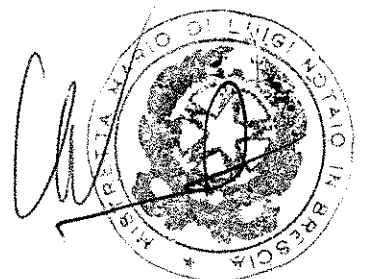


Allegato N. al n. 108135/141313 di rep.
notaio Mario Mistretta da Brescia

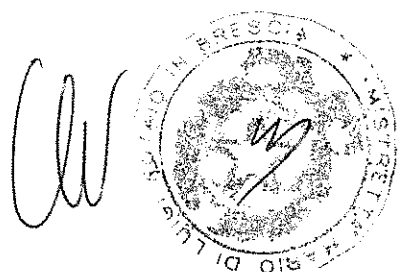
A2A Trading S.r.l.

Bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2015



INDICE

Cariche sociali	3
Relazione sulla gestione	5
Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea dei soci	32
Prospetti di Bilancio	33
Situazione patrimoniale e finanziaria	34
Conto Economico	35
Conto Economico Complessivo	36
Rendiconto finanziario	37
Prospetto delle variazioni dei conti di patrimonio netto	38
Note Illustrative	39
Informazioni di carattere generale relative ad A2A Trading S.r.l.	41
Schemi di bilancio	42
Variazioni di principi contabili internazionali e di <i>accounting policy</i>	43
Principi contabili e criteri di valutazione	48
Note illustrative alla Situazione Patrimoniale e Finanziaria	59
Indebitamento finanziario netto	68
Note illustrative alle voci di Conto economico	69
Nota rapporti con le parti correlate	84
Operazioni non ricorrenti	85
Garanzie ed impegni con terzi	86
Altre informazioni	87
Allegati alle note illustrative	101
Allegato n. 1 Prospetto delle variazioni delle immobilizzazioni immateriali	102
Allegato n. 2 Principali dati patrimoniali ed economici dell'ultimo bilancio approvato della Controllante A2A S.p.A.	103
Relazione del Collegio Sindacale	105
Relazione della Società di Revisione	113



Consiglio di Amministrazione

Presidente

Masi Massimiliano Spiridione

Amministratori

Annamaria Arcudi

Maria Ester Benigni

Paolo Franco Pederghana

Carmelo Geniale

Collegio sindacale

Presidente

Francesco Orioli

Sindaci effettivi

Antonio Fezzi

Mauro Segalini

Sindaci supplenti

Lorenzo Cavallini

Alessandra Ungaro

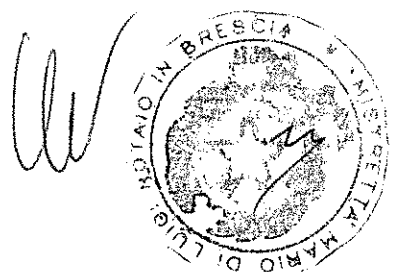
Società di revisione

PricewaterhouseCoopers S.p.A.

La società è a socio unico ed è soggetta all'attività di direzione e coordinamento di A2A S.p.A.



RELAZIONE SULLA GESTIONE



GRANDEZZE SIGNIFICATIVE DELL'ATTIVITA' GESTIONALE

	2015	2014
a. Ricavi (in migliaia di euro)	2.475.129	2.583.802
c. Margine operativo lordo (in migliaia di euro)	142.183	-153.938
d. Risultato operativo netto (in migliaia di euro)	141.172	-154.840
e. Risultato d'esercizio (in migliaia di euro)	88.727	-118.509
f. Dipendenti (numero medio)	94	96
Vendite Gas (Milioni di mc a 38,1MJ/m3)	2.695	3.205
Vendite elettricità (Milioni di kWh)	49.736	49.632

Signori soci,

il bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2015 è stato redatto secondo le disposizioni di legge in materia di bilancio ed è sottoposto a revisione legale completa da parte della società di revisione PricewaterhouseCoopers S.p.A..

Il capitale sociale di A2A Trading S.r.l., risulta pari a 1.000 migliaia di euro interamente sottoscritto e versato da A2A S.p.A..

Il risultato d'esercizio è risultato positivo per 88.727 migliaia di euro.

