ottemperanza della diffida dell'AEEGSI del 16 giugno 2014, di cui all'art. 5 comma 5.6 della deliberazione 643/2013/R/idr". La delibera della Conferenza dei Sindaci è stata pubblicata alla fine del mese di settembre 2014.

Il 19 febbraio 2015, nell'ambito dell'effettuazione degli approfondimenti istruttori di cui al comma 7.1 della delibera 585/2012, AEEGSI ha avanzato all'Ente d'Ambito una richiesta di chiarimenti e informazioni, da fornire entro il 6 marzo 2015.

Conseguentemente i ricavi del 2014 ammontano complessivamente, compresi i conguagli delle partite cd. passanti, a € 67,2 milioni e sono calcolati, così come avvenuto per gli esercizi 2012 e 2013, considerando il moltiplicatore tariffario contenuto nell'istanza del Gestore approvata dalla Conferenza dei Sindaci il 14 luglio 2014.

Con riferimento ai conguagli pregressi riferiti al periodo 2006 - 2011, quantificati dal Commissario ad acta in € 75,2 milioni (alla data del 31 dicembre 2014 tale ammontare è pari a € 64,6 milioni), si informa che ACEA Ato5, a partire dal mese di luglio u.s., ha iniziato a fatturare all'utenza. Si ricorda che, come indicato dalla delibera 643/2013, la fatturazione dei conguagli è prevista in tre annualità nel pieno rispetto delle modalità di recupero fissate.

Si rinvia per maggiori dettagli al paragrafo "Informativa sui servizi in concessione".

GORI

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

La rete idrica attualmente gestita si sviluppa per una lunghezza complessiva di 4.388 Km e si articola in una rete di adduzione primaria che si estende per 360 Km e in una rete di distribuzione di circa 4.028 Km, mentre la rete fognaria si estende per circa 2.298 Km.

Nella tabella di seguito riportata sono schematizzati i principali dati tecnici, ripartiti per servizio, rilevati al 31 dicembre 2014:

Dati Tecnici Esercizio 2014		
Comuni Gestiti	(n°)	76
Popolazione residente (ril. ISTAT al 1/1/ 2013)	(n°)	1 441 170
Rete idrica distribuzione	(Km)	4 028
Rete adduzione	(Km)	360
Totale Rete	(Km)	4 388
Sorgenti	(n°)	9
Pozzi	(n°)	67
Serbatoi	(n°)	183
Sollevamenti	(n°)	113
Servizio Fognatura		
Rete Fognaria	(Km)	2 298
Sollevamenti	(n°)	149
Servizio Depurazione		
Impianti	(n°)	12

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

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

Sulla base di quanto previsto dalla delibera 643/2013, le ipotesi assunte dal Commissario straordinario ai fini delle determinazioni tariffaria 2014-2015 ovvero delle regole tariffarie applicabili e dell'individuazione del quadrante di appartenenza hanno portato alla collocazione di GORI nel IV Quadrante, ciò in ragione di un rapporto tra investimenti necessari negli anni 2014-2017 e il valore delle infrastrutture esistenti maggiore del parametro ω , pari a 0,5 ed all'ipotesi assunta che intervenga una variazione sistemica dovuta al trasferimento delle opere regionali, ai sensi della delibera della Regione Campania n. 172/2013 del 03/06/2013 che ha disposto appunto il trasferimento delle "Opere Regionali".

Costituendo i precedenti assunti i presupposti da cui si è partiti per la determinazione del VRG 2014 iscritto in Bilancio, occorre altresì indicare le variazioni intervenute con impatto su tale Vincolo.

In primo luogo è da considerare l'entrata in vigore della Legge Regionale della Campania n.16/2014 "Interventi di rilancio e sviluppo dell'economia regionale nonché di carattere ordinamentale e organizzativo (collegato alla legge di stabilità regionale 2014)" che ai commi 88-91 dell'art.1 prevede che il trasferimento, in favore dei gestori del S.I.I. operanti in Campania, delle Opere

Regionali, avvenga solo all'esito di un periodo di efficientamento da attuarsi nel termine di trentasei mesi. Pertanto il trasferimento avverrà presumibilmente con l'avvio dell'esercizio 2018.

In secondo luogo, a seguito dell'ispezione effettuata dall'Autorità presso GORI in data 15 aprile 2014 sono emersi elementi di contestazione circa alcune assunzioni poste alla base del calcolo delle tariffe 2012 e 2013. I rilievi contestati hanno impatto irrilevante sui Vincolo 2012/2013 e sul teta e sono stati cautelativamente considerati ai fini della determinazione del vincolo 2014.

In particolare le violazioni dell'art. 7, comma 1, dell'Allegato A alla deliberazione 585/2012/R/idr e del punto 3.4.4 della determinazione 2/2012 TQI e dell'art. 8, comma 4, dell'Allegato A alla deliberazione 585/2012/R/idr e del punto 3.4.4 della determinazione 2/2012 TQI, hanno portato a rettificare i valori contestati in ModStratificazione e conseguentemente producendo un adeguamento del valore dei Capex.

Per l'anno 2014, si è conseguentemente determinato un VRG pari a € 174,2 milioni (quota Gruppo € 64,5 milioni) cui corrisponde un theta incrementale pari a 1,438 rispetto alla tariffa 2012.

Tali ricavi, analogamente a quelli degli esercizi 2012 e 2013, comprendono la differenza tra quello derivante dall'applicazione delle regole contenute nelle delibere 585/2012 e 643/2013 e quello massimo ammissibile in una prima fase: tale differenza ammonta complessivamente a € 39 milioni (quota Gruppo € 14,4 milioni).

I conguagli pregressi maturati al 31 dicembre 2011 ammontano complessivamente a € 79,4 milioni (quota Gruppo € 29,4 milioni) ed ammontavano inizialmente ad € 122,5 milioni (quota Gruppo € 45,3 milioni). Tali conguagli sono stati approvati, ai sensi dell'articolo 31 dell'Allegato A alla delibera 643/2013, dal Commissario Straordinario dell'Ente d'Ambito con delibera n. 43 del 30 giugno 2014. La delibera ha fissato altresì la tempistica di fatturazione in quattro anni di uguale importo. La diminuzione è conseguenza delle fatturazioni avvenute a decorrere dal mese di settembre 2014. Si evidenzia infine che per effetto dell'accordo attuativo stipulato in data 24 marzo 2014 tra la Regione Campania, il Commissario Straordinario dell'Ente d'Ambito Sarnese Vesuviano e la Società, che ha comportato la rideterminazione del debito verso la Regione Campania fissato a seguito dell'accordo di regolazione del 24 giugno 2013, i conguagli tariffari maturati fino al 2011 sono stati integrati di € 9,8 milioni (quota Gruppo € 3,6 milioni).

La Società ha provveduto ad accantonare tale ammontare per far fronte all'onere relativo all'adeguamento del valore dei crediti per le fatture da emettere per conguagli tariffari, in relazione ai tempi previsti per la fatturazione ed il recupero degli stessi. In conseguenza dell'emissione, nell'esercizio 2014, di parte dei conguagli di competenza ante 2011, la quota di fondo attualizzazione ritenuta eccedente è stata riclassificata al fondo svalutazione crediti al fine di fronteggiare il rischio relativo all'incasso delle cosiddette "partite pregresse".

Per quanto riguarda il prestito ponte di € 40 milioni scaduto il 30 giugno 2011 si informa che nel mese di aprile 2014 è stato sottoscritto il contratto di riscadenziamento del finanziamento ponte in mutuo pluriennale avente scadenza al 31 dicembre 2021. Tale accordo ha permesso di regolarizzare la posizione debitoria della Società con conseguenti effetti positivi in termini di miglioramento del rating e dell'accesso al credito bancario.

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 Programmazione 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 Ambientale n. 152/2006, con particolare riferimento agli artt. 147 e 172 e di recente 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 la 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. Infatti, tale attività nella fase transitoria, è prevista anche nell'Art. 19 comma 3 del disegno di Legge regionale 477/13 di riordino del SII, che rinvia alle previsioni del citato art. 172.

La Società gestisce il SII in 12 Comuni della Provincia di Benevento per una popolazione complessiva di circa 95.000 abitanti distribuiti su un territorio di 451 Km². Le utenze complessive ammontano a circa 45.000. Il servizio di fognatura e depurazione è fornito a circa l'80% degli utenti.

Attualmente la Società è impegnata nelle attività di acquisizione del Consorzio CABIB formato da sette Comuni.

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.

In data 11 febbraio 2015 l'AIT ha accolto, la proposta presentata dalla Società, di allungamento della concessione al 2026 che sarà pienamente efficace a seguito del consenso delle Banche finanziatrici.

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

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

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

I dati e le valutazioni contenuti nell'istanza di aggiornamento presentata dalla Società differiscono dalle elaborazioni approvate dall'assemblea dell'AIT relativamente alla formula utilizzata per il calcolo del moltiplicatore tariffario in quanto la Società ritiene non corretta e non rispettosa del principio del *full cost recovery* la formulazione adottata dall'AIT.

A seguito della modifica della formula per il calcolo del Theta, al fine di mantenere comunque l'incremento tariffario annuo del 6,5%, sono stati modificati i conguagli da recuperare nell'anno 2016. In sintesi le due proposte tariffarie differiscono nell'importo della parte di conguagli Rc traslata al 2016 ed in ultima analisi nell'importo complessivo dei ricavi da tariffa garantiti.

AEEGSI, con deliberazione 402/2014/R/idr del 31 luglio 2014, ha approvato i moltiplicatori tariffari per il 2014 ed il 2015 rispettivamente pari a 1,134 e 1,208; tali moltiplicatori tengono conto, considerata l'entità degli investimenti programmati, dell'utilizzo di vite utili dei cespiti più brevi rispetto a quelle regolatorie in conseguenza della facoltà esercitata dall'AIT di adottare gli ammortamenti finanziari.

I conguagli pregressi relativi all'annualità 2011 sono stati approvati dalla Autorità Idrica Toscana il 30 giugno 2014 con delibera n. 35 ed ammontano ad € 3,8 milioni (quota Gruppo € 1,7 milioni). L'AEEGSI con la deliberazione 402/2014 del 31 luglio 2014 ha approvato "le proposte tariffarie comunicate all'Autorità nelle more delle opportune verifiche istruttorie da parte dell'Autorità Idrica Toscana, relativamente alle osservazioni presentate da Acque S.p.A. le cui risultanze verranno eventualmente considerate a titolo di conguaglio". L'AIT ha accolto le osservazioni presentate dalla Società ed intende considerarle a titolo di conguaglio nel prossimo PEF. I ricavi del 2014 ammontano complessivamente, compresi i conguagli delle partite passanti, a € 125,9 milioni (quota Gruppo € 56,7 milioni).

Come noto, nel mese di ottobre 2006 Acque ha sottoscritto con una cordata di banche un contratto che prevede la concessione di un finanziamento complessivo di € 255,0 milioni destinato a coprire le esigenze finanziarie del piano di investimenti dal 2005 al 2021 pari a circa € 670,0 milioni. Al 31 dicembre 2013 il tiraggio effettivo era di € 218,0 milioni. A partire dal mese di giugno 2014 è iniziato il periodo di rimborso del finanziamento con quote semestrali crescenti secondo un profilo definito nel finanziamento stesso; l'ultima quota di rimborso è prevista nel mese di dicembre del 2021. Complessivamente i rimborsi effettuati nel 2014 sono stati pari a € 2,1 milioni; nel 2015 il rimborso complessivo sarà pari a € 8,3 milioni.

Publiacqua

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

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

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

L'AEEGSI, con deliberazione 402/2014/R/idr, ha approvato i moltiplicatori tariffari per il 2014 ed il 2015 rispettivamente pari a 1,101 e 1,171; tali moltiplicatori tengono conto, considerata l'entità degli investimenti programmati, dell'utilizzo di vite utile dei cespiti più brevi rispetto a quelle regolatorie in conseguenza della facoltà esercitata dall'AIT di adottare gli ammortamenti finanziari. Inoltre il vincolo ai ricavi garantiti include la valorizzazione della componente FNI^{new} calcolato sulla base del parametro ψ pari a 0,4.

Sulla base delle determinazioni tariffarie approvate sono stati calcolati i ricavi del 2014 che ammontano complessivamente, compresi i conguagli delle partite passanti, a € 201,8 milioni (quota Gruppo € 80,7 milioni).

Si informa che l'Autorità Idrica Toscana, con lettera del 27 settembre 2013, ha avviato la quarta revisione tariffaria relativa ai costi, annunciando la sua volontà di effettuarla sulle annualità 2010-2011, escludendo quindi il 2012, anno in cui è entrato in vigore il Metodo Tariffario Transitorio. Il processo di revisione si è concluso con la approvazione della delibera n. 36 del 30 giugno 2014: l'Autorità Idrica Toscana ha determinato un conguaglio di € 8,9 milioni (quota Gruppo € 3,6 milioni) inferiore di circa € 10 milioni (quota Gruppo € 4 milioni) rispetto a quanto stanziato nei precedenti

esercizi che rappresenta il recupero dei minori ammortamenti e della remunerazione del capitale investito che, vigente il MTN, venivano riconosciuti al Gestore ex ante.

Sotto il profilo delle fonti di finanziamento il 29 novembre 2012 la Società ha contratto un nuovo finanziamento ponte, della durata di 18 mesi meno un giorno, fino al 23 maggio 2014 di complessivi € 75,0 milioni di cui erogati complessivamente, alla data di sottoscrizione, € 60 milioni. In data 15 maggio 2014 la società ha inoltrato richiesta alla Banca Agente per la proroga della Scadenza Finale del Finanziamento alla data del 30 novembre 2014. La richiesta è stata accolta positivamente dalle Banche Finanziatrici e quindi si è provveduto ad apportare le modifiche necessarie al Contratto di Finanziamento.

Alla scadenza del finanziamento ponte la Società ha sottoscritto finanziamenti bilaterali per l'importo complessivo di € 92,5 milioni aventi scadenza (i) per € 55 milioni il 30 giugno 2015 e (ii) per € 37,5 milioni il 27 novembre 2015.

La Società ha avviato, inoltre, i contatti con le principali banche finanziatrici per valutare insieme la migliore soluzione percorribile per il finanziamento del Piano Economico Finanziario 2015-2021.

Acquedotto del Fiora

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

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

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

Con riferimento al processo di approvazione delle proposte tariffarie per gli anni 2014 e 2015, si informa che in data 8 aprile 2014, la Conferenza Territoriale n° 6 Ombrone dell'Autorità Idrica Toscana ha approvato il nuovo sviluppo tariffario e il Piano Economico Finanziario per il periodo 2014-2021, poi approvato successivamente dall'Assemblea dell'AIT del 24 aprile 2014. Il *theta*, rispetto all'anno precedente, è pari al 6,5% sia per il 2014 che per il 2015. Il 31 luglio 2014 l'AEEGSI ha ratificato il tutto con Deliberazione 402/2014/R/idr approvando i moltiplicatori tariffari per il 2014 ed il 2015 rispettivamente pari a 1,134 e 1,208; tali moltiplicatori tengono conto, considerata l'entità degli investimenti programmati, dell'utilizzo di vite utile dei cespiti più brevi rispetto a quelle regolatorie in conseguenza della facoltà esercitata dall'AIT di adottare gli ammortamenti finanziari. Inoltre il vincolo ai ricavi garantiti include la valorizzazione della componente FNI^{new} calcolato sulla base del parametro ψ pari a 0,5.

Al fine di contenere gli incrementi tariffari annuali l'Ente d'Ambito, con l'accordo del gestore, ha riallocato i conguagli riferiti alle annualità 2012 e 2013, prevedendone il recupero successivamente al 2015 per un importo pari a circa € 3,7 milioni (quota Gruppo € 1,5 milioni).

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

I ricavi del 2014 ammontano complessivamente, compresi i conguagli delle partite passanti, a € 90,1 milioni (quota Gruppo € 36,1 milioni).

Sul fronte finanziario si ricorda che la Società ha sottoscritto, in data 5 marzo 2012, la proroga, per ulteriori 18 mesi, ovvero fino a settembre 2013, del contratto di finanziamento ponte che è passato da € 80 milioni a € 92,8 milioni essendo stato erogato l'ulteriore importo di € 12,8 milioni. Infine in data 5 settembre 2013 è stata stipulata una ulteriore estensione del Bridge fino all'importo di € 105,0 milioni (quota Gruppo € 42,0 milioni) con scadenza 30 settembre 2014 necessario a coprire i fabbisogni della restante quota di nuovi investimenti 2013 e di buona parte degli investimenti previsti da Piano per il 2014. Le procedure che avrebbero auspicabilmente dovuto consentire, entro la scadenza del Bridge, il consolidamento dell'attuale debito in una struttura finanziaria a medio/lungo termine nonché assicurare la modesta finanza ancora necessaria per assicurare la completa realizzazione del Piano degli Interventi, erano in fase avanzata. Nel contempo, sulla scia

delle nuove evidenze regolatorie nonchè a valle della delibera dell'AIT sul nuovo MTI, la Società ha potuto procedere all'invio delle lettere d'invito alla procedura di selezione di uno o più Istituti Finanziari interessati al progetto, con scadenza del termine di presentazione delle offerte fissata per il 31 luglio 2014 prorogato poi, sulla base delle richieste degli stessi istituti, al 15 ottobre 2014. Stante la suddetta proroga dei termini di gara sul finanziamento di medio/lungo termine – essendo lo stesso necessario anche al rifinanziamento del *Bridge* in essere – la scadenza dello stesso Finanziamento "Ponte" prevista per il 30 settembre 2014 è risultata non più coerente e per tale ragione la Società, nel corso del mese agosto 2014, ha tempestivamente richiesto ed ottenuto una proroga della scadenza Bridge al 31 marzo 2015.

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 ha esercitato la sua attività su tutti i 38 Comuni costituenti gli ATO 1 e 2.

Con delibera 252/R/idr del 29 maggio 2014, l'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 2014 ammontano complessivamente, compresi i conguagli delle partite passanti, a € 60,9 milioni (quota Gruppo € 24,4 milioni).

Area Industriale Reti

Dati operativi e risultati economici e patrimoniali del periodo

Dati operativi	U.M.	2014	2013 Restated	Variazione	Var. %
Energia Elettrica distribuita	GWh	10.294	10.784	(490)	(4,5%)
Energia prodotta da impianti fotovoltaici	GWh	15	17	(2)	(11,4%)
TEE venduti/annullati	Nr.	92.698	3.578	89.120	2.490,8%
Nr. Clienti	N/000	1.623	1.627	(4)	(0,3%)
Km di Rete	Km	29.752	29.421	331	1,1%

Risultati economici e patrimoniali (€ milioni)	2014	2013 Restated	Variazione	Var. %
Ricavi	551,4	601,0	(49,6)	(8,3%)
Costi	298,1	343,7	(45,6)	(13,3%)
Margine operativo lordo	253,3	257,3	(4,0)	(1,6%)
Risultato operativo	158,4	161,0	(2,6)	(1,6%)
Dipendenti medi (n.)	1.377	1.400	(23)	(1,6%)
Investimenti	122,4	103,2	19,2	18,6%
Indebitamento finanziario netto	623,1	683,5	(60,4)	(8,8%)

L'EBITDA al 31 dicembre 2014 si è attestato a € 253,3 milioni e registra un decremento di € 4,0 milioni rispetto all'esercizio precedente.

La variazione è la combinazione: **(i)** della riduzione registrata da ACEA Distribuzione relativamente al primo margine dell'energia che diminuisce di € 10,6 milioni riconducibile principalmente alla nuova tariffa per impresa 2014, alla riduzione del margine Vaticano ed ai minori consumi. Tale diminuzione è solo in parte compensata dall'efficientamento dei costi operato dalla società; **(ii)** della riduzione dei margini del ramo fotovoltaico per € 1,4 milioni. I margini derivanti dalla pubblica illuminazione risultano sostanzialmente in linea con quelli dello scorso esercizio. Il costo del personale registra una riduzione di € 7,0 milioni rispetto al 2013 sostanzialmente per effetto della crescita dei costi capitalizzati in conseguenza delle modifiche intervenute nel corso del 2014 in merito alle procedure di capitalizzazione dei costi interni.

Con riferimento all'organico la consistenza media al 31 dicembre 2014 è pari a 1.377 unità inferiore di 23 unità rispetto al medesimo periodo del precedente esercizio, attribuibili principalmente ad ACEA Distribuzione.

L'indebitamento finanziario netto si è attestato alla fine del 2014 a € 623,1 milioni evidenziando un miglioramento di € 60,4 milioni principalmente dovuto alle azioni condotte sul circolante che hanno portato a maggiori incassi in prossimità della fine del 2014. Le variazioni positive sull'indebitamento finanziario riguardano sia ACEA Distribuzione (- € 41,1 milioni) che ARSE (- € 24,8 milioni).

Gli investimenti dell'Area si attestano a € 122,4 milioni e crescono di € 19,2 milioni. La variazione è interamente attribuibile ad ACEA Distribuzione, per effetto principalmente degli investimenti in sistemi informativi e degli interventi di ampliamento sulla rete AT, MT e BT.

Andamento della gestione

Distribuzione di energia elettrica

Bilancio dell'energia

Come evidenziato nella tabella sottostante, al 31 dicembre 2014 ACEA Distribuzione ha immesso in rete 10.953,6 GWh registrando una diminuzione pari al 3,79% rispetto al 2013.

GWh	2014	2013	Variazione %
Fonte A.U.	2.852,1	3.107,6	(8,22%)
Fornitura estera	432,1	431,5	0,13%
Mercato di maggior tutela	3.284,1	3.539,1	(7,20%)
Mercato libero	7.666,5	7.844,1	(2,26%)
Distributori sotesi	2,9	2,1	35,26%
Totale generale	10.953,6	11.385,3	(3,79%)

Tariffe per il servizio di trasporto

L'anno 2014 rappresenta il terzo 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).

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

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

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

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

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

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

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

Ulteriore novità introdotta a partire dal quarto ciclo regolatorio riguarda l'articolazione della tariffa in base ai punti di prelievo (ad eccezione 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 comunicazione ufficiale del 29 settembre 2014, ha rideterminato la tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica (delibera del 3 aprile n. 154/2014) per gli anni 2012-2014: nello specifico le tariffe 2012 e 2013 saranno incrementate dello 0,4% e quelle del 2014 dello 0,55%. Il Collegio dell'Autorità darà seguito a tale comunicazione entro il 30 marzo 2015, in occasione della comunicazione della tariffa di riferimento dell'anno 2015.

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

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

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

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

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

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

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

- perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione;

- perequazione dei ricavi per la fornitura dell'energia elettrica ai clienti domestici;
- perequazione dei costi di trasmissione;
- perequazione del valore della differenza tra perdite effettive e perdite standard.

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

Si segnala che il 20 maggio 2014, A2A Reti Elettriche S.p.A. ha presentato ricorso al TAR per la Lombardia chiedendo ed ottenendo l'annullamento di una serie di delibere che, a partire dalla delibera 559/2012, hanno revisionato i fattori di perdite standard e modificato gli algoritmi di calcolo della perequazione delle perdite eccedentarie. L'AEEGSI, con delibera 269/2014, ha proposto ricorso in appello verso il TAR per la Lombardia. Il Consiglio di Stato, accogliendo il ricorso presentato dall'AEEGSI, ha ripristinato la validità delle delibere 559/2012 e 608/2013.

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.