A2A Trading S.r.l. è la società a cui è affidata la gestione del portafoglio energetico del Gruppo A2A, ivi inclusa l'attività di compravendita di energia elettrica e di combustibili gassosi e non gassosi sui mercati all'ingrosso nazionali ed internazionali. Nei paragrafi a seguire vengono illustrati lo scenario macroeconomico e il quadro normativo e tariffario dei settori di riferimento in cui opera la Vostra società.

QUADRO MACROECONOMICO

Consuntivo 2015

Il 2105 è stato un anno nel quale l'economia globale ha scontato gli effetti di diversi fattori di instabilità. La crescita economica a livello mondiale registra una battuta d'arresto attestandosi a +3,1% contro un +3,3% del 2014, secondo le ultime stime del Fondo Monetario Internazionale (FMI). Tale ribasso è ascrivibile alla frenata della crescita in Cina e nelle economie emergenti quali Brasile e Russia, al calo del prezzo del petrolio ed alla stretta monetaria avviata dalla Federal Reserve (FED) a fine anno.

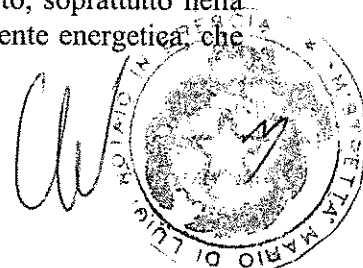
I dati sul PIL cinese nel quarto trimestre 2015 certificano la discesa del ritmo di espansione dell'economia di Pechino sotto la soglia del 7%. Nell'intero 2015 l'espansione è stata del 6,9% che per la Cina corrisponde a un record negativo: si tratta del risultato peggiore da ben 25 anni, al minimo dal 1990. Il rallentamento dell'economia è legato soprattutto alle attività manifatturiere. La produzione dell'acciaio è scesa del 2,3% nel 2015, quella di energia elettrica dello 0,2% così come quella del carbone. Il calo della produzione di acciaio riflette il rallentamento in settori come la meccanica, l'edilizia e la cantieristica navale. Gli Stati Uniti hanno ripreso ad essere la "locomotiva" principale dell'economia dei paesi industrializzati con una crescita del 2,6% nel 2015 ed una attesa del 2,8% per il 2016. Gli Stati Uniti si sono lasciati definitivamente alle spalle la crisi del 2008-2009 riuscendo anche a contenere la disoccupazione.

Nell'anno 2015 il PIL dell'Eurozona si attesta all'1,5% grazie all'incremento dei consumi privati sostenuti dalla caduta del prezzo del petrolio e dall'aumento dei redditi da lavoro dipendente. Da segnalare la crescita dell'economia tedesca nel 2015 con il PIL in rialzo dell'1,7% rispetto al 2014, registrando così il sesto aumento consecutivo (Fonte: FMI).

Relativamente all'Italia, l'Istat conferma le stime di ottobre con una crescita del PIL a +0,8% nel 2015 caratterizzata dal recupero della domanda interna. Rimangono invece deboli gli investimenti delle aziende. Segnali di lento miglioramento arrivano anche dal mercato del lavoro con l'occupazione in crescita dello 0,9% nel 2015.

L'inflazione mondiale è rimasta sostanzialmente inalterata su bassi livelli nelle principali economie avanzate. Al di fuori dell'OCSE perdurano generali pressioni deflazionistiche in Cina ed India, mentre l'indice dei prezzi al consumo si mantiene elevato in Russia e in Brasile.

L'inflazione resta fiacca nell'Area Euro con l'indice dei prezzi al consumo di dicembre che si attesta a +0,2%, lontanissimo dall'obiettivo europeo del 2%. A lasciare il segno è stato, soprattutto nella seconda parte dell'anno, il crollo dei prezzi del petrolio e quindi della componente energetica, che la politica monetaria della BCE è riuscita solo parzialmente a contrastare.



Relativamente all'Italia l'inflazione rallenta per il terzo anno consecutivo, portandosi a +0,1% nel 2015 da +0,2% del 2014. (Fonte: Istat).