Nel nuovo Testo Integrato del Trasporto, l'AEEGSI ha previsto un meccanismo di riconoscimento in acconto, con cadenza bimestrale, dei saldi di perequazione relativi alla perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione e dei costi di trasmissione. Con la lettera di CCSE del 21 Febbraio 2014, sono stati comunicati gli acconti bimestrali riconosciuti ad ACEA Distribuzione per l'anno 2014 nonché le scadenze per le regolazioni di tali acconti.

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

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

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

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

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).

Con riferimento al meccanismo di integrazione dei ricavi previsto dalla delibera 607/2013 ACEA Distribuzione ha provveduto nei termini (31 marzo 2014) all'invio della richiesta di adesione.

L'AEEGSI non ha previsto l'estensione di tale meccanismo per l'anno 2014.

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

Obiettivi di efficienza energetica

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

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

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

Per quanto riguarda l'obiettivo 2013 – pari a 140.938 TEE – ACEA Distribuzione ha provveduto con comunicazione inoltrata al GSE in data 30 maggio 2014 all'annullamento di 92.698 TEE pari al 65% dell'obiettivo. In merito alla valorizzazione dei TEE annullati, l'AEEGSI ha comunicato con la determina DMEG/Efr/9/2014 il contributo tariffario pari a 110,27 €/TEE e un contributo tariffario preventivo per l'anno d'obbligo 2014 in 110,39 €/TEE. La rimanente quota dell'obiettivo in capo ad ACEA Distribuzione per il 2013 dovrà essere recuperata nel biennio successivo 2014-2015.

Vigilanza dell'AEEGSI

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

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

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

ACEA Distribuzione, ai sensi della delibera 243/2012/E/com, il 17 agosto 2013 ha presentato impegni utili al perseguimento dell'interesse tutelato dalle disposizioni che si assumono violate.

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

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

A fronte della richiesta di chiarimento pervenuta dall'AEEGSI e dell'incontro svolto con la stessa in data 25 giugno 2014, ACEA Distribuzione ha inviato una comunicazione nella quale ha:

- rappresentato l'avanzamento in merito all'allineamento tra misurato e fatturato per gli anni 2011 e 2012, impegnandosi a riportare i valori all'interno delle soglie consentite entro il successivo 31 ottobre 2014 (obiettivo conseguito nei tempi);

- chiarito le modalità di quantificazione degli oneri finanziari che la Società si era impegnata a riconoscere al Sistema;
- proposto l'ulteriore impegno – su esplicita richiesta dell'AEEGSI – di anticipare la pubblicazione delle misure verso gli utenti del dispacciamento.

Si rimane in attesa di una esposizione formale da parte dell'Autorità in merito a quanto proposto dalla Società.

Si segnala infine 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 le violazioni relative:

- al mancato rispetto dell'obiettivo di misuratori elettronici messi in servizio (95% al 30/06 dell'anno n+1 sui misuratori installati al 31/12 dell'anno n);
- all'obbligo di raccogliere i dati relativi ai registri di misura delle ore 24:00 dell'ultimo giorno di ogni mese.

Con tale delibera l'AEEGSI ha avviato un procedimento per accertare la violazione dell'art. 8 bis, dell'allegato A della deliberazione 292/06 ed ha fissato in 150 giorni il termine di durata dell'istruttoria. Il 6 maggio u.s. la Società ha presentato memoria difensiva nella quale ha prospettato il raggiungimento dell'obiettivo del 95% entro la fine dell'anno 2014. Anche in questo caso, si è in attesa di un riscontro formale da parte dell'Autorità relativamente a quanto esposto dalla Società.

In ultimo si riporta che nelle giornate del 16 e 17 settembre u.s. l'AEEGSI, in collaborazione con la Guardia di Finanza, ha effettuato, nei confronti di ACEA Distribuzione una verifica ispettiva in materia di erogazione del servizio di misura di energia elettrica ai sensi della delibera 239/2014/R/eel. Tale verifica, che si inserisce nell'ambito dell'indagine conoscitiva sul servizio di misura avviata con la delibera 475/2013/R/eel e conclusasi lo scorso 18 giugno, ha riguardato:

- il funzionamento del sistema di acquisizione dei dati di misura dell'energia elettrica prelevata dai clienti finali, nonché dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete da impianti di generazione;
- le modalità di validazione, registrazione e messa a disposizione delle misure dell'energia elettrica, sia nei confronti dei venditori che del GSE (in quest'ultimo caso i dati sono necessari all'erogazione degli incentivi a favore degli impianti di produzione alimentati con fonti rinnovabili);
- le modalità di ricostruzione delle misure mancanti;
- il funzionamento del sistema di misura dell'energia elettrica scambiata con le altre reti connesse alla propria rete;
- le informazioni circa i punti di prelievo sprovvisti di misuratore diversi dall'illuminazione pubblica;
- richieste di chiarimento su alcuni dati forniti per l'indagine conoscitiva del 18 giugno u.s.;
- i motivi del mancato invio al GSE, come da report dello stesso Gestore del 3 giugno 2014, di quota parte dei dati di misura del periodo 2007 - 1° trimestre 2014 relativi a impianti fotovoltaici incentivati.

In esito alla verifica ispettiva l'AEEGSI non ha formalizzato alcun rilievo formale alla gestione del processo di misura da parte di ACEA Distribuzione.

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 2014 Acea Illuminazione Pubblica ha realizzato complessivamente 797 punti luce su richiesta di Roma Capitale e 430 per clienti terzi tra i quali si segnalano quelli realizzati in Lungotevere Vittorio Gassman, Via Poggio Verde, e le stazioni del Pigneto e di Piazza dei Mirti.

Si segnala che, a seguito di numerosi furti di cavi avvenuti nell'anno, nel 2014 sono stati posati oltre 30 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.

Fotovoltaico, risparmio energetico e cogenerazione

Fotovoltaico

Successivamente alla cessione del ramo fotovoltaico avvenuta nel mese di dicembre 2012, ARSE possiede impianti per una potenza complessiva di poco superiore ai 13 MWp. Tali impianti hanno evidenziato una produzione complessiva nell'anno 2014 di 15,46 GWh.

Il settore è attualmente colpito da una serie di sviluppi normativi e regolatori che lasciano prevedere una flessione dei ricavi prodotti dagli impianti.

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

Inoltre, in relazione al decreto "spalma incentivi", la Società ha deciso di optare per la lettera c) del comma 3 dell'articolo 26 della Legge, ossia, fermo restando il periodo di riconoscimento ventennale, la tariffa è ridotta di una quota percentuale dell'incentivo riconosciuto alla medesima data, per la durata residua del periodo di incentivazione secondo la seguente quantità:

- 6 per cento per gli impianti aventi potenza nominale superiore a 200 kW e fino alla potenza nominale di 500 kW (ove per potenza nominale si intende la somma delle potenze delle singole sezioni incentivate);
- 7 per cento per gli impianti aventi potenza nominale superiore a 500 kW e fino alla potenza nominale di 900 kW (ove per potenza nominale si intende la somma delle potenze delle singole sezioni incentivate);
- 8 per cento per gli impianti aventi potenza nominale superiore a 900 kW (ove per potenza nominale si intende la somma delle potenze delle singole sezioni incentivate).

Risparmio energetico

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

Corporate

Risultati economici e patrimoniali del periodo

Risultati economici e patrimoniali (€ milioni)	2014	2013 Restated	Variazione	Var. %
Ricavi	122,8	111,1	11,7	10,5%
Costi	116,7	113,9	2,8	2,5%
Margine operativo lordo	6,1	(2,8)	8,9	(317,9%)
Risultato operativo	(21,5)	(26,5)	5,0	(18,9%)
Dipendenti medi (n.)	670	680	(10)	(1,5%)
Investimenti	14,2	11,9	2,3	19,3%
Indebitamento finanziario netto	(442,1)	(467,0)	24,9	(5,3%)

ACEA chiude l'esercizio 2014 con un livello di EBITDA positivo per € 6,1 milioni in miglioramento, rispetto al 31 dicembre 2013, di € 8,9 milioni essenzialmente per l'effetto combinato **(i)** dell'aumento dei ricavi per contratti di servizio, **(ii)** della diminuzione complessiva dei costi esterni in seguito all'adozione di politiche generali di contenimento dei costi e **(iii)** per l'iscrizione di alcune partite straordinarie. Si rileva che il 2013 era stato influenzato per € 4,9 milioni dal rilascio parziale degli importi accantonati per il secondo ciclo del Piano di Incentivazione a medio – lungo termine e di quelli accantonati a fronte di DPO destinati a Dirigenti e Quadri poiché gli obiettivi assegnati erano stati solo parzialmente conseguiti. Ne consegue che il reale aumento dei costi del personale ammonta a € 0,2 milioni.

L'organico medio al 31 dicembre 2014 si attesta a 670 unità e risulta essere in riduzione rispetto all'esercizio precedente (erano 680).

Gli investimenti si attestano a € 14,9 milioni e, rispetto al 31 dicembre 2013, registrano un aumento di € 2,3 milioni, attribuibili all'acquisto ed al potenziamento di software a supporto delle attività di amministrazione e di sicurezza aziendale.

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2014 è pari a € 442,1 milioni e registra un miglioramento rispetto alla chiusura dell'esercizio 2013 di € 24,9 milioni, in conseguenza **(i)** della regolazione finanziaria dei contratti di servizio e dei corrispettivi dovuti dalle società controllate nell'ambito dei contratti di tesoreria, **(ii)** dell'iscrizione dei dividendi 2013 deliberati dalle Società controllate, **(iii)** dallo svincolo di parte dell'*escrow account* istituito a garanzia degli impianti fotovoltaici ceduti nel 2012 ad RTR per € 4,9 milioni. Di contro si segnala **(i)** la distribuzione del saldo dei dividendi 2013 deliberati dall'Assemblea dei Soci in data 5 giugno 2014, **(ii)** il peggioramento delle valutazioni al cambio e del *fair value* degli strumenti finanziari (€ 18,2 milioni), nonché **(iii)** il fabbisogno generato dalle variazioni del circolante.

Attività di ACEA S.p.A.

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

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

Il rapporto *intercompany*, in attesa della rivisitazione dei contratti di tesoreria vigenti, che sono scaduti il 31 dicembre 2013 e sono stati prorogati fino a tutto il 31 dicembre 2014, si esplica attraverso:

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

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

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

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

I contratti precedenti vigenti erano validi per il triennio 2011 – 2013 e si basavano su corrispettivi contrattuali a prezzi di mercato e le quantità effettivamente erogate.

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

Il nuovo tariffario determina sostanzialmente una diminuzione di corrispettivi totali per quasi tutte le Società. Nel corso del terzo trimestre 2014 la maggior parte delle società del Gruppo hanno provveduto ad approvare, nei rispettivi Consigli di Amministrazione, i contratti di servizio.

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.

Fatti di Rilievo intervenuti nell'esercizio

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

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

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

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

Programma di emissioni obbligazionarie

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

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

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

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

ACEA S.p.A. – Assemblea degli azionisti

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

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

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

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

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

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

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

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

- Comitato Controllo e Rischi (Elisabetta Maggini, Paola Antonia Profeta, Giovanni Giani)

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

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

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

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

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

Acea: 200 milioni di euro dalla Banca Europea per gli Investimenti (BEI) per potenziare il servizio idrico di Roma e Lazio. Programmati 680 milioni di euro di investimenti complessivi

In data 4 agosto 2014 ACEA e BEI hanno siglato un accordo che prevede il finanziamento di 200 milioni di euro volto a coprire una parte significativa di investimenti che ACEA ha programmato nei prossimi 4 anni – pari a 680 mln di euro complessivi - per potenziare e rafforzare le infrastrutture del servizio idrico integrato dell'ambito territoriale ottimale del Lazio Centrale Ato2 (Roma e provincia di Roma). L'elenco delle realizzazioni finanziate da BEI – circa 30, tra grandi e piccoli interventi - comprende in particolare la costruzione di nuovi impianti o la riqualificazione di quelli esistenti per l'estrazione e il trattamento delle acque, la tutela delle fonti idriche, la costruzione e la riqualificazione degli invasi, il potenziamento dell'interconnessione tra gli acquedotti, il miglioramento della sicurezza e della qualità della risorsa idrica, l'ampliamento o il rifacimento delle reti idriche e fognarie, il potenziamento e la ristrutturazione di impianti di trattamento delle acque reflue.

Fatti di rilievo intervenuti successivamente alla chiusura dell'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.

Principali rischi e incertezze

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

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

Rischi Regolatori

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

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

Rischi operativi e ambientali

ACEA Ato2 – criticità connesse all'esistenza di scarichi 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 151 scarichi. Rimangono 95 scarichi ancora attivi di cui 62 inseriti in piani di intervento che sta curando ACEA Ato2 e 33 da eliminare a cura dei Comuni o della Regione con finanziamenti pubblici.

E' 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 62 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 variazione del regime idraulico.

Il Programma degli Interventi anzidetto 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 necessità 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 2014, 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.

Le attività di depurazione sono state interessate da attività di indagine da parte dell'Autorità Giudiziaria, nel contesto delle quali, sono stati emessi, nel corso dell'esercizio 2014, provvedimenti di sequestro per due depuratori; per uno di questi il provvedimento di sequestro è stato rimosso nel corso dell'esercizio.

Parimenti, sempre nel corso dell'esercizio, sono stati emessi provvedimenti di dissequestro per tre impianti.

Con riferimento ai grandi depuratori, permangono i provvedimenti di sequestro dell'impianto di Roma Nord e dell'impianto di Roma Est, con riferimento ai quali la Società, pur rivendicando la piena legittimità del proprio intercorso operato, ha proseguito il piano di manutenzione straordinaria e *revamping*, in un'ottica di fattiva collaborazione con le indicazioni provenienti dalle autorità coinvolte.

ACEA Ato2 – criticità del sistema idropotabile

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'elaborazione 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 pianificati e realizzati 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) e Fiano Romano.

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,

Tuttavia, seppur in presenza di tali interventi e di un favorevole andamento climatico, nel corso del 2014 si sono, nuovamente, registrate delle criticità nei comuni dei Colli Albani (Velletri, Genzano di Roma, Lanuvio ed Ariccia) per lo più legate alla configurazione delle infrastrutture impiantistica e di rete asservita al territorio, per le quali la Società sta valutando le idonee misure da porre in essere.

Area Energia

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

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

Area Reti

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

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

Circa il **rischio relativo all'efficacia degli investimenti** discende in primis dalla sempre più stringente disciplina dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 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, a fronte di un totale di 1240 visite effettuate.

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

L'Unità Sicurezza e Tutela di ACEA S.p.A. ha in corso l'implementazione di un sistema di rating dei Fornitori nel quale entra in gioco anche l'indicatore suddetto.

È in atto un sistema di valutazione relativo alle prestazioni affidate ai professionisti esterni coinvolti nelle attività di progettazione ed esecuzione dei lavori.

Circa **il rischio relativo al rispetto dei tempi** esso deriva dalla numerosità dei soggetti che devono essere interpellati nei procedimenti di autorizzazione e dalla notevole incertezza sui tempi di risposta da parte di tali soggetti; il rischio è insito nella possibilità di dinieghi e/o nelle condizioni tecniche che i predetti soggetti possono porre (ad esempio realizzazione di impianti interrati anziché "fuori terra", con conseguente maggior costo di impianto e di esercizio). Si fa notare anche il maggior costo operativo derivante dalla notevole durata dei procedimenti, che costringe le strutture operative ad un presidio impegnativo (elaborazione e presentazione di approfondimenti di progetto, valutazioni ambientali, ecc.), nonché alla partecipazione a conferenze di servizi e incontri tecnici presso gli Uffici competenti. Il rischio sostanziale resta, comunque, legato al mancato ottenimento di autorizzazioni, con conseguente impossibilità di adeguare gli impianti e conseguente maggior rischio legato alle performance tecniche del servizio (al presente, 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 Industriale Energia.

L'analisi e la gestione dei rischi è effettuata secondo un processo di *Risk Management* che prevede l'esecuzione di attività, con periodicità differente (annuale, mensile e settimanale), svolte dal Comitato Rischi, dall'Unità *Risk Control* e dai *Risk owner*. In particolare:

- annualmente devono essere definite le misure degli indicatori di rischio, ossia dei limiti, che devono essere rispettati nella gestione del portafoglio. Tali attività sono in carico al Comitato Rischi che approva la proposta di *Risk Control*;
- mensilmente, 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. Quando richiesto dal Sistema di Controllo Interno, *Risk Control* è responsabile dell'invio all'Unità *Internal Audit* di ACEA S.p.A. delle informazioni richieste nel formato adeguato.

I limiti di rischio dell'Area industriale 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 il rischio legato alla variazione dei volumi effettivamente venduti rispetto ai volumi previsti dai contratti di vendita ai clienti finali (profili di vendita). L'obiettivo dell'analisi e gestione dei rischi è in linea generale quello di assicurare il raggiungimento degli obiettivi finanziari del Gruppo ACEA; in particolare:

- proteggere il Primo Margine contro imprevisti e sfavorevoli shock di breve termine del mercato dell'Energia Elettrica e del Gas Naturale che abbiano impatti sui ricavi o sui costi;
- identificare, misurare, gestire e rappresentare l'esposizione al rischio della società Acea Energia;
- ridurre i rischi attraverso la predisposizione e l'applicazione di adeguati controlli interni, procedure, sistemi informativi e competenze.
- delegare ai Risk Owner il compito di proporre le opportune strategie operative 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 dei 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 tasso di interesse

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

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

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

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

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

Rischio liquidità

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

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

Rischio di credito

ACEA ha emanato già nel 2012 le linee guida della *credit policy* con le quali sono state individuate differenti strategie di gestione dei crediti attraverso criteri di flessibilità in funzione della segmentazione della clientela. Il rischio credito viene gestito tenendo conto sia della tipologia dei clienti (pubblici e privati) sia dei comportamenti disomogenei dei singoli clienti (*score comportamentale*). La gestione dinamica delle strategie di recupero è effettuata attraverso un sistema gestionale del credito, implementato negli ultimi anni sulle principali società del Gruppo. 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 corso del 2014 il Gruppo ha proseguito a porre in essere operazioni di cessione pro soluto, rotativa e spot, di crediti verso clienti privati e Pubbliche Amministrazioni. Tali operazioni hanno pertanto dato luogo all'integrale eliminazione dal bilancio delle corrispondenti attività oggetto di cessione essendo stati trasferiti i rischi e i benefici ad esse connesse.

Rischi connessi al rating

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

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

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

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

Evoluzione prevedibile della gestione

I risultati raggiunti dal Gruppo ACEA nel 2014 sono superiori alle previsioni.

Nel **settore ambiente**, il posizionamento complessivo di ARIA, titolare, direttamente o per il tramite della controllata SAO, di importanti infrastrutture impiantistiche destinate alla produzione di energia elettrica dal recupero dei rifiuti, consente di valutare, in termini positivi, le prospettive aziendali, sia nel breve che nel medio periodo. Ciò anche in considerazione del potenziamento delle infrastrutture impiantistiche per il recupero energetico che il Gruppo intende eseguire presso l'impianto di termovalorizzazione di San Vittore in cui saranno avviati gli interventi già autorizzati dalla Regione Lazio. È infatti sempre critica la situazione in cui versa il territorio della Regione Lazio in relazione allo smaltimento dei rifiuti resa particolarmente evidente dalla gestione commissariale introdotta, in forza di quanto previsto dall'art. 1 commi 358 e 359 della L. 228/2012, con il decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Mare del 3 gennaio 2013, concernente la situazione di grave criticità nella gestione dei rifiuti urbani nella Provincia di Roma. In tale contesto sono stati infatti previsti nel Piano Industriale nuovi investimenti volti a potenziare ulteriormente sia la propria capacità di produzione di Cdr e termovalorizzazione che di compostaggio con l'obiettivo di diventare il terzo operatore nazionale nel settore del trattamento industriale dei rifiuti. Con riferimento al sequestro dell'impianto di Kyklos, in conseguenza dell'incidente mortale avvenuto il 28 luglio, verranno poste in essere tutte le azioni utili a garantire la ripresa delle attività nel corso del 2015.

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

Nel settore dei **servizi idrici** obiettivo prioritario è l'attuazione delle azioni necessarie al contenimento del circolante. Nell'ambito del progetto Acea 2.0 la gestione delle reti idriche a Roma e Frosinone saranno le prime ad essere interessate dal processo di digitalizzazione, a partire dalla selezione dei fornitori, che dovranno obbligatoriamente adottare la nuova metodologia di lavoro digitale.

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

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

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

Il Gruppo ACEA continuerà ad impegnarsi in un'opera 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 con particolare riguardo a quelli di *billing* nonché all'introduzione del *work force management*.

La struttura finanziaria del Gruppo ACEA risulta solida per gli anni futuri, in quanto l'intera posizione debitoria alla data del 31 dicembre risulta posizionata sul lungo termine con una vita media di circa 7,6 anni. Il debito è regolato per il 64,2% a tasso fisso in modo da garantire la protezione da eventuali rialzi dei tassi di interesse nonché da eventuali volatilità finanziarie o creditizie.

ACEA dispone alla data odierna di linee di credito *committed* e *uncommitted* per circa € 1,1 miliardi di cui aventi scadenza oltre il 2015 per € 300 milioni.

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

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

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 di esercizio chiuso al 31 dicembre 2014 pari a € 89.601.433,50 come segue:

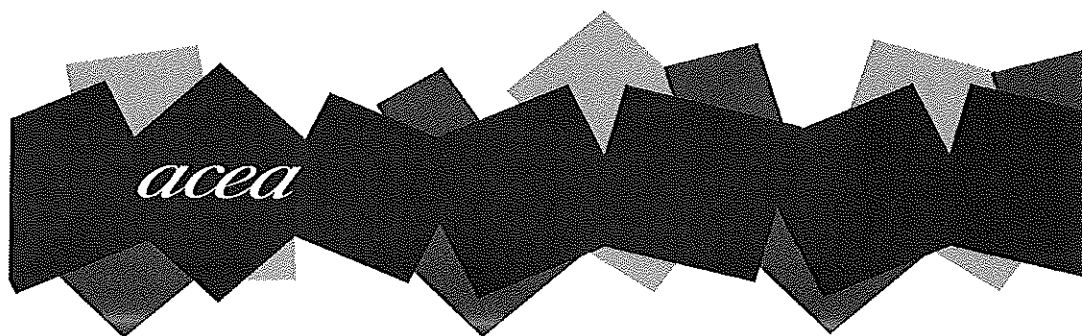
- € 4.480.071,67, pari al 5% dell'utile, a riserva legale,
- € 85.100.774,04 ai Soci, corrispondenti ad un dividendo unitario di € 0,3996,
- € 20.587,78 a utili a nuovo.

Si propone inoltre di distribuire l'importo di € 10.733.430,96, corrispondenti ad un dividendo unitario di € 0,0504, tramite utilizzo delle riserve formate con utili di esercizi precedenti.

Il dividendo complessivo (cedola n. 16) di € 95.834.205,00, pari a € 0,4500 per azione, sarà messo in pagamento a partire dal 24 giugno 2015 con stacco cedola in data 22 giugno e record date il 23 giugno.

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

ACEA S.p.A.
Il Consiglio di Amministrazione



ACEA DISTRIBUZIONE S.p.A.