Con riferimento ai tassi di interesse si segnala che il rialzo, deciso nella riunione del 15 e 16 dicembre della Federal Reserve (FED), ha avuto effetti complessivamente contenuti sui rendimenti a lungo termine. Nella riunione di dicembre 2015, il Consiglio Direttivo della BCE ha deciso di non intervenire e ha così mantenuto il tasso di riferimento allo 0,05%, il tasso sui depositi a un 0,3% mentre quello sulle operazioni di rifinanziamento marginale è stato confermato allo 0,3%. L'accentuazione della politica monetaria espansiva della BCE e l'avvio del rialzo dei tassi negli Stati Uniti si sono riflessi in maniera contenuta sul cambio EUR/USD, che dalla metà di ottobre si è deprezzato di circa il 4% nei confronti del dollaro. Il tasso di cambio medio EUR/USD si è attestato a 1,11 dollari nell'anno 2015, in contrazione del 16% rispetto al 2014.

Le prospettive

Le prospettive di crescita dell'economia mondiale si sono indebolite e la ripresa sarà più graduale, in particolare nei mercati emergenti e nei Paesi in via di sviluppo, di quanto previsto in precedenza. Secondo il Fondo Monetario Internazionale (FMI) le attuali previsioni di crescita globale sono soggette a rischi di ribasso collegati agli aggiustamenti in atto: un generalizzato rallentamento delle economie emergenti, il riequilibrio della Cina, il calo dei prezzi delle materie prime e la graduale uscita da condizioni monetarie straordinariamente accomodanti negli Stati Uniti (la politica monetaria della FED). Se queste sfide non fossero gestite con successo la crescita globale potrebbe deviare dalle attese previste.

Per quanto riguarda le stime il FMI prevede che l'economia mondiale crescerà rispettivamente del 3,4% nel 2016 e del 3,6% l'anno successivo, le economie avanzate viaggeranno invece ad un ritmo del 2,1% sia nel 2016 che nel 2017. Per quanto concerne gli Stati Uniti è previsto un +2,6% in entrambi gli anni condizionato dal rafforzamento del dollaro. Confermate le stime di crescita per la Cina: +6,3% nel 2016 e +6,0% nel 2017. Per quanto riguarda le economie emergenti, il prodotto interno lordo della Russia si contrarrà quest'anno più del previsto (calo dell'1,0%), per tornare a crescere nel 2017. Il FMI ha drasticamente rivisto al ribasso le già pessime previsioni economiche sul Brasile: per quest'anno si attende una recessione pari al 3,5% del PIL dopo il pesantissimo -3,8% già accusato nel 2015. Per il 2017 invece, l'istituzione prevede una stagnazione, con una variazione nulla del PIL. Confermate ed in controtendenza invece le stime per l'India, con una crescita prevista al +7,5% sia nel 2016 che nel 2017.

Con riferimento all'Eurozona, il FMI ha elaborato una previsione di crescita nel 2016 pari all'1,7%, così come per il 2017. Andando nel dettaglio delle maggiori economie europee, la Germania dovrebbe crescere dell'1,7% sia nel 2016 che nel 2017, mentre la Francia dovrebbe registrare un +1,3% e +1,5% rispettivamente. Continua la ripresa della Spagna: dopo il +3,2% del 2015, il PIL segnerà un +2,7% nel 2016 ed un +2,3% nel 2017.

Confermati i dati sull'Italia, per la quale il FMI prevede un incremento del PIL pari all'1,3% nel 2016 ed all'1,2% nel 2017. Numeri più contenuti rispetto alle stime fatte dal Governo che, nella nota di aggiornamento del Documento di Economia e Finanza (DEF), ha previsto una crescita dell'1,6% per quest'anno. Secondo il FMI, il motore della crescita è rappresentato dalla domanda interna più forte rispetto agli anni precedenti, ma permane grande incertezza relativamente agli investimenti, che in Italia ed in Europa potrebbero essere rinviati nel caso in cui aumentassero i timori per il possibile scoppio di una "bolla edilizia" in Cina e le quotazioni del greggio dovessero continuare a scendere.

La persistente debolezza dei prezzi dell'energia e delle commodity pone importanti rischi al ribasso sulla previsione di inflazione nelle principali economie avanzate per gli anni 2016-2017. Relativamente ai paesi emergenti, in Cina ed India continueranno le pressioni deflazionistiche mentre in Brasile e in Russia si registreranno elevati tassi di inflazione per effetto della svalutazione delle rispettive monete locali.

Per quanto concerne l'Area Euro, gli esperti della BCE hanno tagliato le stime sull'inflazione sia per quest'anno che per l'anno prossimo. Per il 2016 la stima sull'inflazione è tagliata allo 0,7% dall'1% precedente e per il 2017 è limata all'1,4% dall'1,5%. Nel 2018 il tasso si dovrebbe poi attestare all'1,6%.

Relativamente all'Italia la BCE prevede una crescita dei prezzi al consumo dell'1,0% nel 2016 grazie ad un graduale ripresa dei consumi delle famiglie e delle imprese.

Secondo la Banca d'Italia, la disoccupazione italiana si attesterà all'11,1% quest'anno e al 10,7% nel 2016 per effetto delle migliori prospettive di domanda e, in parte, delle misure di riduzione del costo del lavoro introdotte dal governo.

Il tasso di cambio EUR/USD mantiene un trend ribassista attestandosi, nei primi 20 giorni di gennaio 2016, ad un valore medio di 1,09 dollari, dopo che lo scorso dicembre la Federal Reserve (FED) ha avviato il rialzo dei tassi dopo anni di denaro a costo zero. Nel programma varato dalla FED a dicembre, si parla di quattro rialzi di un quarto di punto nel 2016. Nella riunione di fine gennaio la Federal Reserve ha mantenuto i tassi fermi, procrastinando la discussione su come e quanto alzarli all'incontro di marzo. Al momento la previsione è di un tasso di cambio EUR/USD all'1,09-1,10 per il biennio 2016-2017.

La Banca Centrale Europea (BCE), nella riunione del 21 gennaio 2016 ha deciso di mantenere i tassi invariati allo 0,05%, confermando l'intenzione di lasciarli tali per un lungo periodo di tempo a supporto di un rialzo dei listini europei. I tassi sui depositi bancari rimangono negativi allo -0,3% ed i tassi marginali allo 0,3%. L'obiettivo dell'azione della BCE è quello di portare l'inflazione vicino al 2% e per questo ha fissato una riunione a marzo per il possibile varo di nuovi stimoli monetari e per la revisione del programma di acquisti di titoli (*Quantitative Easing*) lanciato lo scorso anno; una revisione dai contorni ancora indefiniti.

ANDAMENTO MERCATO ENERGETICO

Nell'anno 2015 le quotazioni delle *commodity* energetiche hanno risentito fortemente delle incertezze del quadro macroeconomico mondiale e della debolezza dei fondamentali di domanda ed offerta dei mercati di riferimento.

Il prezzo medio del Brent nell'anno 2015 si è attestato a 53,7 \$/bbl, registrando una riduzione di circa il 46% rispetto a quanto consuntivato lo scorso anno (99,5 \$/bbl). L'andamento al ribasso ha visto una progressiva accelerazione dall'inizio dell'estate con un picco nel mese di dicembre quando il Brent ha raggiunto il livello più basso da giugno 2004 con un valore medio pari a 38,9 \$/bbl. Il prezzo del greggio ha proseguito nella discesa anche nei primi giorni del 2016, scendendo al di sotto dei 30 \$/bbl per poi risalire sensibilmente.

L'agenzia statunitense Energy Information Administration (EIA) prevede che il Brent sarà in media sui 40 \$/bbl durante il 2016 e sui 50 nel 2017. A tenere bassi i prezzi è un'offerta che anche nel 2016 continuerà a sorpassare la domanda, facendo così crescere le scorte. Nel 2015 sono stati soprattutto gli Stati Uniti la fonte principale dell'incremento della produzione. Nel 2016 e nel 2017, invece, la crescita sarà ascrivibile ai Paesi OPEC, soprattutto grazie alla ripresa delle esportazioni dell'Iran. La potenza mediorientale infatti, con la sospensione delle sanzioni, dovrebbe riprendere a pieno regime le estrazioni di greggio. Nel 2016 la produzione dei Paesi non-OPEC, secondo la EIA, calerà di 0,6 mb/g, ovvero la prima riduzione dal 2008. Circa i due terzi di questa diminuzione sarà imputabile agli Stati Uniti e sarà soprattutto la produzione di *tight oil* a crollare, il petrolio non convenzionale; questa tipologia di greggio per essere economicamente sostenibile richiederebbe prezzi del barile più alti di quelli attuali e di quelli previsti nel breve periodo ed è inoltre caratterizzata da tassi di declino molto elevati. La EIA si aspetta che il consumo di petrolio e dei combustibili liquidi cresca di 1,4 mb/g sia nel 2016 che nel 2017.