**Bilancio d'esercizio chiuso al
31 dicembre 2014**



ACEA Distribuzione S.p.A.
Sede legale in Roma – Piazzale Ostiense 2
Capitale Sociale € 345.000.000 i.v.
Registro delle imprese in Roma e codice fiscale 05816611007
R.E.A. di Roma 930820
Partita Iva 05816611007
Soggetto che esercita la direzione ed il coordinamento ai sensi dell'art.
2497 bis c.c.:
ACEA S.p.A. CF 05394801004

CARICHE SOCIALI

Consiglio di Amministrazione

Sandro Cecili ¹	Presidente
Andrea Bossola ²	Consigliere
Tiziana Buonfiglio	Consigliere
Giancarlo Cremonesi	Consigliere
Aldo Stracqualursi	Consigliere

Collegio Sindacale

Andrea Collalti	Presidente
Gianluca Vagnani	Sindaco Effettivo
Nicola Lorito	Sindaco Effettivo
Roberto Cadoni	Sindaco Supplente
Giovanni Pizzolla	Sindaco Supplente

Società di Revisione

Reconta Ernst & Young S.p.A.

¹ Nominato dal CdA il 05 settembre 2014

² Nominato dal CdA il 26 novembre 2013 e rassegnato le dimissioni solo dalla carica di Presidente in data 05.09.2014.



Forma e struttura

Informazioni generali

Il bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2014 è stato redatto in conformità alla normativa prevista dal codice civile agli articoli 2423 e seguenti.

Il bilancio di esercizio è costituito dallo stato patrimoniale (preparato in conformità allo schema previsto dagli articoli 2424 e 2424-bis Codice Civile, integrato dall'articolo 2423-ter Codice Civile), dal conto economico (preparato in conformità allo schema di cui agli articoli 2425 e 2425-bis Codice Civile, integrato dall'articolo 2423-ter Codice Civile) e dalla presente nota integrativa, che fornisce le informazioni richieste dall'articolo 2427 Codice Civile, nonché dalle altre norme che richiamano informazioni e notizie che devono essere inserite nella nota integrativa stessa.

Vengono inoltre fornite tutte le informazioni complementari ritenute necessarie a dare una rappresentazione veritiera e corretta, anche se non richieste da specifiche disposizioni di legge.

I dati patrimoniali ed economici sono comparati con quelli di chiusura del precedente esercizio, tuttavia, laddove necessario, si è proceduto ad effettuare delle riclassifiche di alcune voci di bilancio dell'esercizio posto a confronto con quello in chiusura al fine di assicurare la comparabilità tra i due esercizi. Come previsto dall'articolo 2423 ter, 5° comma, c.c., tale adattamento è stato commentato nella presente nota integrativa.

I valori esposti negli schemi di bilancio sono in euro, mentre quelli della nota integrativa sono espressi in migliaia di euro.

Il bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2014 è sottoposto a revisione contabile legale.

Criteri di valutazione e principi contabili

Criteri di valutazione

I criteri di valutazione adottati per la redazione del bilancio d'esercizio sono conformi alle norme di legge, previste dal decreto legislativo 127/91, interpretate ed integrate dai principi contabili enunciati dall'Organismo Italiano Contabilità (OIC) e non si discostano da quelli utilizzati per la formazione del bilancio del precedente esercizio, in particolare nelle valutazioni e nella continuità dei medesimi principi.

La valutazione delle voci di bilancio è stata fatta ispirandosi a criteri generali di prudenza e competenza, nella prospettiva della continuazione dell'attività nonché tenendo conto della funzione economica dell'elemento dell'attivo o del passivo considerato.

L'applicazione del principio di prudenza ha comportato la valutazione individuale degli elementi componenti le singole poste o voci delle attività o passività, per evitare compensi tra perdite che dovevano essere riconosciute e profitti da non riconoscere in quanto non realizzati.

In ottemperanza al principio di competenza, l'effetto delle operazioni e degli altri eventi è stato rilevato contabilmente ed attribuito all'esercizio al quale tali operazioni ed eventi si riferiscono, e non a quello in cui si concretizzano i relativi movimenti di numerario (incassi e pagamenti).

La continuità di applicazione dei criteri di valutazione nel tempo rappresenta elemento necessario ai fini della comparabilità dei bilanci della società nei vari esercizi.

La valutazione, tenendo conto della funzione economica dell'elemento dell'attivo o del passivo considerato, che esprime il principio della prevalenza della sostanza sulla forma - obbligatoria laddove non espressamente in contrasto con altre norme specifiche sul bilancio - consente la rappresentazione delle operazioni secondo la realtà economica sottostante gli aspetti formali.

Nel corso dell'esercizio non si sono verificati casi eccezionali che abbiano reso necessario il ricorso alla deroga di cui al quarto comma dell'articolo 2423 codice civile.

Pertanto, la valutazione delle voci di bilancio è stata effettuata nel pieno rispetto delle disposizioni previste dall'articolo 2426 codice civile.



Di seguito vengono illustrati i principali criteri di valutazione adottati nella formazione del bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2014.

Immobilizzazioni immateriali

L'articolo 2426, numero 1, codice civile prevede che "le immobilizzazioni sono iscritte al costo di acquisto o di produzione".

L'articolo 2426, numero 2, codice civile prevede che "il costo delle immobilizzazioni, materiali e immateriali, la cui utilizzazione è limitata nel tempo deve essere sistematicamente ammortizzato in ogni esercizio in relazione con la loro residua possibilità di utilizzazione".

L'articolo 2426, numero 5, codice civile prevede che "i costi di impianto e di ampliamento, i costi di ricerca, di sviluppo e di pubblicità aventi utilità pluriennale possono essere iscritti nell'attivo con il consenso, ove esistente, del collegio sindacale e devono essere ammortizzati entro un periodo non superiore a cinque anni. Fino a che l'ammortamento non è completato possono essere distribuiti dividendi solo se residuano riserve disponibili sufficienti a coprire l'ammontare dei costi non ammortizzati".

L'articolo 2426, numero 6, codice civile prevede che "l'avviamento può essere iscritto nell'attivo con il consenso, ove esistente, del collegio sindacale, se acquisito a titolo oneroso, nei limiti del costo per esso sostenuto e deve essere ammortizzato entro un periodo di cinque anni. È tuttavia consentito ammortizzare sistematicamente l'avviamento in un periodo limitato di durata superiore, purché esso non superi la durata per l'utilizzazione di questo attivo e ne sia data adeguata motivazione nella nota integrativa".

I costi iscritti in precedenti esercizi nel conto economico non possono essere ripresi e capitalizzati nell'attivo dello stato patrimoniale, in conseguenza di condizioni che non sussistevano all'epoca e che pertanto non ne avevano consentito la capitalizzazione.

La capitalizzazione degli oneri finanziari è ammessa con riferimento al periodo di fabbricazione, inteso come il tempo che intercorre tra l'esborso dei fondi al fornitore e il momento in cui il bene è pronto per l'uso. Il limite della capitalizzazione degli oneri finanziari è rappresentato dal valore recuperabile del bene.

Gli oneri pluriennali possono essere iscritti nell'attivo dello stato patrimoniale solo se:



- è dimostrata la loro utilità futura;
- esiste una correlazione oggettiva con i relativi benefici futuri di cui godrà la società;
- è stimabile con ragionevole certezza la loro recuperabilità.

Essendo la recuperabilità caratterizzata da alta aleatorietà, essa va stimata dando prevalenza al principio della prudenza.

I beni immateriali sono iscritti nell'attivo patrimoniale solo se sono soddisfatte le seguenti condizioni:

- sono individualmente identificabili;
- il costo è stimabile con sufficiente attendibilità.

Un bene immateriale è individualmente identificabile quando è separabile, ossia può essere separato o scorporato dalla società e pertanto può essere venduto, trasferito, dato in licenza o in affitto, scambiato, sia individualmente sia insieme al relativo contratto, attività o passività.

I beni immateriali rappresentano, di norma, diritti giuridicamente tutelati.

Il valore delle immobilizzazioni immateriali è rettificato dagli ammortamenti. Le immobilizzazioni immateriali sono ammortizzate sistematicamente e la quota di ammortamento imputata a ciascun esercizio si riferisce alla ripartizione del costo sostenuto sull'intera durata di utilizzazione.

L'ammortamento decorre dal momento in cui l'immobilizzazione è disponibile e pronta per l'uso.

Le immobilizzazioni in corso non sono oggetto di ammortamento. Il processo di ammortamento inizia nel momento in cui tali valori sono riclassificati alle rispettive voci di competenza delle immobilizzazioni immateriali.

Le immobilizzazioni immateriali, costituite da beni immateriali, possono essere rivalutate solo nei casi in cui leggi speciali lo richiedano o lo permettano.

Il limite massimo della rivalutazione di un'immobilizzazione immateriale è il valore recuperabile dell'immobilizzazione stessa che in nessun caso può essere superato.



In particolare:

- la concessione viene sistematicamente ammortizzata per un periodo corrispondente alla sua durata normativa pari a 30 anni, ed in scadenza al 2030;
- i costi per i diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno sono ammortizzati sulla base di un periodo di futura utilità di tre anni;
- i costi per ricerca e sviluppo sono ammortizzati sulla base di un periodo di futura utilità di cinque anni.

Immobilizzazioni materiali

L'articolo 2426, numero 1, codice civile prevede che le immobilizzazioni siano iscritte al costo di acquisto o di produzione. Nel costo di acquisto si computano anche i costi accessori. Il costo di produzione comprende tutti i costi direttamente imputabili all'immobilizzazione materiale. Può comprendere anche altri costi, per la quota ragionevolmente imputabile all'immobilizzazione, relativi al periodo di fabbricazione e fino al momento dal quale il bene può essere utilizzato; con gli stessi criteri possono essere aggiunti gli oneri relativi al finanziamento della fabbricazione, interna o presso terzi.

I costi sostenuti per ampliare, ammodernare o migliorare gli elementi strutturali di un'immobilizzazione materiale, incluse le modifiche apportate per aumentarne la rispondenza agli scopi per cui essa è stata acquisita, sono capitalizzabili se producono un aumento significativo e misurabile della capacità produttiva, sicurezza o vita utile. Se tali costi non producono questi effetti, sono trattati come manutenzione ordinaria e addebitati al conto economico.

Il rinnovo comporta una sostituzione e può riguardare uno specifico cespite, ovvero un'immobilizzazione materiale che costituisce un'unità tecnico-contabile. La sostituzione di un'immobilizzazione comporta la capitalizzazione del costo di acquisizione della nuova unità, mentre il valore netto contabile dell'unità sostituita è stornato, imputando l'eventuale minusvalenza alla voce B14 "oneri diversi di gestione" del conto economico. Il rinnovo può tuttavia riguardare anche solo parte di un'immobilizzazione materiale per mantenerne l'integrità originaria. In questo caso i costi sostenuti a tale scopo sono costi di manutenzione ordinaria.

In tema di manutenzione si può distinguere tra (a) manutenzione ordinaria e (b) manutenzione straordinaria.

La manutenzione ordinaria è costituita dalle manutenzioni e riparazioni di natura ricorrente (ad esempio, pulizia, verniciatura, riparazione, sostituzione di parti



deteriorate dall'uso) che vengono effettuate per mantenere i cespiti in un buono stato di funzionamento. I costi di manutenzione ordinaria sono rilevati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

La manutenzione straordinaria si sostanzia in ampliamenti, modifiche, sostituzioni e altri miglioramenti riferibili al bene che producono un aumento significativo e tangibile: o di produttività o di sicurezza o un prolungamento della vita utile del cespite. I costi di manutenzione straordinaria rientrano tra i costi capitalizzabili.

L'articolo 2426, numero 2, codice civile prevede che il costo delle immobilizzazioni, materiali e immateriali, la cui utilizzazione è limitata nel tempo deve essere sistematicamente ammortizzato in ogni esercizio in relazione con la loro residua possibilità di utilizzazione.

Le immobilizzazioni materiali sono ammortizzate sistematicamente e la quota di ammortamento imputata a ciascun esercizio deve riferirsi alla residua possibilità di utilizzazione del relativo cespite. La sistematicità dell'ammortamento è definita nel piano di ammortamento, che deve essere funzionale alla residua possibilità di utilizzazione dell'immobilizzazione.

L'ammortamento è calcolato anche sui cespiti temporaneamente non utilizzati.

Tutti i cespiti sono ammortizzati tranne (a) alcuni fabbricati civili e (b) i cespiti la cui utilità non si esaurisce, come i terreni e le opere d'arte.

L'ammortamento inizia dal momento in cui il cespite è disponibile e pronto per l'uso.

Le immobilizzazioni materiali possono essere rivalutate solo nei casi in cui leggi speciali lo richiedano o lo permettano.

Le immobilizzazioni materiali nel momento in cui sono destinate all'alienazione sono riclassificate nell'attivo circolante e quindi valutate al minore tra il valore netto contabile e il valore di realizzazione desumibile dall'andamento del mercato.

Immobilizzazioni finanziarie

Le partecipazioni iscritte in questa voce si riferiscono ad investimenti di carattere durevole e sono valutate con il metodo del costo.

Il costo delle partecipazioni viene rettificato per perdite durevoli di valore nel caso in cui le partecipate abbiano sostenuto perdite e non siano prevedibili nel futuro utili o incrementi di valore di entità tale da assorbire le perdite sostenute. Il valore di carico originario viene ripristinato negli esercizi successivi se vengono meno i motivi della svalutazione effettuata.



Rientrano tra le immobilizzazioni finanziarie i crediti che non hanno natura commerciale che potranno essere riscossi (o smobilizzati) solamente in un arco di tempo medio-lungo, che comunque supera sempre i dodici mesi.

Rimanenze

Le rimanenze di magazzino rappresentano beni destinati alla vendita o che concorrono alla loro produzione nella normale attività della società.

Le rimanenze sono iscritte al minore tra il costo di acquisto ed il corrispondente valore che emerge dall'andamento del mercato; il costo viene determinato applicando il metodo del costo medio ponderato continuo.

I beni non più utilizzabili e/o obsoleti sono svalutati in relazione alle possibilità di utilizzo.

Crediti

I crediti, tutti in euro, sono iscritti al loro presumibile valore di realizzazione.

Vengono classificati tra le Immobilizzazioni se destinati ad essere utilizzati durevolmente, in ossequio al disposto dell'articolo 2424-bis cod. civ., e, in caso contrario, confluiscono tra le voci dell'Attivo Circolante.

L'adeguamento del valore nominale dei crediti al valore presunto di realizzo è ottenuto mediante apposito fondo svalutazione crediti, tenendo in considerazione le condizioni economiche generali, di settore.

I crediti verso clienti si riferiscono all'importo fatturato che, alla data di bilancio, risulta ancora da incassare nonché alla quota di crediti per ricavi di competenza dell'esercizio 2014 relativi a fatture che saranno emesse nell'esercizio successivo.

Crediti tributari

L'articolo 2424 del codice civile, come modificato dal D.lgs. 6/2003, prevede la separata indicazione in bilancio dei crediti tributari.

In tale voce sono indicati tutti i crediti che la società vanta nei confronti dell'erario. Avendo la società aderito al consolidato fiscale, tale voce non accoglie eventuali crediti IRES contabilizzati in una apposita voce chiamata "Crediti verso controllante per IRES di consolidato", nei crediti verso controllanti, se non per la porzione relativa all'addizionale IRES (6,5% per il solo esercizio 2014) per la quale gli obblighi di liquidazione e versamento rimangono a carico del singolo soggetto di imposta.

Se presente continuerà ad essere indicato il credito verso l'erario per IRAP.



Imposte anticipate

In ossequio a quanto disposto dall'articolo 2424 del codice civile, così come modificato dal D.lgs. 6/2003, viene data separata indicazione in bilancio delle imposte anticipate (al netto delle imposte differite compensabili).

Le imposte sul reddito anticipate e differite, sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività determinati secondo criteri civilistici e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali. L'iscrizione delle imposte anticipate è subordinata alla ragionevole certezza della loro recuperabilità anche in funzione dell'esistenza, negli esercizi futuri in cui si riverseranno le differenze temporanee deducibili che hanno portato all'iscrizione delle imposte anticipate, di un reddito imponibile non inferiore all'ammontare delle differenze che si andranno ad annullare. Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono compensate se riferite ad imposte legalmente compensabili. Il saldo della compensazione, se è attivo, è iscritto alla voce "Crediti verso altri"; se passivo, alla voce "Fondo per imposte differite".

Disponibilità liquide

Nel gruppo di società la gestione della tesoreria è accentrata per ottimizzare l'uso delle risorse finanziarie. In tali circostanze, un unico soggetto giuridico (in genere la società capogruppo o una società finanziaria del gruppo) gestisce la liquidità per conto delle altre società del gruppo, tramite un conto corrente comune (o "pool account") sul quale sono riversate le disponibilità liquide di ciascuna società aderente al cash pooling.

Nel bilancio delle singole società partecipanti al cash pooling, la liquidità versata nel conto corrente comune (o "pool account") rappresenta un credito verso la società che amministra il cash pooling stesso, mentre i prelevamenti dal conto corrente comune costituiscono un debito verso il medesimo soggetto.

I suddetti crediti e debiti verso la società gestrice del cash pooling, a seconda del rapporto intercorrente tra la società partecipante e la società gestrice, sono classificati secondo le modalità previste dagli OIC 15 "Crediti" e OIC 19 "Debiti".

Nel bilancio della società gestrice del cash pooling, tali crediti e debiti sono classificati simmetricamente alla classificazione operata dalla società partecipante al pooling.

Ratei e risconti

Rappresentano quote di costi e proventi, comuni a due o più esercizi, ripartiti secondo il principio di competenza economica e temporale.



Fondi per rischi ed oneri

Sono stanziati per coprire perdite o passività di natura determinata, di esistenza certa o probabile, delle quali, tuttavia, alla data di chiusura dell'esercizio, non sono determinabili l'ammontare o la data di sopravvenienza.

Gli stanziamenti riflettono la migliore stima possibile sulla base degli elementi a disposizione.

I principali rischi, per i quali il manifestarsi di una passività è soltanto possibile, non hanno generato alcun stanziamento al fondo rischi ed oneri e sono indicati nelle note di commento dei fondi.

Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato

Il fondo trattamento di fine rapporto viene stanziato per coprire l'intera passività maturata nei confronti dei dipendenti in conformità alla legislazione vigente ed ai contratti collettivi di lavoro ed integrativi aziendali. A seguito delle modifiche apportate dalla Legge 27 dicembre 2006 n. 296 ("Legge Finanziaria 2007") e dai successivi Decreti e Regolamenti attuativi alla disciplina del Fondo trattamento di fine rapporto (TFR), l'importo del fondo accantonato è rappresentativo del TFR maturato dai dipendenti fino alla data del 31 dicembre 2006.

Tale passività è soggetta a rivalutazione a mezzo di indici previsti dalle apposite normative in materia di lavoro ed è al netto di eventuali anticipazioni corrisposte ai sensi di legge.

Per effetto della suddetta Riforma, le quote maturate fino al 31 dicembre 2006 continueranno a rimanere in azienda, mentre le quote maturate a partire dal 1° gennaio 2007, a seguito delle scelte operate dai dipendenti, saranno destinate a forme di previdenza complementare o trasferite dall'azienda al fondo di tesoreria gestito dall'INPS.

Mutui

I mutui sono iscritti al valore nominale e rappresentano i debiti per le quote capitali relative alle rate non ancora scadute alla data di chiusura dell'esercizio.

Debiti

Sono iscritti al loro valore nominale ritenuto rappresentativo del presumibile valore di estinzione.

Contributi

Si tratta dei contributi concessi dalla Pubblica Amministrazione a fronte di specifiche opere il cui controvalore viene iscritto tra le immobilizzazioni.



Sono iscritti in contabilità tra i risconti passivi nel momento in cui sussiste il titolo giuridico a percepirli e il loro ammontare è ragionevolmente determinabile. Essi sono rilevati in conto economico in relazione al periodo di ammortamento dei beni cui si riferiscono, se correlati ad un investimento, ed interamente contabilizzati nell'esercizio, qualora correlati a costi di competenza.

Conti d'ordine

Nei conti d'ordine sono eventualmente riportati gli importi degli effettivi rischi, impegni e garanzie in essere alla data di bilancio.

In particolare le fidejussioni, rilasciate a fronte di impegni di natura finanziaria, vengono iscritte per un ammontare pari al debito a cui si riferiscono.

Ricavi e costi

Sono iscritti in bilancio secondo i principi della competenza e della prudenza, con rilevazione dei relativi ratei e risconti.

In particolare, i ricavi per le prestazioni di servizi e per le cessioni di beni sono rilevati al momento della fornitura della prestazione o al momento del passaggio di proprietà dei beni.

I ricavi ed i proventi, i costi e gli oneri sono iscritti al netto dei resi degli sconti, abbuoni e simili, nonché delle imposte direttamente connesse alle vendite.

I ricavi derivanti dal trasporto di energia elettrica al mercato della maggior tutela e al mercato libero sono determinati in relazione alle quantità distribuite nel periodo, anche se non ancora rilevate in base ai calendari di lettura e di fatturazione alla data del 31 dicembre 2014. I ricavi, fatturati e non, sono calcolati sulla base dei provvedimenti di legge e delle delibere dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas in vigore alla data di chiusura dell'esercizio e tenendo conto dei provvedimenti perequativi *pro - tempore* vigenti. Tali ricavi potrebbero, pertanto, essere oggetto di modifica, ad oggi non quantificabile, a seguito di evoluzioni regolamentari, successive alla redazione del bilancio di esercizio, aventi effetti retroattivi.

Si evidenzia che, anche nell'attuale struttura tariffaria, sussistono delle rilevanti componenti di stima che potrebbero determinare differenze fra gli ammontari presunti e quelli consuntivati.

In linea con la prassi applicata nel settore, i contributi di allacciamento sono considerati ricavi per prestazioni effettuate nell'esercizio in quanto proventi a remunerazione di costi d'esercizio.



Proventi e oneri finanziari

In questa classe sono rilevati tutti i componenti positivi e negativi del risultato economico d'esercizio connessi con l'area finanziaria della gestione dell'impresa.

Per quanto riguarda i "*proventi finanziari*" vanno rilevati per competenza (i) i proventi derivanti da partecipazioni in società, joint-venture e consorzi iscritte sia nelle immobilizzazioni finanziarie che nell'attivo circolante, (ii) gli interessi attivi maturati nell'esercizio sui crediti iscritti fra le immobilizzazioni finanziarie, (iii) gli interessi maturati nell'esercizio sui titoli a reddito fisso iscritti fra le immobilizzazioni finanziarie o nell'attivo circolante, (iv) gli interessi attivi su conti e depositi bancari, (v) interessi di mora concessi ai clienti e (vi) gli interessi maturati su crediti iscritti nell'attivo circolante.

Con riferimento, invece, agli "*oneri finanziari*" vanno rilevati per competenza (i) gli interessi su finanziamenti, comprese le commissioni passive, ottenuti da banche ed altri istituti di credito, (ii) gli interessi passivi su dilazioni ottenute da fornitori e (iii) gli interessi passivi su conti e depositi bancari.

Rettifiche di valore di attività finanziarie

In questa classe si iscrivono le svalutazioni su attività finanziarie ed i successivi ripristini di valore, entro i limiti delle precedenti svalutazioni effettuate.

In particolare (i) le svalutazioni delle partecipazioni iscritte nell'attivo immobilizzato per perdite durevoli di valore e successivi ripristini e (ii) gli accantonamenti al fondo per copertura perdite di società partecipate che eccedono il valore contabile della partecipazione.

Proventi e oneri straordinari

In questa classe sono contabilizzate (i) le plusvalenze, le minusvalenze e le sopravvenienze attive e passive derivanti da fatti per i quali la fonte del provento o dell'onere è estranea alla gestione ordinaria dell'impresa, (ii) i componenti positivi e negativi relativi ad esercizi precedenti (inclusi gli errori di rilevazione di fatti di gestione o di valutazione di poste di bilancio e le imposte relative ad esercizi precedenti) ed i componenti reddituali che costituiscono l'effetto di variazioni dei criteri di valutazione.

Imposte e tasse

La Società, per il triennio 2013/2015, ha rinnovato l'opzione per l'adesione al consolidato fiscale in capo ad Acea S.p.A..



I rapporti economici e finanziari derivanti dall'adesione al consolidato fiscale sono disciplinati dal Regolamento Generale di Consolidato del Gruppo Acea, a cui la società ha esplicitamente aderito.

La base imponibile del consolidato sarà la sommatoria degli imponibili e delle perdite fiscali che le singole società trasferiranno alla consolidante.

L'eventuale perdita trasferita al consolidato fiscale verrà riconosciuta alla consolidata in misura pari all'utilizzo che la consolidante ne farà in compensazione con i redditi di consolidato. Ove le perdite trasferite dalle consolidate fossero maggiori dei redditi imponibili di consolidato, le perdite verranno riconosciute secondo un criterio proporzionale.

Il compenso che le controllate riceveranno a fronte del trasferimento della perdita fiscale è iscritto tra le imposte nella voce "Proventi fiscali". L'importo di tale compenso sarà determinato applicando l'aliquota IRES vigente all'ammontare della perdita fiscale trasferita.

Il regolamento di consolidato disciplina inoltre la possibilità di cedere alla consolidante:

- le eventuali eccedenze di imposta a fronte delle quali Acea S.p.A. corrisponderà un compenso di pari importo, sempre proporzionalmente commisurato all'effettivo utilizzo che ne farà in compensazione con le imposte di consolidato;
- gli eventuali interessi passivi indeducibili o le eccedenze di ROL così come definiti dall'articolo 96 del D.P.R. 917/1986. Sia la cessione degli interessi passivi sia la cessione dei ROL positivi saranno compensati in base all'effettivo utilizzo nell'ambito del consolidato fiscale per un importo pari alla metà della somma trasferita moltiplicata per l'aliquota IRES vigente.

A livello di rappresentazione di bilancio, gli effetti più immediati derivanti dalla partecipazione al consolidamento fiscale sono:

- sostituzione dei crediti/debiti verso l'erario con crediti/debiti verso la consolidante (fatta eccezione per l'addizionale derivante dall'applicazione della c.d. Robin Tax);
- presenza in bilancio, tra le imposte, della voce "proventi fiscali" che accoglie l'eventuale compenso riconosciuto alle controllate per il trasferimento della perdita fiscale.



Si segnala, inoltre, che l'articolo 81, comma 16, del D.L. 112/2008 e successive modificazioni, ha previsto, per i soggetti operanti nei settori della commercializzazione dell'energia elettrica e del gas aventi i seguenti requisiti:

- fatturato superiore a € 3 milioni nell'esercizio precedente a quello oggetto di imposta;
- reddito imponibile superiore a € 300 mila;

Il già citato articolo dispone inoltre che per i soggetti che hanno aderito al consolidato fiscale gli obblighi di liquidazione e versamento dell'addizionale rimangono a carico dei singoli soggetti partecipanti al regime di consolidamento, in quanto l'addizionale non è "trasferibile" al consolidato e pertanto non è compensabile con eventuali perdite di consolidato.

Si ritiene opportuno segnalare la sentenza n. 10/2015 della Corte Costituzionale pubblicata in data 11 febbraio 2015 in Gazzetta Ufficiale, con la quale viene dichiarata l'illegittimità costituzionale della c.d. "Robin Hood Tax", ovvero dell'addizionale IRES prevista per il settore petrolifero ed energetico. In particolare, con tale sentenza viene dichiarato incostituzionale l'articolo 81, commi 16, 17 e 18, del decreto-legge 25 giugno 2008, n. 112 (Disposizioni urgenti per lo sviluppo economico, la semplificazione, la competitività, la stabilizzazione della finanza pubblica e la perequazione tributaria), convertito, con modificazioni, dall'articolo 1, comma 1, della legge 6 agosto 2008, n. 133, e successive modificazioni. Nello specifico, la Corte ha ritenuto fondata la questione sollevata in riferimento agli articoli 3 e 53 Cost. ed ha accolto quasi interamente le istanze promosse dalla CTP di Reggio Emilia nel 2011. Per quanto concerne l'efficacia temporale di tale dichiarazione di incostituzionalità, questa è fissata a decorrere dal giorno successivo alla pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica.

Le imposte sul reddito di competenza dell'esercizio (IRES, Addizionale IRES e IRAP) sono determinate in base alle norme di legge vigenti applicando le aliquote in vigore.

L'IRES di esercizio è calcolata nel rispetto delle disposizioni del Testo Unico.

La base imponibile IRAP è costituita dal valore della produzione netto determinato ai sensi degli articoli 4 e seguenti del D.lgs. 446/97.

Rapporti con la Controllante e con le altre società del Gruppo

La Società intrattiene rapporti con la controllante e con diverse società del Gruppo. Nei commenti alle voci di Bilancio della presente nota, sono specificate, laddove significative, la tipologia delle operazioni realizzate con le parti correlate, con



indicazione degli importi e la natura dei rapporti. Tutte le operazioni con parti correlate sono regolate a prezzi di mercato.

Per una maggiore disamina di tali rapporti si rimanda a quanto indicato nella relazione sulla gestione.

Accordi non risultanti dallo Stato Patrimoniale

In ossequio a quanto previsto dall'art. 2427 - 22.ter Codice Civile, si precisa che non si segnalano accordi presi dalla Società e non risultanti dallo Stato Patrimoniale.

Aggiornamento dei principi contabili adottati

In data 20 agosto 2014 è stata pubblicata in Gazzetta Ufficiale la Legge 11 agosto 2014, n.116, di conversione del Decreto Legge 91/2014, che riconosce il ruolo e le funzioni dell'OIC integrando il D.Lgs.38/2005 con gli artt. 9-bis e 9-ter.L'O.I.C., nella sua nuova veste di "standard setter" ufficiale dei principi contabili nazionali nell'ambito di un progetto unitario di aggiornamento ha pubblicato, i nuovi principi contabili applicabili dalle società "non IAS-adopter" a decorrere dai bilanci 2014.

I principi revisionati sono stati i seguenti:

- OIC 9 "Svalutazioni per perdite durevoli di valore delle immobilizzazioni materiali e immateriali";
- OIC 10 "Rendiconto finanziario";
- OIC 12 "Composizione e schemi del bilancio d'esercizio";
- OIC 13 "Rimanenze";
- OIC 14 "Disponibilità liquide";
- OIC 16 "Immobilizzazioni materiali";
- OIC 17 "Bilancio consolidato e metodo del patrimonio netto";
- OIC 18 "Ratei e risconti";
- OIC 19 "Debiti";
- OIC 22 "Conti d'ordine";
- OIC 23 "Lavori in corso su ordinazione";
- OIC 25 "Imposte sul reddito";
- OIC 24 "Immobilizzazioni immateriali";
- OIC 26 "Operazioni, attività e passività in valuta estera";
- OIC 28 "Patrimonio netto";
- OIC 29 "Cambiamenti di principi contabili, cambiamenti di stime contabili, correzione di errori, eventi e operazioni straordinarie, fatti intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio";



- OIC 31 "Fondi per rischi e oneri e Trattamento di Fine Rapporto".

I nuovi OIC si applicano dai bilanci chiusi a partire dal 31 dicembre 2014, con adozione anticipata facoltativa per i principi contabili OIC 15 "Crediti", OIC 20 "Titoli di debito", OIC 21 "Partecipazioni e azioni proprie".

Si precisa che la Società non ha esercitato tale facoltà per queste ultime fattispecie.

Gli effetti dei cambiamenti di principi contabili sono rilevati in accordo all'OIC 29 "Cambiamenti di principi contabili, cambiamenti di stime contabili, correzione di errori, eventi e operazioni straordinarie, fatti intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio".

Le modifiche apportate non hanno comportato impatti sulla situazione patrimoniale, finanziaria ed economica della società risolvendosi perlopiù gli stessi nel recepimento di best practice già seguite, ad eccezione del prospetto di Rendiconto Finanziario che è stato predisposto secondo quanto disposto dal nuovo OIC 10 "Rendiconto Finanziario".

Perdite di valore attività non correnti ("impairment")

Ad ogni data di Bilancio, la società rivede il valore contabile delle proprie attività materiali e immateriali per determinare se vi siano indicazioni che queste attività abbiano subito riduzioni di valore. Qualora queste indicazioni esistano, viene stimato l'ammontare recuperabile di tale attività per determinare l'eventuale importo della svalutazione. Dove non sia possibile stimare il valore recuperabile di un'attività individualmente, la società effettua la stima del valore recuperabile dell'unità generatrice di flussi finanziari a cui l'attività appartiene. 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 un'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. Quando una svalutazione non ha più ragione di essere mantenuta, il valore contabile dell'attività 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 handwritten signature in the bottom right corner of the page.



Bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2014

Stato patrimoniale attivo	31.12.2014	di cui esigibili oltre eserc. succ.	31.12.2013	di cui esigibili oltre eserc. succ.	Variazione
A) Crediti vs. soci per versamenti dovuti	0		0		0
B) Immobilizzazioni					
I Immobilizzazioni immateriali					
4) concessioni licenze marchi e diritti simili	82.260.000		80.827.825		1.432.175
6) immobilizzazioni imm. in corso e acconti	11.949.172		7.478.946		4.470.226
7) altre immobilizz. immateriali	781.135		454.453		326.682
totale immobilizz. in immateriali	94.990.307	0	88.761.224	0	6.229.083
II Immobilizzazioni materiali					
1) terreni e fabbricati	116.511.086		115.140.239		1.370.847
2) impianti e macchinari	813.842.740		807.615.081		6.227.659
3) attrezzature ind. li e commerciali	340.667.416		332.995.845		7.671.571
4) altri beni	4.993.906		4.686.679		307.227
5) immobilizzazioni mat. in corso e acconti	9.761.213		9.613.469		147.744
totale immobilizz. in materiali	1.285.776.359	0	1.270.051.312	0	15.725.048
III Immobilizzazioni finanziarie					
2) immob. in finanz. - crediti	93.271	0	96.365	0	(3.094)
d) imm. fin. crediti verso altri	93.271		96.365		(3.094)
totale immobilizz. in finanziarie	93.271	0	96.365	0	(3.094)
TOTALE IMMOBILIZZAZIONI	1.380.859.937	0	1.358.908.900	0	21.951.036
C) Attivo circolante					
I rimanenze					
1) materie prime sussid. e di consumo	9.174.741		11.926.295		(2.751.553)
totale rimanenze	9.174.741	0	11.926.295	0	(2.751.553)
II crediti					
1) crediti verso clienti	100.318.237		160.961.680		(60.643.443)
4) crediti verso imprese controllanti	401.974.779		274.485.408		127.489.371
4-bis) crediti tributari	9.996.089		4.462.867		5.533.222
4-ter) imposte anticipate	98.750.312		116.481.579		(17.731.267)
5) crediti verso altri	76.542.841	9.582.834	83.338.647	10.365.481	(6.795.806)
totale crediti	687.582.259	9.582.834	639.730.182	10.365.481	47.852.077
III attività finanz. non immobilizzate					
totale attività finanz. non immobilizz.	0	0	0	0	0
IV disponibilità liquide					
totale disponibilità liquide	0	0	0	0	0
TOTALE ATTIVO CIRCOLANTE	696.757.000	9.582.834	651.656.476	10.365.481	45.100.524
D) Ratei e risconti attivi					
altri ratei e risconti attivi	527.974	5.516	532.356	11.032	(4.383)
totale ratei e risconti	527.974	5.516	532.356	11.032	(4.383)
TOTALE ATTIVO	2.078.144.910	9.588.351	2.011.097.733	10.376.513	67.047.177



Bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2014

Stato patrimoniale passivo	31.12.2014	di cui esigibili oltre esercizio, succ.	31.12.2013	di cui esigibili oltre esercizio, succ.	Variazione
A) patrimonio netto					
I capitale sociale	345.000.000		345.000.000		0
II riserva da sovrapprezzo azioni	0		0		0
III riserva di rivalutazione	0		0		0
IV riserva legale	69.096.646		69.096.646		0
V riserve statutarie	0		0		0
VI riserva azioni proprie in portafoglio	0		0		0
VII altre riserve	176.365.015		176.342.323		22.691
VIII utili (perdite) portati a nuovo	0		0		0
IX utile (perdita) d'esercizio	25.934.378		41.560.691		(15.626.313)
PATRIMONIO NETTO	616.396.039	0	631.999.660	0	(15.603.622)
B) fondi per rischi ed oneri					
3) altri fondi	5.454.120		14.712.794		(9.258.674)
FONDI PER RISCHI ED ONERI	5.454.120	0	14.712.794	0	(9.258.674)
C) TFR	23.452.699	24.384.131	24.384.131	0	(931.432)
D) debiti					
4) debiti verso banche	319.578.508	300.328.409	339.288.623	319.578.507	(19.710.116)
6) acconti	1.232.342	1.232.342	1.231.698	1.231.698	644
7) debiti verso fornitori	310.552.320		300.178.050		10.374.271
11) debiti verso imprese controllanti	676.101.544	630.939.391	558.405.472	520.919.620	117.696.072
12) debiti tributari	8.065.479		9.181.454		(1.115.974)
13) debiti vs. Istit. previd. sociale	5.622.861		5.689.480		(66.619)
14) altri debiti	88.827.402	6.934.374	98.712.157	8.304.548	(9.884.755)
TOTALE DEBITI	1.409.980.456	939.434.517	1.312.686.933	850.034.373	97.293.523
E) ratei e risconti passivi					
altri ratei e risconti passivi	22.861.597	22.801.108	27.314.215	25.440.890	(4.452.619)
TOTALE RATEI E RISCONTI	22.861.597	22.801.108	27.314.215	25.440.890	(4.452.619)
TOTALE PASSIVO	2.078.144.910	986.619.755	2.011.097.733	875.475.264	67.047.177

Conti d'ordine	31.12.2014	31.12.2013	Variazione
2) Impegni	5.277.289	3.852.289	1.425.000
4) Altri conti d'ordine	95.816.571	88.557.354	7.259.217
TOTALE CONTI D'ORDINE	101.093.860	92.409.644	8.684.217



Bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2014

Conto Economico	31.12.2014	31.12.2013	Variazione
A) valore della produzione			
1. ricavi delle vendite e delle prestazioni	435.705.125	457.758.350	(22.053.224)
4. incremento immobilizzazioni per lavori interni	43.045.911	37.035.172	6.010.739
5. altri ricavi e proventi	49.622.468	19.053.840	30.568.628
a) altri ricavi e proventi vari	49.622.468	19.053.840	30.568.628
VALORE DELLA PRODUZIONE	528.373.505	513.847.363	14.526.142
B) costi della produzione			
6. materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	22.404.989	27.567.448	(5.162.458)
7. costi per servizi	136.831.132	139.517.551	(2.686.419)
8. godimento beni di terzi	4.032.080	4.271.609	(239.529)
9. costi per il personale	80.632.459	81.558.723	(926.264)
a) salari e stipendi	56.554.398	56.772.883	(218.485)
b) oneri sociali	20.012.772	20.302.124	(289.352)
c) trattamento fine rapporto	4.058.692	4.219.178	(160.486)
e) altri costi	6.597	264.538	(257.941)
10. ammortamenti e svalutazioni	104.834.235	100.574.857	4.259.377
a) amm.to immob.ni immateriali	13.545.825	15.322.764	(1.776.940)
b) amm.to immob.ni materiali	84.837.825	81.782.032	3.055.793
d) svalutazione crediti dell'attivo circolante e disponib. liquide	6.450.585	3.470.061	2.980.524
11. var. riman. mat. prime, sussidiarie, di consumo e merci	2.751.553	2.111.288	640.265
12. accantonamento per rischi	6.109.631	15.016.310	(8.906.680)
13. altri accantonamenti	0	0	0
14. oneri diversi di gestione	38.871.512	11.129.966	27.741.546
COSTI DELLA PRODUZIONE	396.467.592	381.747.753	14.719.839
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)	131.905.913	132.099.609	(193.697)
C) Proventi ed oneri finanziari			
15. proventi da partecipazioni	0	0	0
16. altri proventi finanziari	877.804	257.346	620.457
d) proventi diversi dai precedenti :	877.804	257.346	620.457
altri	877.804	257.346	620.457
17. interessi ed oneri finanziari	48.909.970	47.207.318	1.702.653
da imprese controllanti	28.281.008	23.614.454	4.666.554
altri	20.628.962	23.592.864	(2.963.902)
17 bis. utili e perdite su cambi	0	0	0
PROVENTI ED ONERI FINANZIARI	(48.032.166)	(46.949.971)	(1.082.195)
D) Rettifiche di valore di attività finanziarie			
18. rivalutazioni	0	0	0
19. svalutazioni	0	0	0
TOTALE RETTIFICHE DI VALORE	0	0	0
E) proventi ed oneri straordinari			
20. proventi straordinari	317.051	145.514	171.536
plusvalenze da alienazioni	5.687	14.561	(8.875)
vari	311.364	130.953	180.411
21. oneri straordinari	101.887	624.464	(522.577)
minusvalenze da alienazioni	101.887	522.246	(420.359)
vari	0	102.218	(102.218)
PROVENTI ED ONERI STRAORDINARI	215.163	(478.950)	694.113
Risultato ante imposte (A-B)+C+D+E	84.088.910	84.670.688	(581.779)
22. imposte sul reddito di periodo	58.154.532	43.109.997	15.044.534
imposte correnti	40.599.617	46.238.534	(5.638.917)
imposte differite	17.554.914	(3.128.537)	20.683.451
23. utile (perdita) d'esercizio	25.934.378	41.560.691	(15.626.313)

ANALISI DELLE VOCI DI STATO PATRIMONIALE E DI CONTO ECONOMICO**STATO PATRIMONIALE****ATTIVO****B. IMMOBILIZZAZIONI****B I) IMMOBILIZZAZIONI IMMATERIALI**

Al 31 dicembre 2014 le immobilizzazioni immateriali, al netto delle quote di ammortamento, sono pari a € 94.990mila (€ 88.761mila al 31 dicembre 2013) con un incremento, rispetto all'esercizio precedente, di € 6.229mila che rappresenta l'effetto netto tra:

- investimenti per € 19.826mila;
- ammortamenti dell'esercizio per € 13.546mila;
- svalutazioni per € 51mila.

Descrizione	31.12.2014	31.12.2013	Variazione
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	82.260	80.828	1.432
Avviamento	0	0	0
Immobilizzazioni imm. in corso e acconti	11.949	7.479	4.470
Altre immobilizz. immateriali	781	454	327
Totale Immobilizzazioni immateriali	94.990	88.761	6.229

La voce Concessioni, licenze, marchi e diritti simili pari a € 82.260mila (€ 80.828mila al 31 dicembre 2013) si riferisce, per € 66.723mila al netto degli ammortamenti, all'allocazione effettuata dal Consiglio di Amministrazione della Società in occasione della chiusura del bilancio 2000 del valore dell'avviamento determinato dagli esperti in sede di stima dei valori patrimoniali conferiti al 31 dicembre 1999. Le altre voci si riferiscono principalmente agli oneri sostenuti per il progetto di reingegnerizzazione dei sistemi informativi e commerciali della distribuzione (€ 15.167mila) e per l'armonizzazione dei sistemi a supporto dell'attività di misura (€ 370mila).

La voce Altre immobilizzazioni immateriali è pari a € 781mila (€ 454mila al 31 dicembre 2013) e si riferisce principalmente agli oneri sostenuti per la



reingegnerizzazione del libro cespiti (€ 98mila), agli oneri sostenuti per l'implementazione del sistema informativo digitalizzato delle reti (€ 370mila) e del sistema per la gestione delle ore del personale capitalizzato (€ 32mila). La quota di ammortamento e gli investimenti dell'esercizio sono rispettivamente pari a € 375mila e a € 702mila.

Le immobilizzazioni in corso sono complessivamente pari a € 11.949mila (€ 7.479mila al 31 dicembre 2013) e si riferiscono principalmente agli oneri sostenuti per il progetto di reingegnerizzazione dei sistemi informativi (€ 11.602mila).

Si informa che i dirigenti di ACEA hanno inoltre dichiarato il proprio contributo ai progetti ISU e WFM. Tali costi, unitamente ad altri costi esterni (licenze, software, ...) sono stati riaddebitati alle società beneficiarie attraverso un contratto ad hoc volto a gestire i rapporti relativi ad Acea 2.0.

ACEA Distribuzione ha proceduto alla capitalizzazione di tali corrispettivi.

La tabella n. 1 in allegato evidenzia le variazioni intervenute nel corso dell'esercizio.

B II) IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI

Al 31 dicembre 2014 le immobilizzazioni materiali, al netto delle quote di ammortamento, sono pari a € 1.285.776mila (€ 1.270.051mila al 31 dicembre 2013) con un incremento, rispetto all'esercizio precedente, di € 15.725mila per l'effetto combinato di:

- ammortamenti dell'esercizio per € 84.838mila;
- investimenti per € 101.578mila;
- alienazioni di autoveicoli per € 262mila con contestuale decremento del fondo ammortamento per € 236mila;
- svalutazione di cespiti per € 1.578mila con contestuale decremento del fondo ammortamento per € 589mila.

Descrizione	31.12.2014	31.12.2013	Variazione
Terreni e fabbricati	116.511	115.140	1.371
Impianti e macchinari	813.843	807.615	6.228
Attrezzature industriali e commerciali	340.667	332.996	7.672
Altri beni	4.994	4.687	307
Immobilizzazioni in corso	9.761	9.613	148
Totale Immobilizzazioni Materiali	1.285.776	1.270.051	15.725



Gli investimenti dell'esercizio ammontano complessivamente a € 101.578mila e si riferiscono a:

- terreni e fabbricati per € 3.259mila (€ 3.148mila al 31 dicembre 2013),
- impianti e macchinari per € 54.370mila (€ 48.121mila al 31 dicembre 2013),
- attrezzature industriali e commerciali per € 36.206mila (€ 27.521mila al 31 dicembre 2013),
- altri beni per € 297mila (€ 255mila al 31 dicembre 2013),
- immobilizzazioni in corso e acconti per € 7.446mila (€ 15.091mila al 31 dicembre 2013).

Si informa che in conseguenza dell'ampliamento delle attività oggetto di capitalizzazione diretta da parte della Società, sono stati oggetto di capitalizzazione i costi relativi ad alcuni servizi prestati dalla Capogruppo nell'ambito del Contratto di Servizio. L'ammontare complessivo si attesta a € 2.701mila e riguarda principalmente il servizio di acquisti e logistica (€ 1.846mila).

Per quanto concerne la descrizione dei principali investimenti dell'esercizio si rinvia all'apposito paragrafo contenuto nella "Relazione sulla Gestione".

Fondo ammortamento

Descrizione	31.12.2014	31.12.2013	Variazione
Fondo ammortamento	1,302,848	1,218,835	84,013

Il fondo ammortamento, a seguito dell'accantonamento dell'esercizio, copre il 50,52% del valore degli impianti in esercizio al 31 dicembre 2014.