Handwritten signature and circular notary stamp of Notary Mario D'Amico, with the text "NOTAIO IN BOLOGNA" and "MARIO D'AMICO" visible.

Sul mercato europeo del carbone non si è registrata alcuna ripresa nel corso del 2015. Le quotazioni si mantengono, con l'eccezione di febbraio e marzo, su valori sensibilmente inferiori ai 60 \$/tonn con un trend lievemente decrescente che, nel mese di dicembre, raggiunge il minimo storico degli ultimi undici anni pari a 47,9 \$/tonn. Il prezzo medio del carbone con delivery nei porti di Amsterdam-Rotterdam-Anversa (Coal CIF ARA) è stato pari a 56,5 \$/tonn nel 2015, in calo del 25% circa rispetto all'anno 2014.

Energia Elettrica

Per quanto attiene lo scenario del mercato elettrico nazionale, il fabbisogno netto di energia elettrica in Italia nell'anno 2015 è stato pari a 315.234 GWh (fonte: Terna), in aumento dell'1,5% rispetto al 2014 (310.535 GWh). In termini *decalendarizzati* la variazione risulta pari a +1,3%.

La produzione netta di energia elettrica si attesta nel 2015 a 270.703 GWh, in aumento dello 0,6% rispetto all'anno 2014. La normalizzazione dell'idraulicità ha determinato una forte contrazione della produzione da fonte idroelettrica, che si attesta a 44.751 GWh, registrando una diminuzione del 24,9% rispetto al 2014. Di tale diminuzione ha beneficiato la produzione di energia termoelettrica, che risulta in aumento dell'8,3% rispetto al 2014 attestandosi a 180.871 GWh. In aumento anche le produzioni da fonte fotovoltaica e geotermoelettrica, rispettivamente del +13,0% e +4,5%. In sensibile calo la produzione eolica, che registra una diminuzione del 3,3% rispetto al 2014. Le ore medie di funzionamento stimate a livello nazionale per tutte le tecnologie termoelettriche per l'anno 2015 sono risultate in aumento dell'8% rispetto all'anno precedente. La produzione nazionale, al netto dei consumi da pompaggio, ha coperto l'85% della richiesta di energia elettrica, mentre le importazioni nette hanno soddisfatto la parte restante.

Sul fronte dei prezzi il PUN (Prezzo Unico Nazionale) Base Load, nell'anno 2015, registra un lieve aumento (+0,5%) rispetto all'anno precedente attestandosi a 52,3 €/MWh contro i 52,1 €/MWh del 2014. Il prezzo nelle ore di alto carico diminuisce dello 0,3% rispetto all'anno precedente (PUN Peak Load a 58,7 €/MWh vs 58,9 €/MWh), mentre il prezzo nelle ore a basso carico registra un aumento dell'1,0% rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente (PUN Off-Peak a 48,73 €/MWh vs 48,26 €/MWh).

Il rapporto prezzo picco/*baseload* resta allineato ai livelli del 2014 con un differenziale 2015 di circa 6,4 €/MWh.

Gas Naturale

Nell'anno 2015 la domanda di gas naturale è aumentata del 9,0% rispetto al 2014, attestandosi a 66.944 Mmc (fonte: Snam Rete Gas). Il fattore climatico si conferma il driver principale: nei mesi estivi si sono registrati consistenti incrementi di domanda imputabili principalmente alla produzione di energia da fonte termoelettrica, mentre nell'ultimo trimestre dell'anno l'incremento è dovuto a temperature decisamente più basse rispetto all'anno precedente.

Nel 2015 a sostenere la crescita sono stati il segmento residenziale e commerciale, che ha evidenziato un incremento del 9,8% rispetto al 2014, nonché il settore termoelettrico che, con un aumento del 15,3%, si è attestato a 20.495 Mmc. Al contrario, il settore industriale continua a mostrare segni di debolezza risultando l'unico segmento che, nell'anno 2015, ha fatto registrare un segno negativo (-2,8%) rispetto al 2014.

L'import ha rappresentato circa il 90,4% del fabbisogno al netto dell'andamento dello stoccaggio mentre la produzione nazionale ha coperto la restante parte attestandosi a 6.446 Mmc (-6,4% rispetto al 2014), con valori in calo ai minimi storici. I maggiori volumi importati arrivano principalmente dal Nord Europa con un significativo aumento del contributo del gas in arrivo a Passo Gries.