Gli ammortamenti sono calcolati sulla base delle aliquote di ammortamento economico - tecniche che sono di seguito riportate.

Descrizione	Aliquota Economico - Tecnica		
	Minima		Max
Terreni e Fabbricati Strumentali	1,67%		2,00%
Terreni Fabbricati non Strumentali		1,67%	
Impianti e Macchinari Strumentali	1,25%		8,33%



Descrizione	Aliquota Economico - Tecnica		
	Minima		Max
Impianti e Macchinari non Strumentali		4,00%	
Attrezzature Industriali e Commerciali Strumentali		6,67%	
Attrezzature Industriali e Commerciali non Strumentali		6,67%	
Altri Beni Strumentali		12,50%	
Altri Beni non Strumentali	6,67%		19,00%
Automezzi Strumentali		8,33%	
Automezzi non Strumentali		16,67%	

In ossequio alle disposizioni del D.Lgs 6/2003, le aliquote di ammortamento applicate sono quelle economico - tecniche rappresentative della vita utile dei beni.

Informativa ai sensi dell'articolo 10 della legge n. 72 del 19 marzo 1983

I valori dei cespiti al 31 dicembre 2014 non contengono rivalutazioni ai sensi delle Leggi n. 576/75 e n. 72/83.

La tabella n. 2 in allegato evidenzia le variazioni intervenute nel corso dell'esercizio.

BIII) IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE

Al 31 dicembre 2014 sono pari a € 93mila (€ 96mila al 31 dicembre 2013) e si riferiscono interamente a crediti finanziari immobilizzati. Registrano un decremento, rispetto all'esercizio precedente, di € 3mila per effetto principalmente della diminuzione dei crediti immobilizzati verso lo Stato relativi all'anticipazione delle ritenute fiscali pagate nella misura del 3,89%, calcolate sul fondo trattamento di fine rapporto di lavoro dipendente.

C. ATTIVO CIRCOLANTE

CI) RIMANENZE

Al 31 dicembre 2014 sono pari a € 9.175mila (€ 11.926mila al 31 dicembre 2013) con una variazione negativa di € 2.752mila, rispetto all'esercizio precedente.

La tabella che segue fornisce il dettaglio della movimentazione delle giacenze dell'esercizio:



Descrizione	31.12.2014	31.12.2013	Variazione
Rimanenze iniziali di beni	12.079	21.184	(9.105)
Acquisti a magazzino	18.382	22.829	(4.446)
Consumi	(21.249)	(25.435)	4.185
Scissione Acea Illuminazione Pubblica	0	(6.499)	6.499
Rimanenze finali	9.212	12.079	(2.867)
Lavori in corso su ordinazione			0
Fondo obsolescenza materiali	(37)	(153)	115
Totale Rimanenze	9.175	11.926	(2.752)

La tabella che segue fornisce il dettaglio delle giacenze dell'esercizio:

Descrizione	31.12.2014	31.12.2013	Variazione
Rimanenze iniziali di beni	12.079	21.184	(9.105)
Rimanenze finali di beni	9.175	11.926	(2.752)
Scorte Magazzino Valleranello	8.214	10.521	(2.307)
Scorte presso appaltatori	591	1.134	(543)
Scorte presso appaltatori IP	0	0	0
Scorte Piattaforme di Transito	407	424	(17)
Scorte Piattaforme di Transito IP	0	0	0
Fondo obsolescenza materiali	(37)	(153)	115
Lavori in corso su ordinazione	0	0	0
Totale Rimanenze	9.175	11.926	(2.752)

CII) CREDITI

Al 31 dicembre 2014 i crediti dell'attivo circolante sono complessivamente pari a € 687.582mila (€ 639.730mila al 31 dicembre 2013) con una variazione di € 47.852mila rispetto all'esercizio precedente.

Crediti verso clienti

Ammontano complessivamente a € 100.318mila (contro € 160.962mila al 31 dicembre 2013) e risultano composti come segue:

Descrizione	31.12.2014	31.12.2013	Variazione
Crediti verso utenti per fatture emesse	70.954	84.532	(13.577)
Crediti verso utenti fatture da emettere	22.478	61.085	(38.606)
Fondo svalutazione crediti	(12.260)	(7.387)	(4.873)
Totale Crediti verso utenti	81.172	138.229	(57.057)
Crediti verso Società correlate	9.244	12.296	(3.052)



Descrizione	31.12.2014	31.12.2013	Variazione
Crediti verso clienti non utenti	11.147	11.430	(283)
Fondo svalutazione crediti	(1.245)	(993)	(252)
Totale crediti verso clienti non utenti	19.146	22.733	(3.587)
Totale Crediti verso Utenti e Clienti	100.318	160.962	(60.643)

Si informa che nella tabella sopra riportata si è provveduto alla riclassifica del rateo libero e tutelato 2014 verso Acea Energia dai "Crediti verso società correlate" ai "Crediti verso utenti per fatture da emettere" per € 18.154mila ai fini di un trattamento omogeneo per il confronto dei dati.

La **variazione complessiva dei crediti verso utenti e clienti** è dovuta principalmente alla somma algebrica dei seguenti fenomeni contrapposti:

- decremento dei crediti verso clienti grossisti per € 26.257mila. Nel mese di dicembre 2011 è stato sottoscritto tra Acea Distribuzione S.p.A., Credit Agricole CIB, ACEA e Eurofactor S.A. il "*Master Receivables Purchase and Servicing Agreement (MRPSA)*" relativo all'operazione di cartolarizzazione dei crediti vantati da Acea Distribuzione verso i principali grossisti per il servizio di trasporto. L'importo delle cessioni dell'esercizio 2014 è pari a € 324.041mila mentre il corrispettivo incassato è stato di € 322.766mila. Nella voce altri debiti, sono allocati debiti finanziari per incassi pervenuti entro il 31 dicembre 2014 da rimborsare al factor per € 5.172mila.
A partire dal mese di dicembre 2014 è stato sottoscritto con Credem Factor S.p.A., per scambio di corrispondenza commerciale, il contratto quadro per la cessione pro-soluto con notifica, di tipo rotativo, relativa ai crediti vantati da ACEA Distribuzione verso grossisti per il servizio di trasporto di energia elettrica. Il valore nominale ceduto è pari a € 20.789mila mentre il corrispettivo incassato è stato di € 20.758mila con un costo pari ad € 31mila;
- minori crediti relativi al trasporto del mercato libero e tutelato verso Acea Energia per € 33.704mila;
- decremento della quota attribuibile alla società degli incassi in corso di lavorazione rispetto all'esercizio precedente (€ 6.573mila);
- incremento del fondo svalutazione crediti per € 4.873mila principalmente come effetto combinato tra l'accantonamento dell'esercizio (€ 5.367mila) e l'utilizzo del fondo per cessione dei crediti verso grossisti (€ 494mila);



- minori crediti al lordo del fondo svalutazione crediti verso clienti non utenti per € 534mila;
- minori crediti verso società correlate per rapporti di non utenza per € 1.847 mila.

Il **Fondo Svalutazione Crediti verso clienti utenti** ammonta a € 12.260mila con un incremento di € 4.873mila rispetto al 31 dicembre 2013.

Il fondo risulta complessivamente calcolato sulla base di apposite valutazioni analitiche sui crediti in essere alla fine del periodo ed in relazione all'anzianità del credito, al tipo di azioni di recupero intraprese ed allo status del credito stesso (ordinario, in contestazione, ecc.) nonché alle garanzie ricevute.

Si precisa che al 31 dicembre 2014 non sono presenti crediti con scadenza contrattuale oltre i cinque anni. L'eventuale esigibilità oltre detto termine potrà essere funzione solo di eventi ad oggi non prevedibili.

I crediti verso Società correlate sono principalmente riferiti ad Acea Energia e sono maturati in relazione al servizio di trasporto e misura sul mercato libero e tutelato oltre che per i servizi accessori all'utenza.

I **crediti verso clienti non utenti**, pari a € 11.147mila, si riferiscono a posizioni maturate per prestazioni di servizi diverse, e presentano un decremento, rispetto al precedente esercizio, pari a € 283mila.

Il fondo svalutazione crediti non utenti risulta essere pari a € 1.245mila (€ 993mila al 31 dicembre 2013) e si riferisce a posizioni di credito nominativamente individuate e valutate sulla base delle difficoltà di esazione e sullo status del credito stesso.

Per ulteriori informazioni relativamente ai crediti e agli altri rapporti con società consociate, soci, altre parti correlate all'impresa, società che esercita attività di direzione e coordinamento e le altre società che vi sono soggette, si rimanda inoltre al successivo paragrafo relativo ai Rapporti con Parti Correlate della presente Nota Integrativa.

**Crediti verso controllanti (ACEA S.p.A., Acea Reti e Servizi Energetici e Roma Capitale)**

Ammontano complessivamente a € 401.975mila (erano € 274.485mila al 31 dicembre 2013) e risultano incrementati di € 127.489mila. Nel prosieguo si fornisce un commento sui rapporti di credito e debito con le società controllanti. Per ulteriori informazioni relativamente ai Rapporti con Parti Correlate, si rimanda anche al successivo paragrafo della presente Nota Integrativa.

ACEA S.p.A.

I **crediti verso la controllante ACEA S.p.A.** sono pari a € 400.908mila rispetto a € 273.391mila al 31 dicembre 2013.

L'importo in questione si riferisce principalmente al contratto sottoscritto con la controllante che ha per oggetto l'affidamento alla Società dell' esecuzione delle prestazioni afferenti il servizio di Illuminazione Pubblica di Roma Capitale fino ad aprile 2013 (€ 2.105mila), al rapporto di conto corrente a breve intrattenuto con la Capogruppo (€ 393.611mila), al personale distaccato (€ 123mila).

Completa il saldo la voce "crediti per rimborso IRAP" (€ 4.772mila) che si riferisce alla richiesta di rimborso delle imposte sui redditi spettanti a seguito del riconoscimento della deducibilità dell'IRAP afferente il costo del lavoro. Il diritto al rimborso trae origine dalla norma contenuta nell'art. 2 del decreto-legge n. 201 del 2011 (c.d. decreto Monti). La richiesta di rimborso è stata iscritta a credito verso la controllante poiché negli anni 2007-2011 la società Acea Distribuzione è stata inclusa nel consolidato fiscale.

La tabella che segue espone congiuntamente le consistenze scaturenti dai rapporti intrattenuti con la Capogruppo sia per i crediti che per i debiti.

Descrizione	31.12.2014	31.12.2013	Variazione
CREDITI	400.908	273.391	127.517
DEBITI	670.747	554.336	116.411
Saldo	(269.839)	(280.944)	11.105

Nella posizione debitoria sono compresi sia i debiti derivanti da rapporti di tipo finanziario che quelli di natura commerciale. In particolare:



Descrizione	31.12.2014	31.12.2013	Variazione
Debiti commerciali	2.913	4.312	(1.398)
Debiti per IRES da consolidato	8.505	8.707	(202)
Debiti per dividendi	0	0	0
Finanziamenti a breve termine	0	1.666	(1.666)
Finanziamenti a medio - lungo termine	0	0	0
Debiti finanziari per rapporto di c/corrente	657.181	538.838	118.343
Altri debiti finanziari	2.148	814	1.335
Totale	670.747	554.336	116.411

I **debiti commerciali** si riferiscono principalmente:

- al ribaltamento di spese per manutenzioni, pulizia, facchinaggio e Opere Civili per € 953mila;
- alle prestazioni tecniche ed amministrative rese da ACEA per € 755mila;
- alle prestazioni informatiche rese da ACEA per € 261mila;
- all'agevolazione tariffaria per dipendenti ed ex dipendenti fatturata da ENEL ad ACEA e da quest'ultima riaddebitata alle società del Gruppo in base al numero dei dipendenti e al consumo effettuato € 611mila;
- al debito per cessioni di contratto per € 184mila;
- al personale distaccato per € 38mila;
- alle fotocopiatrici € 35mila;
- ai compensi per CDA per € 33mila;
- alle certificazioni QASE € 19mila;
- al debito relativo ai titoli per efficienza energetica per € 15mila;
- alla gestione degli allarmi € 2mila.

I **debiti per IRES da consolidato** ammontano a € 8.505mila e risultano decrementati di € 202mila rispetto al 31 dicembre 2013.

Con riferimento ai **debiti per dividendi** si informa che, così come deliberato dall'Assemblea Ordinaria dei Soci del 28 aprile 2014, si è provveduto ad iscrivere il debito per dividendi per € 20.769mila. Nel mese di settembre 2014 si è provveduto alla regolazione finanziaria del debito.

I **debiti finanziari per rapporto di conto corrente a lungo termine** ammontano a € 631.050mila; all'importo sopra citato si aggiungono interessi passivi sulle due linee di conto corrente per € 26.130mila.



Con riferimento al rapporto di tesoreria centralizzata svolto da ACEA si segnala che il contratto è scaduto al 31 dicembre 2013 ed è attualmente in fase di rinnovo. Pertanto, in attesa delle nuove condizioni, il bilancio contiene i dati economici calcolati sulla base del contratto vigente fino al 31 dicembre 2013. Per maggiori dettagli in merito alle condizioni applicate dalla Capogruppo si rinvia a quanto illustrato nel Bilancio 2013.

Ai sensi dell'articolo 2427, n. 19-bis i finanziamenti concessi da ACEA non presentano clausole di postergazione rispetto agli altri creditori sociali.

Gli altri debiti finanziari ammontano a € 2.148mila e sono relativi essenzialmente a *servicing fees*.

ARSE S.p.A.

Al 31 dicembre 2014 i **crediti verso ACEA Reti e Servizi Energetici S.p.A.** ammontano a € 103mila e sono attribuibili a crediti derivanti dal ribaltamento di canoni di locazione e TFR.

I debiti **verso ACEA Reti e Servizi Energetici S.p.A.** ammontano a € 155mila e si riferiscono:

- per € 142mila alla sostituzione di lampade votive;
- per € 13mila al riaddebito dei costi sostenuti dalla controllante per l'acquisto di energia elettrica destinata all'illuminazione cimiteriale, secondo quanto previsto dall'accordo relativo all'incremento dell'efficienza energetica.

Con riferimento ai **debiti per dividendi** si informa che, così come deliberato dall'Assemblea Ordinaria dei Soci del 28 aprile 2014, si è provveduto ad iscrivere il debito per dividendi per € 20.769mila. Nel mese di settembre 2014 si è provveduto alla regolazione finanziaria del debito.

Roma Capitale

Al 31 dicembre 2014 i **crediti verso Roma Capitale** ammontano a € 964mila e presentano un decremento di € 86mila rispetto al 31 dicembre 2013 (€ 1.050mila). I **debiti verso Roma Capitale**, tutti di natura amministrativa e/o tributaria, ammontano a € 5.200mila e si incrementano di € 1.873mila rispetto al 31 dicembre 2013 (€ 3.327mila).



Al 31 dicembre 2014 il saldo tra crediti e debiti verso Roma Capitale è negativo per € 4.236mila.

La tabella che segue dettaglia la composizione dei crediti e dei debiti verso Roma Capitale.

Descrizione	31.12.2014	31.12.2013	Variazione
Lavori	964	1.050	(86)
Anticipi a Circoscrizioni	0	0	0
NRCS	(0)	(1)	1
CREDITI VERSO IL COMUNE DI ROMA	964	1.049	(85)
COSAP	1.412	1.392	20
NRCS	73	1.927	(1.854)
Altro	3.715	8	3.707
DEBITI VERSO IL COMUNE DI ROMA	5.200	3.327	1.873
Saldo	(4.236)	(2.278)	(1.958)

Il saldo dei crediti commerciali nell'esercizio 2014 è diminuito di circa € 84mila in conseguenza dell'emissione di due note di credito su fatture per lavori di anni precedenti.

Il saldo dei debiti registra un incremento di circa € 1.873mila e si articola come di seguito specificato:

- il debito Cosap per l'anno 2013 è stato chiuso mediante compensazione nell'anno, mentre è maturato il debito per COSAP 2014 di importo analogo ovvero € 1.412mila (+20mila);
- il saldo dei debiti diversi contiene:
 - a. la seconda rata del protocollo d'intesa tra ACEA Distribuzione e Roma Capitale per la realizzazione della nuova infrastruttura sotterranea della Via Tiburtina (protocollo firmato nel dicembre 2013) del valore di € 1.351mila;
 - b. la tassa relativa al ripristino del manto stradale che, a seguito di una ordinanza di Roma Capitale, è aumentata del 38% con decorrenza 2014 (+ € 2.300mila).

Crediti tributari

Ammontano al 31 dicembre 2014 a € 9.996mila e si riferiscono principalmente:

- al credito IRPEG/IRES € 4.234mila;
- al credito per imposta di bollo per € 2.832mila;



- al credito per la richiesta di rimborso delle imposte sui redditi spettanti a seguito del riconoscimento della deducibilità dell'IRAP afferente il costo del lavoro per l'anno in cui la società Acea Distribuzione non è stata inclusa nel consolidato fiscale per € 1.536mila;
- al credito IRAP € 1.123mila;
- al credito per IVA € 272mila.

Attività per imposte anticipate

Ammontano a € 98.750mila e rappresentano il saldo della somma algebrica tra:

- l'imposizione differita passiva (€ 1.340mila) calcolata sull'effetto dei maggiori ammortamenti deducibili extra contabilmente ai soli fini fiscali;
- le imposte anticipate (€ 100.091mila) calcolate prevalentemente sui minori ammortamenti fiscali (€ 95.294mila) generati in conseguenza dell'introduzione dell'art. 102 bis del TUIR che ha sostanzialmente allineato le aliquote fiscali a quelle economico - tecniche per le reti di distribuzione e gli impianti e macchinari.

Facendo seguito alla sentenza della Corte Costituzionale che ha dichiarato l'incostituzionalità dell'Addizionale Ires (cosiddetta Robin Tax), la Società ha provveduto al ricalcolo dell'imposizione differita iscrivendo un onere netto di € 22.207 mila.

La tabella che segue evidenzia i movimenti e il saldo al 31 dicembre 2014 con riferimento sia alle Attività per Imposte Anticipate che al Fondo per Imposte Differite.

IMPOSTE	2013			31.12.2014		
	Accantonamenti IRES / IRAP	Utilizzi IRES / IRAP	Movimenti azioni patrimoniali	Adegua- mento	Accantonamenti IRES / IRAP	Saldo
Imposte anticipate						
Fondi per rischi ed oneri	5.241	(5.759)	0		2.297	1.779
Svalutazione crediti	759	(118)	(176)		2.554	3.018
Amm. Beni materiali	112.139	(4.622)	0	(22.524)	10.301	95.294
Totale	118.139	(10.499)	(176)	(22.524)	15.151	100.091
Imposte differite						
Imposte differite maggiori amm.ti ex art. 109 TUIR	1.657	0	0	(317)	0	1.340
Totale	1.657	0	0	(317)	0	1.340
Netto	116.482	(10.499)	(176)	(22.207)	15.151	98.750



Crediti verso altri

Al 31 dicembre 2014 ammontano complessivamente a € 76.543mila rispetto a € 83.339mila del precedente esercizio. Tale voce si riferisce, principalmente, per:

1. € 18.501mila verso Cassa Conguaglio a titolo di contributo legato all'acquisto dei Titoli di Efficienza Energetica necessari al raggiungimento dell'obiettivo di risparmio energetico assegnato dall'Autorità per l'esercizio 2013 e 2014. Si informa che nel mese di giugno 2014 è stata effettuata una cessione pro-soluto verso Ifitalia S.p.A. di crediti relativi all'annullamento di n. 92698 TEE di tipo I, II, III e II – CAR (Cogenerazione Alto Rendimento) relativi all'obbligo 2013, per un totale di € 10.200mila. Il costo dell'operazione iscritto negli oneri finanziari è pari a € 88mila. Nel mese di novembre 2014, a seguito dell'incasso del contributo da parte di Cassa Conguaglio, si è provveduto al riversamento al factor di € 10.200mila.
2. € 6.240mila alle attività formatesi in conseguenza del versamento all'INPS di contributi dovuti ai sensi dell'articolo 41, 2° comma, lettera A della Legge 488 del 23 dicembre 1999;
3. € 3.343mila relativi a crediti verso la pubblica amministrazione pignorati dalla Gerit Spa a seguito di procedimenti in fase di definizione;
4. € 1.277mila rappresentano la porzione residua di crediti relativi alla perequazione generale dell'esercizio 2012 e 2013;
5. € 45.240mila rappresentano la porzione residua di crediti relativi alla perequazione generale dell'esercizio 2014; di seguito il riepilogo delle operazioni effettuate nell'esercizio 2014:
 - I. nel mese di marzo 2014 è stata effettuata una cessione pro-soluto verso Unicredit Factoring S.p.A. di crediti relativi al periodo fino al 31 dicembre 2013 a titolo di "perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione per le imprese distributrici" nonché un credito a titolo di "perequazione dei costi di trasmissione". Il valore ceduto è stato pari a € 32.368mila e il corrispettivo è stato incassato nel mese di marzo. Il costo dell'operazione iscritto negli oneri finanziari è pari a € 651mila. A seguito dell'incasso degli stessi ammontari da parte di Cassa Conguaglio, si è provveduto nel corso del 2014 al riversamento degli stessi al factor. A seguito dell'incasso degli stessi ammontari da parte di Cassa Conguaglio, si è provveduto nel corso del 2014 al riversamento degli stessi al factor.



- II. Nel mese di marzo 2014 è stata effettuata una cessione pro-soluto verso Mediofactoring S.p.A. di crediti relativi al periodo fino al 31 dicembre 2013 a titolo di "meccanismo di integrazione dei ricavi da contributi di connessione a forfait" pari ad € 5.152mila, di crediti relativi al periodo fino al 31 dicembre 2013 a titolo di "perequazione dell'acquisto dell'energia elettrica fornita agli usi propri della trasmissione e della distribuzione" pari ad € 2.723mila, di crediti relativi all'anno 2014 a titolo di "acconto perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione e dei ricavi e costi di trasmissione" pari ad € 6.284mila. Il corrispettivo è stato incassato nel mese di marzo 2014. Il costo dell'operazione iscritto negli oneri finanziari è pari a € 208mila. A seguito dell'incasso a titolo di "meccanismo di integrazione dei ricavi da contributi di connessione a forfait" e "acconto perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione e dei ricavi e costi di trasmissione" da parte di Cassa Conguaglio, si è provveduto nel corso del 2014 al riversamento degli stessi al factor per € 11.435mila, mentre relativamente alla "perequazione dell'acquisto dell'energia elettrica fornita agli usi propri della trasmissione e della distribuzione" è stato iscritto un debito finanziario per € 2.723mila;
- III. Nel mese di giugno 2014 è stata effettuata una cessione pro-soluto verso Mediofactoring S.p.A. di crediti relativi all'anno 2014 a titolo di "terzo, quarto e quinto acconto bimestrale di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione e dei costi di trasmissione" pari ad € 18.850mila. Il costo dell'operazione iscritto negli oneri finanziari è pari a € 154mila. A seguito dell'incasso degli stessi ammontari da parte di Cassa Conguaglio, si è provveduto nel corso del 2014 al riversamento degli stessi al factor.
- IV. Nel mese di dicembre 2014 è stata effettuata una cessione pro-soluto verso Mediofactoring S.p.A. di crediti relativi all'anno 2014 a titolo di "sesto acconto bimestrale di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione e dei costi di trasmissione" pari ad € 6.283mila. Il costo dell'operazione iscritto negli oneri finanziari è pari a € 27mila;
6. € 391mila per anticipi a fornitori;
7. € 895mila relativi a posizioni creditorie verso istituti di previdenza.



Si informa che:

- nel mese di gennaio 2014 sono stati incassati € 3.176mila a titolo di "Perequazione ricavi di misura anno 2010";
- nel mese di febbraio 2014 è stato rimborsato al factor, a seguito di incasso da Cassa Conguaglio, il saldo di perequazione TIT 2012 pari a € 35.791mila già allocato nei debiti finanziari a chiusura del bilancio 2013.
- nel mese di dicembre 2014 è stata rimborsata al factor, la perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione per le imprese distributrici" relativa al periodo 1 gennaio 2013 - 24 giugno 2013 nonché la "perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione per le imprese distributrici" relativi al periodo 25 giugno 2013 - 19 dicembre, cedute entrambe nell'esercizio 2013, per un totale di € 40.133mila.

Crediti con scadenza oltre i cinque anni

In ossequio alle disposizioni dell'articolo 2427, 1° comma, n. 6 codice civile, si precisa che non sono presenti al 31 dicembre 2014 crediti con scadenza contrattuale oltre i cinque anni.

L'eventuale esigibilità oltre detto termine potrà essere in funzione solo di eventi non prevedibili.

Informativa ai sensi dell'art.2428 numeri 3 e 4 codice civile

Alla data del 31 dicembre 2014 la società non possiede, né direttamente, né per il tramite di società fiduciarie o per interposta persona, azioni proprie e/o azioni di società controllanti.

E. RATEI E RISCONTI ATTIVI

Al 31 dicembre 2014 i risconti attivi sono pari a € 528mila e si riferiscono essenzialmente per € 338mila al risconto dei costi assicurativi e per € 107mila a risconti su canoni di locazione.

**PASSIVO****A. PATRIMONIO NETTO**

Il patrimonio netto al 31 dicembre 2014 ammonta a € 616.396mila rispetto a € 632.000mila del 31 dicembre 2013.

Descrizione	31.12.2014	31.12.2013	Variazione
Capitale Sociale	345.000	345.000	0
Riserva legale	69.097	69.097	0
Altre riserve			
Riserva da conferimento	124.571	124.571	0
Versamenti a fondo perduto	51.370	51.370	0
Riserva straordinaria	424	402	23
Utile (Perdita) del periodo	25.934	41.561	(15.626)
Totale Patrimonio Netto	616.396	632.000	(15.604)

La tabella **n. 3** riportata in allegato evidenzia nel dettaglio le movimentazioni intervenute nel corso dell'esercizio.

Capitale Sociale

Ammonta a € 345.000mila, rappresentato da n. 345.000.000 azioni ordinarie da € 1 ciascuna, come risulta dal Libro Soci detenuto presso la Società ed è attualmente sottoscritto e versato da ACEA S.p.A. e da ACEA Reti e Servizi Energetici S.p.A. In data 18 dicembre 2009 ACEA Reti e Servizi Energetici S.p.A. ha venduto un'azione, del valore nominale di € 1, di Acea Distribuzione S.p.A. ad Acea S.p.A.. L'assetto azionario è al 31 dicembre 2010 composto dal 50,0003% di azioni detenute da Acea S.p.A. e dal 49,9997% di azioni detenute da ACEA Reti e Servizi Energetici S.p.A.

Riserva Legale

Ammonta a € 69.097mila, si è formata tramite la destinazione dell'utile 2000, 2001, 2004 e 2005. Tale riserva ha raggiunto il limite previsto dall'articolo 2430 cod. civ. e, ai sensi del medesimo articolo, è disponibile solo per l'aumento di capitale sociale e la copertura perdite.



Altre riserve

La riserva da conferimento ammonta a € 124.571mila.

Tale riserva si è formata nel 1999 in conseguenza dello scorporo del ramo aziendale afferente l'attività di distribuzione di energia elettrica conferito da ACEA S.p.A. Il suo valore originario (€ 317.975mila) accoglieva la differenza tra il valore di perizia del ramo conferito e l'aumento di capitale deliberato per effetto del conferimento stesso dall'Assemblea straordinaria del 29 dicembre 1999, in conformità alla deliberazione del Consiglio di Amministrazione della conferente del 22 dicembre 1999.

Tale riserva si è ridotta nell'esercizio 2006 a seguito delle decisioni assunte dai Soci nella Assemblea Ordinaria del 22 dicembre 2006. In particolare le deliberazioni hanno riguardato (i) la destinazione a riserva legale dell'importo di € 63.200mila (ii) la distribuzione agli azionisti dell'importo di € 19.600mila corrisposto ai soci nel mese di aprile 2007.

Tale riserva è totalmente disponibile ed è utilizzabile per copertura perdita, per aumento del capitale sociale e per distribuzione ai soci.

I versamenti a fondo perduto ammontano a € 51.370mila e risultano invariati rispetto all'esercizio precedente. Sono stati costituiti nell'esercizio 2001 tramite la rinuncia a crediti di pari importo vantati dalla Capogruppo ACEA S.p.A. verso la Società. Tale riserva è totalmente disponibile ed è utilizzabile per copertura perdita, per aumento del capitale sociale e per distribuzione ai soci.

La scissione parziale proporzionale, in favore di Acea Illuminazione Pubblica S.p.A., ha comportato la riduzione per € 39.713 della riserva in oggetto.

La riserva straordinaria ammonta a € 424mila e si è formata anch'essa – come la riserva legale – con la destinazione dell'utile dal 2000 al 2013. Tale riserva è totalmente disponibile ed è utilizzabile per copertura perdita, per aumento del capitale sociale e per distribuzione ai soci.

Di seguito si riporta il prospetto delle riserve distinte per natura, possibilità di utilizzazione e riepilogo delle utilizzazioni effettuate nei tre esercizi precedenti:



Natura/descrizione	Importo	Possibilità di utilizzazione	Quota disponibile	Riepilogo delle utilizzazioni effettuate nei tre precedenti esercizi	
				Copertura perdite	Altre ragioni
Riserve di capitale:					
Versamenti in c/capitale	51.370	A, B, C	51.370		
Riserva da conferimento	124.571	A, B, C	124.571		
TOTALE	175.941		175.941		
Riserve di utili:					
Riserva legale	69.097	A, B	69.097		
Riserva straordinaria	424	A, B, C	424		
TOTALE	69.521		69.521		
Riserve non distribuibili:					
per disposizione dell'art. 2431 del c.c.	69.097		69.097		
per disposizione dell'art. 2426 del c.c.			-		
Quota distribuibile	176.365		176.365		
*Legenda					
A = aumento di capitale					
B = copertura perdite					
C = distribuzione ai soci					

La tabella sopra riportata evidenzia la quota disponibile (e relativa possibilità di utilizzo) delle riserve del patrimonio netto.

Ai sensi dei commi 33 e 34 dell'articolo 1 della finanziaria 2008, che hanno abrogato parzialmente l'articolo 109, comma 4, del DPR 917/86, rimane in vigore il vincolo sulle riserve di patrimonio netto, compresa la riserva legale, per la parte posta a garanzia delle eccedenze di costi dedotti ai soli fini fiscali. Tale vincolo ammonta a € 4.057mila al netto delle imposte differite.

B. FONDI PER RISCHI ED ONERI

Al 31 dicembre 2014 la voce è complessivamente pari a € 5.454mila, rispetto a € 14.713mila al 31 dicembre 2013.

Di seguito viene fornita la composizione del saldo ed il commento relativo alle principali variazioni intervenute.



Descrizione	31.12.2013	UTILIZZI	RICLASS.	ACCAN.TI	DISAC.TI	31.12.2014
Fondo per imposte	0	0	0	0	0	0
Fondo per rischi	14.531	(10.210)	0	975	(33)	5.263
Fondo per oneri	182	(5.201)	76	5.134	0	191
Totale Fondo	14.713	(15.412)	76	6.110	(33)	5.454

Fondo per rischi

È destinato a coprire le potenziali passività che potrebbero derivare da vertenze giudiziarie in corso, in base alle indicazioni dei legali di cui si avvale la Società. Non sono, peraltro, considerati gli effetti delle vertenze che si stima abbiano un esito positivo e quelle per le quali un eventuale esito negativo non sia ragionevolmente quantificabile o qualificato solo come possibile.

Trovano allocazione nel fondo le valutazioni effettuate in merito ai rischi derivanti dalla regolazione, dagli appalti nonché quelli inerenti al personale dipendente con particolare riferimento a problematiche connesse alla contribuzione previdenziale.

Trova altresì allocazione nel fondo rischi:

- ✦ l'onere relativo all'impegno dichiarato da ACEA Distribuzione all'AEEGSI (€ 1.500mila) per eliminare la condotta lesiva contestata in seguito all'apertura dell'istruttoria avvenuta con delibera n. 300/2013/S/eel ("Avvio di un procedimento sanzionatorio per l'accertamento di violazioni in materia di aggregazione delle misure").

I principali utilizzi avvenuti nel corso dell'esercizio sono relativi :

- per € 8.377mila all'onere derivante dall'acquisto e/o produzione dei titoli di efficienza energetica utili per l'annullamento dell'obiettivo assegnato alla società per il 2013 tenuto conto dei titoli già in portafoglio alla data di redazione del bilancio, per i quali è stato accantonato il differenziale tra il costo di acquisto e la stima del contributo, effettuata ai sensi della delibera AEEGSI 13/2014/R/efr, che verrà erogato in sede di consegna dei titoli al fine dell'annullamento dell'obiettivo;
- per € 54mila per accertamento con adesione sottoscritto con l'Agenzia delle Entrate e relativo all'anno 2008 come di seguito descritto;
- per € 367mila al pagamento di vertenze giudiziarie;
- per € 1.396mila ad opere da realizzare per Stato Città del Vaticano;
- per € 17mila ad oneri per contribuzione previdenziale.



Verifica fiscale su ACEA Distribuzione

In conseguenza della verifica generale aperta in data 19 dicembre 2012, l'Agenzia delle Entrate ha notificato ad ACEA Distribuzione un Processo Verbale di Constatazione (PVC) in data 23 maggio 2013. I rilievi contestati riguardano le imposte IRES, IRAP e IVA per un ammontare complessivo di circa € 1,5 milioni. Nello stesso PVC veniva effettuata una segnalazione per gli anni dal 2008 al 2012 sul trattamento tributario di alcune poste già oggetto di rilievo e aventi una valenza pluriennale.

Sulla base della segnalazione inserita nel PVC, la DRE del Lazio – Ufficio Grandi Contribuenti ha chiesto chiarimenti in merito al trattamento tributario delle fattispecie oggetto della medesima segnalazione per i periodi d'imposta 2008 e 2009.

Con riferimento al 2008 ACEA Distribuzione ha versato l'importo di € 56 mila (oltre sanzioni e interessi) oggetto di accordo di adesione.

Per il 2009 la DRE del Lazio ha proceduto alla notifica degli avvisi di accertamento nei quali si contestano maggiori deduzioni IRES e IRAP per un imponibile di € 219 mila e una maggiore detrazione di IVA per € 163 mila. In data 19 febbraio 2015 la DRE Lazio ha disposto l'annullamento totale dell'accertamento ai fini IRES e IRAP e l'annullamento parziale dell'accertamento IVA.

Per i rilievi IVA ancora in essere la Società ha presentato in data 20 febbraio 2015 istanza di accertamento con adesione.

Fondi per oneri

Tale fondo al 31 dicembre 2014 è pari a € 191mila e accoglie esclusivamente il fondo per mobilità. Si informa che nel corso dell'esercizio 2014, il fondo oneri è stato utilizzato per € 5.201mila a seguito di cessazioni di personale per mobilità volontaria e utilizzi per clausola di garanzia.

Gli Amministratori ritengono che dalla definizione del contenzioso in essere e dalle altre potenziali controversie, non dovrebbero derivare per la Società ulteriori oneri, rispetto agli stanziamenti effettuati.

C. TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO LAVORO SUBORDINATO

Ammonta a € 23.453mila e corrisponde al valore complessivo delle indennità di fine rapporto maturate dal personale in servizio (€ 24.384mila al 31 dicembre 2013), al



netto delle anticipazioni concesse ai sensi dell'articolo 1 della legge 29 maggio 1982 n. 297.

Tale voce ha avuto la seguente movimentazione:

Descrizione	31.12.2014
SALDO AL 31.12.2013	24.384
Utilizzi	(1.380)
Trasferimenti	125
Accantonamento	324
Saldo al 31.12.2014	23.453

In seguito alla riforma del TFR, l'importo del fondo accantonato è rappresentativo del TFR dei dipendenti fino al 31 dicembre 2006, mentre gli importi di spettanza dei fondi di previdenza complementare e del fondo di tesoreria gestito dall'INPS sono allocati nei debiti.

D. DEBITI

Al 31 dicembre 2014 ammontano complessivamente a € 1.409.980mila e risultano incrementati di € 97.294mila rispetto all'esercizio precedente (€ 1.312.687mila).

Descrizione	31.12.2014	31.12.2013	Variazione
Debiti verso banche	319.579	339.289	(19.710)
Acconti	1.232	1.232	1
Debiti verso fornitori	310.552	300.178	10.374
Debiti verso controllanti	676.102	558.405	117.696
Debiti tributari	8.065	9.181	(1.116)
Debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale	5.623	5.689	(67)
Altri debiti	88.827	98.712	(9.885)
Debiti verso utenti p/vincoli tariffari	0	0	0
Totale Debiti	1.409.980	1.312.687	97.294

La variazione viene dettagliata nelle voci di seguito.

Debiti verso banche

Al 31 dicembre 2014 il saldo complessivo, pari a € 319.579mila, presenta un decremento di € 19.710mila rispetto all'esercizio precedente.



Nella tabella di seguito riportata è suddiviso il debito per ente mutuante e scadenza delle rate capitali:

Descrizione	Scadenza	Interessi al 31.12.2014	Debito residuo 31.12.2014	Entro il 31.12.2015	Entro il 31.12.2020	Oltre 31.12.2020
BeI/BdR (1° erogazione)	2014	26	0	0	0	0
BeI/BdR (2° erogazione)	2016	196	2.692	1.310	1.381	0
Cassa Depositi e prestiti	2027	16.900	315.612	17.574	79.956	218.082
MCC x FIT	2018	6	666	164	502	0
MCC x FIT	2017	6	608	201	407	0
Totale		17.134	319.579	19.250	82.246	218.082

Per quanto riguarda le condizioni dei finanziamenti si informa che:

1. la prima erogazione del mutuo BEI Intermediato da Banca di Roma ha un costo pari al 4,45% fisso ed una durata di quindici anni. Nel corso del 2014 la Società ha proceduto al rimborso di € 1.402mila di quote capitali scadute;
2. la seconda erogazione del mutuo BEI Intermediato da Banca di Roma ha un costo del 5,48% fisso ed una durata di diciassette anni. Nel corso del 2014 la Società ha proceduto al rimborso di € 1.243mila di quote capitali scadute;
3. il mutuo concesso da Cassa Depositi e Prestiti è stato rifinanziato il 30 dicembre 2005 sulla base delle condizioni di seguito riportate :

tasso di interesse fisso: 5,15%

durata: ventidue anni

garanzie: garanzia della Capogruppo ACEA S.p.A.

In particolare per il finanziamento stipulato da ACEA Distribuzione con Cassa Depositi e Prestiti è previsto un financial covenant espresso, nel contratto vigente, nel quoziente di due cifre decimali, pari a 0,65, consistente nel rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e la somma dell'indebitamento finanziario netto e del patrimonio netto che non deve essere superiore alla data di ogni bilancio al citato quoziente. Tale rapporto deve essere rispettato in ciascun esercizio sia dalla società debitrice sia dal Gruppo ACEA. Il quoziente, calcolato con i medesimi criteri del suddetto contratto, risulta rispettato per il 2014. Nel corso dell'esercizio 2014 sono state rimborsate quote capitali per € 16.703mila;

4. I finanziamenti concessi da MCC si riferiscono a mutui agevolati finalizzati alla ricerca industriale e allo sviluppo. La scadenza è fissata al 2017-2018 e nel corso dell'esercizio 2014 sono state rimborsate € 362mila di quote capitali scadute.

**Acconti**

Al 31 dicembre 2014 ammontano a € 1.232mila e risultano invariati rispetto alla fine del precedente esercizio.

Debiti verso fornitori

Al 31 dicembre 2014 l'esposizione verso i fornitori della Società ammonta a € 310.552mila e presenta complessivamente un incremento di € 10.374mila rispetto all'esercizio precedente (€ 300.178mila).

Tale voce è composta da debiti verso terzi (€ 306.597mila contro € 295.952mila al 31 dicembre 2013) e da debiti verso società correlate (€ 3.955mila contro € 4.226mila alla fine del precedente esercizio).

I debiti verso correlate, in particolare, si riferiscono:

- € 2.875mila verso Acea Energia per partite energetiche 2014 (€ 2.493mila), per agevolazioni tariffarie (€241mila), a prestazioni in *service* (€ 130mila) e al personale distaccato (€ 11mila).
- € 463mila verso Laboratori per prestazioni infragruppo quali gestione licenze e direzione lavori;
- € 132mila verso Ama relativamente alla TARI;
- € 129mila verso Acea8cento per il servizio di *contact center* (€ 123mila) e per il personale distaccato (€ 5mila) e;
- € 17mila verso Acea Illuminazione Pubblica per il personale distaccato.

Nel corso dell'esercizio la Società ha intrapreso una ricca attività di rivisitazione commerciale degli accordi con i principali fornitori tesa all'ottenimento di una dilazione di pagamento strutturata che ha portato alla sottoscrizione di diverse rinegoziazioni contrattuali. Questa clausola ha innescato un meccanismo strutturato di "reverse factoring".

Controparte	Tipo Fornitura	Condizioni Dilazione	Condizioni Cessione	Importo Ceduto	Oneri	Onerosità
SAP	Licenze Software	Spot	Euribor 6M + 0,913%	8.982	37,99	0,42%
SAP	Licenze Software	Spot	Una Tantum	52	0,14	0,26%
Terna S.p.A.	Dispacciament o F.F.	Spot	Una Tantum	14.927	46,19	0,31%

**Debiti verso controllanti (ACEA S.p.A., Acea Reti e Servizi Energetici S.p.A. e Roma Capitale)**

Al 31 dicembre 2014 risultano pari a € 676.102mila rispetto a € 558.405mila al 31 dicembre 2013.

Per il commento sulla composizione e sulla variazione della voce si veda quanto detto a proposito della corrispondente voce dell'attivo.

Debiti tributari

Ammontano a € 8.065mila contro € 9.181mila al 31 dicembre 2013.

Il decremento rispetto al precedente esercizio è pari a € 1.116mila ed è dovuto principalmente al debito per IRPEF e IVA.

La composizione della voce è riepilogata nella seguente tabella:

Descrizione	31.12.2014	31.12.2013	Variazione
Iva	5.799	5.008	791
Ritenute d'acconto	2.316	2.206	109
IRES	(49)	0	(49)
IRAP	0	1.968	(1.968)
TOTALE	8.065	9.181	(1.116)

Debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale

Al 31 dicembre 2014 sono pari a € 5.623mila e risultano decrementati di € 67mila rispetto alla fine del precedente esercizio per effetto, principalmente, del pagamento del TFR trasferito ai fondi di previdenza complementari.

Altri debiti

Ammontano a € 88.827mila con un decremento, rispetto all'esercizio precedente, di € 9.885mila (erano € 98.712mila al 31 dicembre 2013).

La variazione è essenzialmente imputabile all'effetto combinato (i) di maggiori debiti verso il personale (€ + 2.849mila), (ii) di minori debiti verso il Factor per rimborsi da restituire a fronte di incassi pervenuti ad Acea Distribuzione per fatture relative alle cessioni dei Grossisti per (- € 6.984mila), (iii) al minore debito rateizzato verso Equitalia e INPS (€ -4.104mila), (iv) ai minori debiti per la restituzione al factor della perequazione 2012 ceduta (- € 35.791mila), (v) ai maggiori debiti per componenti tariffarie verso Cassa Conguaglio (€ 32.677mila) e (vi) ai minori debiti per perequazioni (- € 659mila).



Tale voce è composta principalmente da:

- Debiti verso Cassa Conguaglio, al netto degli ammontari a credito, per accise relative al IV e V bimestre 2014 (€ 53.006mila), per perequazioni generali 2014 e anni precedenti (€ 2.193mila), per Corrispettivo Tariffario Specifico (CTS) € 4.123mila, per oneri art_52_TIQE € 1.397mila;
- Debiti verso il personale per € 12.822mila;
- Debiti verso Factor per la cartolarizzazione dei grossisti € 5.172mila;
- Debiti verso Factor per la restituzione della "perequazione dell'acquisto dell'energia elettrica fornita agli usi propri della trasmissione e della distribuzione" dell'esercizio 2013, pari a € 2.723mila;
- Il debito residuo rateizzato verso Equitalia per € 6.934mila.

Debiti con scadenza oltre i cinque anni

In ossequio alle disposizioni dell'art. 2427, 1° comma, n.6 Codice civile, si precisa che non sono iscritti in bilancio debiti con scadenza certa superiore ai cinque anni diversi da quelli già indicati nel commento alle voci Acconti, Debiti verso banche e Debiti verso la controllante ACEA per finanziamenti.

Sempre a norma dell'art. 2427, inoltre, si fa presente che non vi sono debiti assistiti da garanzie reali su beni sociali.

E. RATEI E RISCONTI PASSIVI

Al 31 dicembre 2014 ammontano a € 22.862mila (€ 27.314mila al 31 dicembre 2013).

I ratei passivi ammontano a € 60mila (€ 71mila al 31 dicembre 2013) e si riferiscono agli interessi maturati sui mutui BEI, Cassa Depositi e Prestiti e sul mutuo MCC.

I risconti passivi sono pari a € 22.801mila (erano € 27.243mila al 31 dicembre 2013) e accolgono principalmente gli introiti derivanti da contributi (in conto impianti ed in conto esercizio) per € 16.375mila, i risconti relativi a contributi di allaccio a preventivo per il mercato libero e tutelato per € 482mila e i risconti relativi ai contributi di allaccio TICA per € 2.635mila. Completa il saldo il risconto relativo all'integrazione dei ricavi di misura a copertura del costo residuo non ammortizzato dei misuratori sostituiti con quelli elettromeccanici ai sensi della deliberazione n. 292/06 per € 2.841mila.



La quota di risconti superiori a cinque anni riferita ai contributi in conto impianto è pari a € 13.933mila, mentre la quota riferita ai contributi d'allaccio a preventivo e TICA è pari a € 2.119mila.

CONTI D'ORDINE

Garanzie ricevute

Al 31 dicembre 2014 ammontano ad € 101.094mila (€ 92.410mila al 31 dicembre 2013) e si riferiscono per € 78.200mila a polizze fidejussorie ricevute sia da terzi che dai grossisti per il trasporto di energia elettrica e per € 22.893mila a garanzie ricevute dai lottizzatori.



CONTO ECONOMICO

A. VALORE DELLA PRODUZIONE

Al 31 dicembre 2014 ammonta complessivamente a € 528.374mila contro € 513.847mila dell'esercizio precedente.

Ricavi delle vendite e delle prestazioni

Al 31 dicembre 2014 i ricavi delle vendite e delle prestazioni sono pari a € 435.705mila rispetto a € 457.758mila del 31 dicembre 2013.

Essi sono costituiti prevalentemente dai ricavi derivanti dal trasporto, commercializzazione, misura e trasmissione di energia elettrica che ammontano a € 302.741mila (€ 313.365mila al 31 dicembre 2013) ed evidenziano un decremento di € 10.624mila rispetto all'esercizio precedente.

Tali minori ricavi sono generati principalmente dall'effetto del diverso valore dei parametri tariffari nonché dall'effetto del decremento delle consistenze e della minore energia immessa in rete.

Le variazioni rispetto all'esercizio precedente sono conseguenti prevalentemente:

- per i **ricavi di distribuzione**, all'effetto combinato dell'aggiornamento della tariffa per impresa per l'anno 2014 (delibera n. 154/14) e del decremento delle utenze;
- per i **ricavi da commercializzazione** per il servizio di trasporto, all'effetto combinato del diverso valore dei parametri tariffari e alla diminuzione delle utenze;
- per il **delta ricavi di distribuzione**, al diverso valore dei parametri tariffari, alla riduzione delle utenze altri usi e al diverso mix di consumi;
- per i **ricavi da tariffe D2-D3 rispetto a quelli da tariffa D1**, al diverso valore dei parametri tariffari, al decremento delle utenze domestiche ed alla diversa ripartizione dei consumi negli scaglioni;
- per i **ricavi del fondo eventi eccezionali** (art. 52 TIQE), conseguenti alla diminuzione delle utenze domestiche ed alla riduzione delle utenze BT altri usi;
- per i **ricavi dell'attività di misura**, alla riduzione dei parametri tariffari nelle tipologie domestico e BT-AU;
- per l'**integrazione ai ricavi dell'attività di misura**, alla nuova regolazione tariffaria che, a partire dal Quarto Ciclo Regolatorio, ha previsto l'anticipo della suddetta voce di ricavo;
- per i **ricavi di trasmissione**, all'aumento dei parametri tariffari;



- per i **ricavi** dovuti al **servizio di trasporto, distribuzione e misura**, principalmente all'effetto della minore energia ceduta verso reti di altri distributori.

L'applicazione dei meccanismi di perequazione generale determina al 31 dicembre 2014 un introito di € 78.509mila; rispetto al precedente esercizio, l'incidenza della perequazione generale è maggiore di € 528mila in conseguenza dei seguenti fenomeni:

- incremento dei ricavi pari a € 2.672mila per la perequazione relativa all'applicazione delle tariffe D2-D3 per gli usi domestici, che mostra un saldo positivo di € 2.779mila contro un saldo positivo di € 108mila dell'esercizio precedente; tale variazione è da ricondurre principalmente al diverso valore dei parametri tariffari, alla diminuzione delle consistenze e alla diversa ripartizione dell'energia negli scaglioni di consumo;
- decremento di costi pari a € 18mila per la perequazione relativa all'integrazione dei ricavi di misura, al diverso valore del parametro MIS (RES);
- decremento dei ricavi pari a € 5.152mila per la perequazione dei contributi di connessione a forfait, calcolata secondo le modalità esplicitate dall'AEEG in delibera n. 607/13 non riproposta nel 2014;
- incremento per la perequazione dei ricavi di distribuzione per € 3.236mila, dovuto al diverso valore dei parametri tariffari, alla variazione delle consistenze ed al diverso profilo di consumo negli scaglioni;
- incremento dei ricavi per la perequazione dei costi di trasmissione per € 42mila, conseguenti all'incremento del parametro CTR (costo) rispetto al parametro TRAS (ricavo) e alla diversa ripartizione nelle tipologie contrattuali;
- decremento di ricavi per € 230mila per la perequazione relativa all'acquisto dell'energia per usi propri conseguente ai diversi prezzi PAU e alla diversa ripartizione dell'energia nei mesi e nelle fasce orarie;
- decremento di ricavi per € 58mila per la perequazione relativa al "delta perdite", dovuto alla riduzione dei prezzi PAU nei mesi e nelle fasce orarie.

Con riferimento ai mercati serviti si informa che, per quanto riguarda il mercato libero, si registra una diminuzione delle quantità distribuite del -0,53% essendo passate dai 7.410 GWh del 31 dicembre 2013 agli attuali 7.371 GWh; si segnala, inoltre, che il numero medio dei clienti liberi è aumentato di circa 31.104 unità rispetto al medesimo periodo del precedente esercizio.



L'energia distribuita ai clienti del mercato tutelato (2.923 GWh) si riduce del 13,37% rispetto al precedente esercizio.

Alle voci di perequazione sopra citate si aggiungono maggiori ricavi per € 14.692mila relativi a recuperi delle perequazioni generali degli anni precedenti il 2014, conseguenti alle comunicazioni di Cassa Conguaglio e dell'AEEGSI relative ai conguagli sugli importi di perequazione generale.

Nella voce in commento sono inoltre inclusi altri ricavi da prestazioni per € 39.763mila relativi, principalmente:

- a) ai ricavi per Corrispettivo Tariffario Specifico (CTS) cioè una voce nella bolletta, per i clienti finali e per le altre utenze (produttori o autoproduttori) connessi in media tensione che non hanno adeguato il proprio punto di consegna ai requisiti tecnici della delibera 333/07 e ARG/elt 33/08 pari a € 4.408mila di cui € 1.080mila verso Acea Energia con corrispondenti effetti sui costi a seguito della restituzione a Cassa Conguaglio;
- b) ai corrispettivi (€ 9.741mila) maturati in base agli accordi contrattuali intercorrenti con Acea Energia che regolano le prestazioni relative alla gestione tecnica dell'utenza (€ 11.281mila al 31 dicembre 2013);
- c) ai contributi di allacciamento percepiti dai clienti del mercato libero per € 5.453mila (erano € 5.316mila nell'esercizio 2013);
- d) ai ricavi derivanti dalla gestione di impianti di illuminazione cimiteriale per € 7.127mila (€ 7.394mila al 31 dicembre 2013);
- e) ai ricavi per contratto di servizio verso Acea Illuminazione Pubblica per € 3.151mila;
- f) ai ricavi da lavori effettuati su richiesta di terzi per € 1.471mila, conseguiti prevalentemente sulla base di specifiche Convenzioni stipulate con lottizzatori di nuove aree da urbanizzare (€ 2.714mila al 31 dicembre 2013);
- g) ai ricavi da prestazioni rese a Società del Gruppo (ivi compresa la Capogruppo) per € 1.178mila (€ 1.116mila al 31 dicembre 2013).

La variazione negativa è attribuibile principalmente alla scissione parziale proporzionale di Acea Distribuzione (decorsa dal 1 maggio 2013) mediante assegnazione, in favore di Acea Illuminazione Pubblica, del ramo di azienda



affidente le attività e le risorse dedicate alla progettazione, realizzazione e gestione dell'Illuminazione Pubblica, funzionale ed artistica, sul territorio di Roma Capitale.

Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni

Ammontano a € 43.046mila di cui € 24.289mila di personale e € 18.757mila di materiali.

La variazione in aumento (€ 6.011mila), rispetto al precedente esercizio, è imputabile all'effetto combinato dei minori acquisti (- € 2.456mila) e all'incremento della quota di costo del personale (€ 8.467mila), entrambi destinati ad investimento.

Nel corso del 2014 si è proceduto alla modifica delle procedure di capitalizzazione dei costi del personale di ACEA Distribuzione. Le modifiche si sostanziano principalmente:

- ✦ nella correzione di errori nell'ambito della procedura già vigente soprattutto con riferimento all'associazione di ogni singola persona alle categorie di capitalizzazione automatica tramite algoritmo (si tiene conto delle quantità prodotte),
- ✦ nella individuazione di attività precedentemente non capitalizzate: a titolo esemplificativo e non esaustivo l'Unità Acquisti e Logistica e le Unità di progettazione
- ✦ nella capitalizzazione dei costi dei dirigenti sulla base dell'effettiva incidenza percentuale delle ore capitalizzate rispetto al totale dei dipendenti coordinati.

Il recupero più significativo è avvenuto nel mese di settembre con modalità manuale; le regole applicate sono identiche a quelle eseguite automaticamente dai sistemi informativi utilizzati.

L'incidenza percentuale di tale voce sul valore complessivo degli investimenti dell'esercizio – pari a € 101.578mila – in immobilizzazioni materiali, è di circa il 42,4% contro il 39,3% del medesimo periodo del precedente esercizio.

Altri ricavi e proventi

Al 31 dicembre 2014 ammontano a € 49.622mila rispetto a € 19.054mila del 31 dicembre 2013.

La principale voce (€ 36.717mila) è riferita ai contributi iscritti verso Cassa Conguaglio relativamente al TEE in portafoglio di Acea Distribuzione a copertura dell'obbligo 2013 e 2014.



Le altre voci sono di seguito dettagliate:

Descrizione	31.12.2014	31.12.2013	Variazione
Contributi in conto esercizio	36.717	383	36.334
Proventi da CCSE	3.543	3.381	162
Sopravvenienze attive	2.560	6.544	(3.984)
Personale distaccato	2.429	2.379	50
Rimborsi per danni e penali	1.531	1.973	(445)
Fitti attivi	1.068	1.635	(567)
Contributi in conto impianti	608	562	45
Vendita materiali e apparecchi	397	537	(140)
Altri minori	313	146	167
Premi continuità del servizio	212	1.141	(929)
Addebiti di appaltatori	151	290	(139)
Rivalse NRCS	93	83	10
Totale	49.622	19.054	30.566

Le sopravvenienze attive e insussistenze di passivo sono relative a ricavi di precedenti esercizi non allocati nella gestione straordinaria del conto economico in quanto di natura ricorrente, poiché noti solo successivamente alla chiusura dell'esercizio precedente, e, quindi, come tali, assimilabili ai ricavi della gestione caratteristica nonché a rettifiche di stanziamenti relativi ad anni precedenti. I proventi da Cassa Conguaglio si riferiscono allo sconto dello 0,5% riconosciuto sulle componenti tariffarie versate bimestralmente.

B. COSTI DELLA PRODUZIONE

Al 31 dicembre 2014 ammontano complessivamente a € 396.468mila contro € 381.748mila del precedente esercizio.

Materie prime, sussidiarie, di consumo e merci

La voce ammonta a € 22.405mila e si decrementa di € 5.162mila rispetto al 31 dicembre 2013 (€ 27.567mila). La voce comprende i costi di energia elettrica da Acea Energia per usi propri pari a € 2.493mila (€ 2.723mila al 31 dicembre 2013); la variazione rispetto al Bilancio 2013 è conseguenza dell'effetto combinato tra la minore energia elettrica distribuita agli usi propri della distribuzione e della trasmissione, nonché al suo diverso mix quantità/prezzi nei mesi e nelle fasce orarie. Si informa che, sul confronto dell'esercizio 2013 è stata effettuata una



riclassifica relativamente all'acquisto dei TEE dai costi per materie prime agli oneri diversi di gestione per € 368mila.

Descrizione	31.12.2014	31.12.2013	Variazione
Acquisti materiali a magazzino	18.382	22.829	(4.446)
Altri acquisti	4.023	4.739	(716)
Totale	22.405	27.567	(5.162)

Servizi

Ammontano complessivamente a € 136.831mila e risultano decrementati di € 2.686mila rispetto al 31 dicembre 2013 che chiudeva con un ammontare complessivo di € 139.518mila.

Tali oneri sono composti da una quota variabile in funzione dell'energia trasportata pari a € 74.608mila e rappresentano i costi di trasporto dovuti a Terna, in qualità di Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale. Rispetto allo stesso periodo del 2013 tali costi sono aumentati (€ 356mila) per l'effetto combinato dovuto all'aumento dei corrispettivi, parzialmente compensato dalla minore energia prelevata dalla Rete Nazionale, e alla riduzione delle penalità connesse con il meccanismo di aggregazione misure previsto dal TIS (del/AEEG 107/09) conseguenti le attività di allineamento misurato/fatturato.

La restante parte ammonta a € 62.223mila e risulta decrementata di € 3.043mila rispetto al 31 dicembre 2013.

Le principali variazioni sono attribuibili ai maggiori costi legati al Corrispettivo Tariffario Specifico (€ 836mila rispetto all'esercizio precedente), ai minori costi per contratto di servizio intrattenuto con la Capogruppo (- € 291mila rispetto all'esercizio precedente), ai maggiori costi per manutenzioni informatiche ordinarie (€ 1.536mila rispetto all'esercizio precedente), al decremento dei costi per lavori (- € 3.337mila rispetto al 2013) e al decremento delle spese per telefonia (- € 1.336mila).

Per quanto riguarda i costi per prestazioni ricevute dalle Società del Gruppo e da ACEA, pari ad € 30.976mila (+ € 136mila rispetto al 31 dicembre 2013), essi risultano principalmente composti per:



1. € 28.331mila dai costi relativi al contratto di servizio in essere con la controllante ACEA. In conseguenza dell'ampliamento delle attività oggetto di capitalizzazione diretta da parte della Società, sono stati oggetto di capitalizzazione i costi relativi ad alcuni servizi prestati dalla Capogruppo nell'ambito del Contratto di Servizio. L'ammontare complessivo si attesta a € 2.701mila e riguarda principalmente il servizio di acquisti e logistica (€ 1.846mila);
2. € 238mila prevalentemente da prestazioni ricevute relative a servizi Informatici svolti da ACEA;
3. € 567mila verso Acea Reti e Servizi Energetici per il corrispettivo relativo al contratto per la sostituzione delle lampade votive;
4. € 286mila relativi al contratto di servizio in essere con LaboratoRI che ha per oggetto attività di prove e collaudi su materiali;
5. € 333mila relativi al contratto di servizio in essere con Acea8cento per le attività di Contact Center aventi ad oggetto la gestione dei contatti telefonici in arrivo;
6. € 489mila costituiti da consumi idrici verso Acea ATO2;
7. € 650mila relativi a costi per personale distaccato di cui verso ACEA € 190mila, verso Acea Illuminazione Pubblica € 179mila, verso Acea Reti e Servizi Energetici € 112mila, verso Acea Produzione € 70mila, verso Acea Energia € 68mila, , verso Acea8Cento € 16mila e verso Acea ATO2 € 15mila.

Per quanto attiene alla composizione della voce "Costi per Servizi", si informa che, oltre alle spese per lavori (€ 7.758mila) ed ai costi infragruppo, sono stanziati per competenza essenzialmente:

- gli oneri derivanti dai servizi resi al personale per € 4.384mila (€ 4.647mila al 31 dicembre 2013);
- le spese telefoniche e trasmissione dati per € 2.767mila (€ 4.103mila al 31 dicembre 2013);
- gli oneri per pulizia e vigilanza per € 942mila (€ 739mila al 31 dicembre 2013);
- i costi per pareri e consulenze tecniche ed amministrative pari a € 3.661mila (€ 2.363mila al 31 dicembre 2013);
- i costi per servizi legali e notarili pari a € 156mila (€ 140mila al 31 dicembre 2013);



- i costi per spese tipografiche pari a € 17mila (€ 10mila al 31 dicembre 2013);
- i costi per la rilevazione delle letture pari a € 1.065mila (€ 956mila al 31 dicembre 2013);
- i compensi per il Consiglio di amministrazione pari a € 144mila (€ 88mila al 31 dicembre 2013);
- i compensi per il Collegio sindacale pari a € 216mila (€ 216mila al 31 dicembre 2013);
- le spese assicurative pari a € 3.909mila (€ 4.173mila al 31 dicembre 2013);
- i costi da NRCS pari a € 828mila (€ 1.107mila nel 2013);
- i costi per risarcimento danni e indennizzi per € 1.028mila (€ 1.025mila al 31 dicembre 2013);
- i costi per viaggi e trasferte per € 76mila (€ 74mila al 31 dicembre 2013);
- gli oneri per CTS € 4.123mila (€ 3.287mila nel 2013) correlati ai ricavi della stessa fattispecie.

Si evidenzia che i contratti di servizio trovano il fondamento giuridico negoziale all'interno dei mandati generali con e senza rappresentanza resi alla Capogruppo ed alla correlata Acea Energia – e da queste società accettati – ed in funzione dei quali sono stati redatti i relativi contratti di servizio.

Nel corso del 2014 è stato rivisto il contratto di servizio con ACEA, oggetto di rinnovo per il triennio 2014-2016, valorizzando le quantità dei servizi resi dalla Capogruppo sulla base di corrispettivi unitari calcolati con riferimento ai principali benchmark di mercato individuati da primaria società di consulenza.

In relazione ai rapporti commerciali con Acea Energia si segnala che la regolazione delle partite economiche relative ai corrispettivi riconosciuti per il servizio di trasporto e misura è operata, in coerenza con le disposizioni dettate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, in materia di pertinenza di tali corrispettivi tra attività di distribuzione e di vendita, ricevendo conseguente disciplina nel vigente contratto di servizio.

Con riferimento, invece, ai servizi ricevuti da Acea Energia si rappresenta che gli stessi, dal 1° gennaio 2008, sono ricondotti alla sola attività di fatturazione dei



corrispettivi di pertinenza della distribuzione, avendo Acea Distribuzione acquisito – con la medesima decorrenza sopra indicata – la responsabilità diretta della gestione

del credito e delle richieste di prestazione tecnica da parte dei clienti. Si segnala che con l'avvio operativo della nuova mappa applicativa in esito alla chiusura del Programma Volta (22 agosto 2011), l'organizzazione di Acea Distribuzione è divenuta autonoma e tale rapporto risulta definitivamente superato.

Si informa infine, ai sensi dell'articolo 149-duodecies del Regolamento Emittenti CONSOB, che i compensi della società di Revisione Reconta Ernst & Young S.p.A., per le attività di revisione contabile e per le verifiche periodiche, ammontano ad € 143mila.

Godimento beni di terzi

Al 31 dicembre 2014 sono pari a € 4.032mila e risultano decrementati di € 240mila rispetto allo stesso periodo 2013. Sono composti essenzialmente da canoni di locazione (€ 1.764mila), da canoni per licenze d'uso (€ 715mila), da canoni di noleggio di gruppi elettrogeni (€ 625mila), da canoni per noleggio autoveicoli (€ 401mila) e da canoni per cabine elettriche (€ 370mila).

Costi per il personale

Al 31 dicembre 2014 il costo del lavoro è complessivamente pari a € 80.632mila (€ 81.559mila al 31 dicembre 2013), di cui € 24.289mila sono stati capitalizzati.

Descrizione	31.12.2014	31.12.2013	Variazione
Salari e stipendi	56.554	56.773	(218)
Oneri sociali	20.013	20.302	(289)
Tfr	4.059	4.219	(160)
Altri costi	7	265	(258)
Totale	80.632	81.559	(926)

Nelle tabelle che seguono sono riportate rispettivamente la consistenza di fine periodo e media del personale al 31 dicembre 2014 confrontate con i dati dell'esercizio precedente.



Categoria dipendenti	31.12.2014	31.12.2013	Numero medio 31.12.2014	Numero medio 31.12.2013
Dirigenti	13	13	13,00	12,30
Quadri	49	50	49,90	53,30
Impiegati	732	748	747,20	774,30
Operai	415	433	429,00	452,50
Totale	1209	1244	1239,10	1292,40

Nell'esercizio hanno lasciato la società n. 33 dipendenti in conseguenza delle iniziative di mobilità volontaria.

Ammortamenti e svalutazioni

Al 31 dicembre 2014 sono pari a € 104.834mila a (€ 100.575mila al 31 dicembre 2013) con un incremento complessivo pari a € 4.259mila.

Descrizione	31.12.2014	31.12.2013	Variazione
Amm.to delle immobilizzazioni immateriali	13.546	15.323	(1.777)
Amm.to delle immobilizzazioni materiali	84.838	81.782	3.056
Svalutazione crediti dell'attivo circolante	6.451	3.470	2.981
Totale	104.834	100.575	4.259

Ammortamenti immobilizzazioni immateriali

Ammontano complessivamente a € 13.546mila e si decrementano rispetto all'esercizio 2013 di € 1.777mila per effetto combinato di ammortamenti dovuti a nuovi investimenti, all'esaurirsi del processo di ammortamento di altri beni e ai minori ammortamenti a seguito della cessione degli asset ad Acea Illuminazione Pubblica.

Ammortamenti immobilizzazioni materiali

In ossequio alle disposizioni del codice civile – come novellato dal D.Lgs. 6/03 – gli ammortamenti imputati a conto economico sono stati calcolati sulla base delle aliquote economico – tecniche. Si precisa che, per i cespiti entrati in esercizio nel 2014, laddove non si evidenzia una data puntuale di inizio ammortamento, le aliquote sono state ridotte al 50%.

Si ritiene che tale approssimazione rappresenti, ragionevolmente, l'effettivo deprezzamento del costo dei nuovi beni, a seguito del loro utilizzo nell'anno di entrata in funzione.



Per maggiori dettagli sulla movimentazione delle immobilizzazioni materiali si rinvia al commento delle relative voci dello stato patrimoniale ed alla relazione sulla gestione.

Svalutazione dei crediti dell'attivo circolante

Al 31 dicembre 2014 l'accantonamento è pari a € 6.451mila (€ 3.470mila al 31 dicembre 2013) e riguarda per € 5.367mila la stima sui crediti vantati verso i soggetti privati del mercato di maggior tutela e le utenze di illuminazione perpetua, per € 252mila la stima su crediti verso clienti non utenti e per € 832mila l'accantonamento relativo a crediti verso ENEL con riferimento alle annualità 2001 e 2002 corrisposte da ACEA Distribuzione all'INPS a titolo di contributi dovuti ai sensi dell'articolo 41, 2° comma, lettera A della Legge 488 del 23 dicembre 1999.

Variazione delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci

Al 31 dicembre 2014 la variazione risulta positiva per € 2.752mila ed è comprensiva dell'accantonamento e degli utilizzi del fondo obsolescenza materiali.

Accantonamento per rischi ed oneri

Ammontano a € 6.110mila rispetto a € 15.016mila del 31 dicembre 2013. I principali accantonamenti si riferiscono a:

- Oneri relativi alla mobilità volontaria per € 5.134mila;
- Cause legali € 520mila;
- Oneri relativi ai lavori per Stato Città del Vaticano per € 262mila;
- Accertamenti fiscali relativi all'esercizio 2009 per € 188mila;
- Ammortizzatori sociali relativamente al personale per € 5mila.

Per i commenti si rinvia a quanto già esposto nella voce del passivo "fondo per rischi ed oneri".

Oneri diversi di gestione

Al 31 dicembre 2014 ammontano a € 38.872mila e registrano un incremento di € 27.742mila rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente (€ 11.130mila).

La voce comprende i costi iscritti verso Cassa Conguaglio relativamente ai TEE in portafoglio di Acea Distribuzione a copertura dell'obbligo 2013 e 2014 (€ 30.990mila).



Si informa che, sul confronto dell'esercizio 2013 è stata effettuata una riclassifica relativamente all'acquisto dei TEE dai costi per materie prime agli oneri diversi di gestione per € 368mila.

Descrizione	31.12.2014	31.12.2013	Variazione
Titoli efficienza energetica	30.990	369	30.621
Cosap	1.763	1.771	(8)
Sopravvenienze passive	1.369	3.199	(1.830)
Eventi eccezionali CCSE	1.227	558	669
Altro	481	1.062	(581)
Oneri tariffari Art. 52 TIQE	787	807	(20)
Imu	1.323	1.321	2
Tassa rifiuti	326	373	(47)
Contributi Authority	189	196	(7)
Imposte di bollo	126	163	(38)
Penali continuità del servizio	73	1.000	(928)
Verballi NRCS	59	50	9
Tassa proprietà autoveicoli	47	83	(37)
Multe e ammende	42	93	(51)
Acquisto periodici e pubblicazioni	41	65	(23)
Imposte di registro	28	19	9
CCGG	1	1	0
TOTALE	38.872	11.130	27.742

La voce comprende costi variabili per € 787mila riferibili a oneri tariffari art. 52 TIQE; tali oneri risultano complessivamente decrementati di € 20mila rispetto al 31 dicembre 2013 per la diminuzione delle utenze domestiche e delle utenze BT altri usi.

C. PROVENTI E ONERI FINANZIARI

Al 31 dicembre 2014 la gestione finanziaria chiude con un saldo negativo di € 48.032mila (€ 46.950mila al 31 dicembre 2013) incrementandosi, rispetto all'esercizio 2013, di € 1.082mila.

I *proventi finanziari* ammontano a € 878mila (incrementati di € 620mila rispetto al precedente esercizio) e risultano essenzialmente generati dagli interessi risarcitori e dilatori corrisposti dagli utenti per € 535mila e dagli interessi sul conto corrente di corrispondenza a breve verso la Capogruppo per € 341mila.



Gli *oneri finanziari* sono pari a € 48.910mila (incrementati di € 1.703mila rispetto al precedente esercizio) e sono composti essenzialmente da:

- oneri relativi all'indebitamento a medio e lungo termine per € 17.134mila riferiti al mutuo erogato dalla Cassa Depositi e Prestiti (€ 16.900mila), al finanziamento BEI intermediato dalla Banca di Roma (€ 222mila), al finanziamento MCC (€ 12mila) nonché al finanziamento BEI accollato dalla Società ma rappresentante un debito verso la Capogruppo per € 2mila;
- interessi passivi generati dall'attività di tesoreria accentrata svolta dalla controllante ACEA (€ 22.551mila);
- commissioni sulla linea di investimento verso la controllante ACEA (€ 3.579mila);
- commissioni su fidejussioni verso la controllante ACEA (€ 2.148mila);
- commissioni relative alla cessione di credito per perequazione (€ 1.040mila), alle cessioni di credito per la cartolarizzazione di crediti verso grossisti (€ 1.301mila) e alla cessione di credito per titoli di efficienza annullati (€ 88mila);
- interessi verso Equitalia e INPS per cartelle esattoriali rateizzate per € 521mila;
- interessi passivi di mora verso fornitori € 487mila.

La variazione degli oneri è dovuta principalmente all'effetto combinato di minori oneri per interessi dilatori (- € 256mila rispetto al 31 dicembre 2013), ai maggiori interessi passivi e commissioni verso la controllante Acea (€ 4.672mila rispetto al 31 dicembre 2013), al decremento degli interessi relativi al mutuo erogato da Cassa Depositi e Prestiti (- € 828mila), ai minori oneri relativi all'indebitamento verso banche a medio e lungo termine e verso Acea per i mutui accollati da quest'ultima (- € 196mila rispetto al 31 dicembre 2013), al decremento delle commissioni relative a cessioni di crediti (- € 1.502mila) e al decremento degli interessi verso Equitalia e INPS per rateizzazioni rispetto a giugno 2013 (- € 191mila).

E. PROVENTI E ONERI STRAORDINARI

Al 31 dicembre 2014 ammontano ad € 215mila e si riferiscono essenzialmente per € 273mila a proventi di natura fiscale e per € 102mila a minusvalenze patrimoniali a seguito della vendita di auto aziendali.

**Imposte sul reddito di esercizio correnti, differite e anticipate**

Nel 2014 le imposte decrementano il risultato economico per € 58.155mila e sono rappresentate dal saldo algebrico tra l'IRAP e l'IRES di competenza dell'esercizio e le imposte differite.

L'IRAP corrente dell'esercizio ammonta a € 10.739mila (€ 11.683mila nel 2013), l'IRES ammonta a € 30.129mila (€ 35.807mila nel 2013) ed include l'addizionale.

Per quanto riguarda le imposte differite:

- l'utilizzo delle imposte anticipate (al netto dell'accantonamento) è pari a € 17.872mila (- € 3.051mila nel 2013). Nella voce è compreso l'adeguamento delle imposte anticipate (€ 19.962mila) a seguito all'abolizione dell'addizionale IRES;
- l'utilizzo di imposte differite € 317mila (€ 77mila nel 2013);
- i proventi fiscali per tassazione consolidata sono pari a € 269mila (€ 1.252mila nel 2013) e rappresentano il compenso del ROL trasferito al consolidato fiscale.

Descrizione	C migliaia	%
Risultato ante imposte	84.089	
Imposte teoriche calcolate al 34% sull'utile ante imposte	28.590	34,00%
Differenze permanenti	18.320	21,79%
Proventi da consolidato fiscale	0	
IRES di competenza	46.910	55,79%
IRAP	11.245	13,37%
Imposte sul reddito d'esercizio	58.155	69,16%



RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Rapporti con ACEA S.p.A. e sue controllate e collegate

Le regole di governo del Gruppo ACEA e la definizione delle missioni assegnate a ciascuna Società vedono come logica conseguenza il manifestarsi di una serie di transazioni tra Società del Gruppo di consistente rilevanza, sia per le dimensioni economiche che per la significatività dell'area presidiata.

Tali rapporti trovano il fondamento giuridico negoziale all'interno dei mandati generali con e senza rappresentanza resi alla Capogruppo - da questa accettati - in funzione dei quali sono stati redatti i relativi contratti di servizio di durata triennale. Tali regole hanno previsto ed assegnato alla Capogruppo la funzione di holding operativa, in base alla quale svolge servizi di natura amministrativa, finanziaria, legale, logistica e tecnica oltre ai compiti propri di indirizzo e governo.

In aggiunta a questi la Capogruppo rende anche servizi di natura finanziaria mediante una gestione accentrata della tesoreria con un modello riferibile al cosiddetto *cash – pooling* o alle sue evoluzioni.

La società intrattiene con Acea Illuminazione Pubblica rapporti regolati da un contratto di servizio, relativo ad alcune attività che rimangono in service, a seguito dello scorporo del 1 Maggio 2013.

Inoltre ACEA Distribuzione è legata contrattualmente ad ACEA Ato2 dal rapporto di somministrazione di acqua, per la parte passiva, e dalla fornitura di prestazioni cartografiche ed altre minori per quella attiva.

La società intrattiene rapporti con Laboratori attraverso un contratto di servizio per l'effettuazione di analisi chimiche e con Acea8Cento per il servizio di *contact center*. Intercorrono, inoltre, rapporti con Aria per la realizzazione di interventi di elettrificazione connessi alla realizzazione di Termovalorizzatori.

Infine, ACEA Distribuzione intrattiene con ACEA Reti e Servizi Energetici rapporti di collaborazione, regolamentati da un accordo quadro, volti al perseguimento di obiettivi riferiti al conseguimento di riduzioni ed efficienze nei consumi energetici ed all'ottenimento dei corrispondenti riconoscimenti in termini di certificati da parte dell'AEEG. La società, inoltre, fornisce ad ACEA Reti e Servizi Energetici una serie di servizi aziendali regolamentati da apposito contratto.

Nella tabella che segue si evidenziano le quantificazioni economiche e patrimoniali dei maggiori rapporti commerciali intrattenuti con la controllante ACEA e le altre



società del Gruppo, mentre i rapporti di natura finanziaria intrattenuti con la controllante ACEA sono pari a € 265.718mila.

SOCIETÀ	RICAVI		COSTI		CREDITI		DEBITI	
	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013
Acea	1.545	11.397	28.867	29.037	2.525	3.420	2.913	4.312
Acea Ato2	429	360	504	357	208	300	(9)	(0)
Acea Energia	208.346	214.752	3.691	3.861	82.621	116.320	2.875	3.307
Arse	148	2	5.065	936	104	46	155	743
Acea Ato5	0	9	0	0	13	12	10	10
Arla	394	489	0	0	66	339	0	0
Acea Produzione	137	70	70	0	65	59	52	56
Laboratori	0	0	326	286	0	0	463	117
Acea Illum. Pubblica	3.990	3.049	180	20	1.296	2.776	17	0
AceaBcento	14	4	349	403	11	5	129	92
Acquedotto del flora	6	0	0	0	4	0	0	0
Marco Polo	36	142	0	0	362	327	24	24
Aquaser	6	0	0	0	6	0	0	0
Ingegnerie toscane	0	0	0	0	0	46	0	0
Umbra Acque	9	9	0	0	0	0	0	0
Sinerurgia	0	0	0	0	8	8	0	0
Ecogena	0	0	0	0	0	3	0	0

Rapporti con Roma Capitale e aziende partecipate da Roma Capitale

Tra ACEA Distribuzione e Roma Capitale Intercono rapporti di natura commerciale in quanto la Società esegue prestazioni di servizi con particolare riferimento ad urbanizzazioni di nuove aree edificabili e, fino alla fine del 2002, erogazioni di energia elettrica.

Si precisa che Roma Capitale nella sua qualità di Ente Locale ha il potere di regolamentare le imposte e tasse comunali a cui è soggetta ACEA Distribuzione: essa non soggiace in via esclusiva a nessuna di esse rispetto ad altre Società operanti sul territorio comunale.

Il termine di pagamento per Roma Capitale con riferimento ai contratti di servizio è di sessanta giorni dal ricevimento della fattura ed in caso di ritardato pagamento le parti hanno concordato l'applicazione del tasso ufficiale di sconto vigente nel tempo.

Per quanto riguarda l'entità dei rapporti tra ACEA Distribuzione e Roma Capitale si rinvia a quanto illustrato e commentato a proposito dei crediti e debiti verso la controllante nel presente documento.



Anche con Società, Aziende Speciali o Enti controllati da Roma Capitale, ACEA Distribuzione intrattiene rapporti di natura commerciale che riguardano essenzialmente posizioni di credito derivanti dal servizio di trasporto e misura di energia elettrica oltre che dei servizi di connessione. Anche nei confronti dei soggetti giuridici appartenenti a Roma Capitale vengono applicate le stesse tariffe vigenti sul mercato adeguate alle condizioni di fornitura.

Nella tabella successiva sono indicati gli importi (in migliaia di €) relativi ai rapporti economici e patrimoniali più rilevanti intercorrenti tra ACEA Distribuzione e le principali aziende del Gruppo Roma Capitale.

SOCIETÀ	RICAVI		COSTI		CREDITI		DEBITI	
	31.12.14	31.12.13	31.12.14	31.12.13	31.12.14	31.12.13	31.12.14	31.12.13
TRAMBUS	0	0	0	0	0	0	3	2
AMA	0	0	326	373	0	14	132	373
ROMA METROPOLITANA	318	188	0	0	527	161	0	0
FONDAZIONE MUSICA PER ROMA	0	0	0	0	2	2	0	0
VIANINI LAVORI	0	0	0	0	1	1	0	0
ATAC	8	336	0	0	689	685	20	0
METRO C	100	136	1	0	72	26	0	0
ASSICURAZIONI GENERALI	0	0	140	76	0	0	33	41
PIEMME	0	0	39	26	0	0	8	9

Informazioni richieste dall'art. 2427, comma 16 del codice civile

L'ammontare dei compensi spettanti agli amministratori ed ai sindaci, è pari rispettivamente a € 144mila e € 216mila.

Informazioni richieste dall'art. 2427-bis del codice civile

La Società non detiene contratti in strumenti derivati per i quali sia necessario fornire l'informativa richiesta dal presente articolo.

Informazioni richieste dall'art. 2497 del codice civile e seguenti

La Società è soggetta ad attività di direzione e coordinamento ai sensi dell'articolo 2497 c.c. da parte di ACEA S.p.A.. Per i dati essenziali relativi all'ultimo bilancio approvato della società che esercita attività di direzione e coordinamento ai sensi dell'art. 2497 bis, 4° comma c.c. si rimanda al successivo Allegato 5.



ALLEGATI ALLA NOTA INTEGRATIVA

1. Prospetto delle variazioni nei conti delle immobilizzazioni immateriali
2. Prospetto delle variazioni nei conti delle immobilizzazioni materiali
3. Prospetto delle variazioni nei conti di patrimonio netto
4. Rendiconto finanziario
5. Dati essenziali di ACEA S.p.A. ai sensi dell'art. 2497 bis IV comma



ALLEGATO 1

Prospetto delle variazioni nei conti delle immobilizzazioni immateriali

Immobilizzazioni Immateriali	31.12.2013 VALORE NETTO	INCRE.NTI	VARIAZIONI DEL PERIODO RICLAS.	ALIEN.	SVALUT.	AMM.TI	31.12.2014 VALORE NETTO
Costi di impianto	0	0	0	0	0	0	0
Ricerca e sviluppo	(0)	0	0	0	0	0	(0)
Diritti di brevetto	0	0	0	0	0	0	0
Concessioni, licenze e marchi	80.828	4.986	9.667	0	(51)	(13.171)	82.260
Avviamento	0	0	0	0	0	0	0
Altre immobilizzazioni	454	702	0	0	0	(375)	781
Immobilizzazioni in corso	7.479	14.138	(9.667)	0	0	0	11.949
Totale Immobilizzazioni Immateriali	88.761	19.826	0	0	(51)	(13.546)	94.990



ALLEGATO 2

Prospetto delle variazioni nei conti delle immobilizzazioni materiali

Immobilizzazioni Materiali	31.12.2013			VARIAZIONI DEL PERIODO				31.12.2014			
	COSTO	F.DO AMM.	VALORE NETTO	INCREMENTI	RICLAS. /UTILIZZO	ALIEN	SVAL.	AMM.TI	COSTO	F.DO AMM.	VALORE NETTO
Terreni e fabbricati	145.744	(30.603)	115.140	3.259	876	0	(1)	(2.763)	149.878	(33.367)	116.511
Impianti e macchinari	1.762.629	(955.014)	807.615	54.370	1.573	0	(1.230)	(48.982)	1.817.342	(1.003.499)	813.843
Attrezzature industriali e commerciali	556.363	(223.367)	332.996	36.206	3.830	0	(260)	(32.197)	596.138	(255.471)	340.667
Altri beni	14.539	(9.852)	4.687	297	932	(262)	0	(896)	15.506	(10.512)	4.994
Immobilizzazioni in corso e acconti	9.613	0	9.613	7.446	(7.211)	0	(88)	0	9.761	0	9.761
Totale Immobilizzazioni Materiali	2.488.887	(1.218.836)	1.270.051	101.578	0	(262)	(1.578)	(84.838)	2.588.625	(1.302.849)	1.285.776



ALLEGATO 3

Prospetto delle variazioni nei conti di patrimonio netto

Descrizione (migliaia di Euro)	Capitale Sociale	Riserva da sovrapprezzo Azioni	Riserva legale	Altre Riserve	Utili (perdite) portati a nuovo	Utili (perdite) dell'esercizio	Totale Patrimonio Netto
Saldi al 31 Dicembre 2013	345.000		69.097	176.342		41.561	632.000
Destinazione risultato esercizio				23			23
Distribuzione Dividendi						(41.538)	(41.538)
Incrementi/Decrementi							0
Altre Riserve/Utili a nuovo						(23)	(23)
Utili/perdite di periodo						25.934	25.934
Saldi al 31 Dicembre 2014	345.000	0	69.097	176.365	0	25.934	616.396

**ALLEGATO 4**

RENDICONTO FINANZIARIO	31.12.14	31.12.13	Variazione
A. Flussi finanziari derivanti dalla gestione reddituale			
Utile (perdita) dell'esercizio	25.934	41.561	(15.626)
Imposte sul reddito	58.155	43.110	15.045
Interessi passivi / (Interessi attivi)	48.032	46.950	1.082
(Dividendi)	0	0	0
(Plusvalenza)/ Minusvalenze derivanti da cessione di attività	(215)	479	(694)
1. Utile (perdita) dell'esercizio prima delle imposte sul reddito, interessi, dividendi e plus/minusvalenze da cessione	131.906	132.100	(194)
Rettifiche per elementi non monetari che non hanno avuto contropartita nel CCN			
Accantonamento ai fondi	6.433	15.483	(9.050)
Ammortamenti delle immobilizzazioni	98.384	97.105	1.279
Svalutazioni per perdite durevoli di valore	(96)	(508)	411
Altre rettifiche per elementi non monetari	311	29	283
2. Flusso finanziario prima delle variazioni del CCN	236.938	244.209	(7.271)
Variazioni del CCN			
Decremento / (incremento) delle rimanenze	2.752	8.512	(5.760)
Decremento / (incremento) dei crediti verso clienti	61.180	25.097	36.083
Decremento/(incremento) dei crediti verso controllanti	1.263	52.825	(51.562)
Decremento/(incremento) dei crediti verso altri	(9.795)	4.712	(14.507)
Incremento / (decremento) dei debiti verso fornitori	9.887	15.215	(5.327)
Incremento / (decremento) dei debiti verso controllanti	(28.597)	(51.923)	23.326
Incremento / (decremento) dei debiti verso altri	(49.311)	(59.540)	10.229
Decremento / (incremento) ratel e risconti attivi	4	(1)	5
Incremento / (decremento) ratel e risconti passivi	(4.442)	2.167	(6.609)
Altre variazioni del CCN			
3. Flusso finanziario dopo le variazioni del CCN	219.880	241.273	(21.393)
Altre rettifiche			
Interessi incassati / (pagati)	(41.553)	(44.059)	2.506
(Imposte sul reddito pagate)	(23.899)	(16.833)	(7.065)
Dividendi incassati	0	0	0
(Utilizzo dei fondi)	(16.940)	(10.998)	(5.942)
4. Flusso finanziario dopo le altre rettifiche			
FLUSSO FINANZIARIO DELLA GESTIONE REDDITUALE (A)	137.488	169.382	(31.894)
B. Flussi finanziari derivanti dall'attività d'investimento			
Immobilizzazioni materiali			
(Investimenti)	(100.563)	(91.807)	(8.755)
Prezzo di realizzo disinvestimenti	0	0	0
Immobilizzazioni immateriali			
(Investimenti)	(19.775)	(5.134)	(14.641)
Prezzo di realizzo disinvestimenti	0	0	0
Immobilizzazioni finanziarie			



RENDICONTO FINANZIARIO	31.12.14	31.12.13	Variazione
(Investimenti)	3	5	(2)
Prezzo di realizzo disinvestimenti	0	0	0
Attività finanziarie non immobilizzate			
(Investimenti)	0	0	0
Prezzo di realizzo disinvestimenti	0	0	0
Acquisizione o cessione di società controllate o di rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide			
FLUSSO FINANZIARIO DELL'ATTIVITA' DI INVESTIMENTO (B)	(120.335)	(96.936)	(23.398)
C. Flussi finanziari derivanti dall'attività di finanziamento			
Mezzi di terzi			
Incremento (decremento) debiti a breve verso banche	0	0	0
Decremento (incremento) crediti finanziari	(99.305)	(138.208)	38.902
(Decremento) incremento debiti finanziari	123.690	135.180	(11.490)
Mezzi propri			
Aumento di capitale a pagamento	0	(69.418)	69.418
Cessione (acquisto) di azioni proprie	0	0	0
Dividendi (e acconti su dividendi) pagati	(41.538)	0	(41.538)
FLUSSO FINANZIARIO DELL'ATTIVITA' DI FINANZIAMENTO (C)	(17.153)	(72.445)	55.292
Incremento (decremento) delle disponibilità liquide (A +- B +- C)	0	(0)	0
Disponibilità liquide al 1 gennaio	0	0	0
Disponibilità liquide al 31 dicembre	0	(0)	0

**ALLEGATO 5****Dati essenziali Società che esercitano direzione e coordinamento****DATI SINTETICI 2013 ACEA S.p.A.
(Redatto secondo principi IAS/IFRS)**

ATTIVITA'	31.12.2013	31.12.2012 Restated	Variazione
Immobilizzazioni Materiali	160.417	163.847	(3.429)
Investimenti Immobiliari	2.872	2.933	(61)
Altre immobilizzazioni Immateriali	10.396	8.758	1.637
Partecipazioni in controllate e collegate	1.706.474	1.701.863	4.611
Altre partecipazioni	3.233	4.704	(1.471)
Imposte differite Attive	35.992	35.237	755
Attività Finanziarie	1.749.406	1.563.440	185.967
Altre Attività non correnti	714	720	(6)
ATTIVITA' NON CORRENTI	3.669.505	3.481.500	188.004
Lavori in corso su ordinazione	270	2.534	(2.264)
Crediti Commerciali	42.952	44.883	(1.932)
Crediti Commerciali Infragruppo	52.724	77.112	(24.389)
Altre Attività Correnti	22.549	27.461	(4.912)
Attività Finanziarie Correnti	12.559	36.062	(23.503)
Attività Finanziarie Correnti Infragruppo	224.892	307.736	(82.844)
Attività per imposte correnti	68.909	57.507	11.402
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	541.526	377.565	163.960
ATTIVITA' CORRENTI	966.381	930.860	35.520
TOTALE ATTIVITA'	4.635.885	4.412.361	223.525



Bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2014

PASSIVITA'	31.12.2013	31.12.2012 Restated	Variazione
Patrimonio Netto			
capitale sociale	1.098.899	1.098.899	0
riserva legale	78.704	74.351	4.353
riserva azioni proprie	0	0	0
altre riserve	78.699	66.412	12.287
utile (perdita) relativa a esercizi precedenti	62.697	43.754	18.943
utile (perdita) dell'esercizio	41.342	42.425	(1.083)
Totale Patrimonio Netto	1.360.340	1.325.841	34.499
Trattamento di fine rapporto ed altri piani a benefici definiti	28.787	33.361	(4.574)
Fondo per rischi ed oneri	55.258	52.407	2.851
Debiti e passività Finanziarie	2.035.736	1.684.767	350.969
Altre passività	1.891	3.514	(1.623)
Fondo imposte differite	9.239	2.941	6.298
PASSIVITA' NON CORRENTI	2.130.912	1.776.991	353.921
Debiti finanziari	911.716	1.057.876	(146.160)
Debiti fornitori	152.182	168.513	(16.331)
Debiti Tributarli	55.384	54.203	1.181
Altre passività correnti	25.352	28.937	(3.586)
PASSIVITA' CORRENTI	1.144.634	1.309.529	(164.895)
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO	4.635.885	4.412.361	223.525



Bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2014

CONTO ECONOMICO	31.12.2013	31.12.2012	Variazione
Ricavi da vendita e prestazioni	162.405	167.903	(5.498)
Altri ricavi e proventi	14.496	11.397	3.099
Ricavi netti	176.902	179.301	(2.399)
Costo del lavoro	50.155	55.742	(5.587)
Costi esterni	129.019	147.509	(18.490)
Costi operativi	179.174	203.252	(24.078)
Margine Operativo Lordo	(2.272)	(23.951)	21.679
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	29.598	34.271	(4.673)
Risultato operativo	(31.870)	(58.222)	26.352
Proventi Finanziari	94.466	104.780	(10.314)
Oneri Finanziari	88.109	90.078	(1.968)
Proventi da Partecipazioni	120.069	130.307	(10.238)
Oneri da Partecipazioni	1.446	3.868	(2.422)
Risultato ante imposte	93.109	82.919	10.190
Imposte sul Reddito	(1.369)	(4.141)	2.772
Risultato Netto	94.479	87.060	7.418