Il prezzo del gas al PSV (mercato spot di riferimento del gas in Italia) nell'anno 2015 è stato pari a 22,0 €/MWh, in diminuzione del 4,8% rispetto all'anno 2014, mentre il prezzo del gas al TTF (mercato spot di riferimento del gas in nord Europa) è stato pari a 19,8 €/MWh, in diminuzione del

5,1% rispetto all'anno precedente. La simile entità delle flessioni ha determinato un differenziale PSV-TTF 2015 pari a 2,21 €/MWh, in linea rispetto al differenziale 2014, pari a 2,27 €/MWh.

QUADRO NORMATIVO E TARIFFARIO

SETTORE ELETTRICITA'

Produzione

Il Decreto Legislativo 79/1999 (di seguito Decreto Bersani) ha liberalizzato la produzione di energia elettrica: al fine di favorire la concorrenza nel mercato, ha disposto che dal gennaio 2003 nessun produttore possa generare o importare direttamente o indirettamente più del 50% dell'energia elettrica complessivamente prodotta e importata nel nostro Paese.

Incentivazione della produzione da rinnovabili

Il Decreto Bersani ha inoltre previsto, nell'esercizio delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, l'obbligo di utilizzo prioritario a parità di prezzo offerto dell'energia elettrica prodotta a mezzo di fonti energetiche rinnovabili, oltre che di quella prodotta mediante cogenerazione (priorità di dispacciamento).

A decorrere dal 2001, gli importatori e i soggetti responsabili degli impianti che, in ciascun anno, importano o producono più di 100 GWh di energia elettrica da fonti non rinnovabili, hanno l'obbligo di immettere nel sistema elettrico nazionale, nell'anno successivo, una quota di energia elettrica prodotta da impianti da fonti rinnovabili, al netto della cogenerazione, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, inizialmente pari al 2% del totale importato/prodotto. Tali soggetti possono adempiere all'obbligo anche acquistando, in tutto o in parte, l'equivalente quota o i relativi diritti (i Certificati Verdi, che attestano la produzione di un determinato ammontare di energia elettrica certificata in quanto prodotta da rinnovabili) da altri produttori o dal GRTN (ora GSE).

Con Decreto Legislativo n. 387/03, di attuazione della Direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità, sono state successivamente dettate ulteriori disposizioni in materia, tra cui:

- la previsione della regolazione, da parte dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed il Sistema Idrico, dei servizi di scambio sul posto per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili con potenza non superiore a 20 kW (con Legge 244/07 il diritto al servizio è successivamente stato esteso agli impianti di potenza fino a 200 kW) e di ritiro dedicato da parte del GSE dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza inferiore a 10 MVA, nonché da impianti di potenza qualsiasi alimentati dalle fonti rinnovabili eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice ed idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente;
- l'introduzione di specifiche misure per l'incentivazione del solare (nella forma di una tariffa incentivante di importo decrescente e di durata tale da garantire una equa remunerazione dei costi di investimento e di esercizio), che hanno poi portato ai Conti Energia.

Con Legge 244/07 (legge finanziaria per il 2008) è stata, inoltre, introdotta una Tariffa Onnicomprensiva, che costituisce il meccanismo di incentivazione, alternativo ai Certificati Verdi, riservato agli impianti qualificati IAFR (Impianto Alimentato da Fonti Rinnovabili), di potenza nominale media annua non superiore a 1 MW, o 0,2 MW per gli impianti eolici. La legge ha, inoltre, rivisto alcune disposizioni in materia di Certificati Verdi.



In attuazione delle previsioni di cui alla Direttiva Europea n. 2009/28/EC, con Decreto Legislativo n. 28/2011, sono stati normati i criteri per la definizione dei regimi incentivanti volti al conseguimento degli obiettivi di produzione da rinnovabili al 2020, poi attuati con il Decreto Ministeriale del 6 luglio 2012. Le disposizioni definite nel decreto trovano applicazione nei confronti degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili diversi dagli impianti fotovoltaici, aventi potenza non inferiore a 1 kW, ai quali vengono riconosciute tariffe incentivanti cui accedono direttamente per potenze al di sotto dei valori di soglia definiti dalla norma, o in esito a procedure d'asta per potenze superiori. Il decreto prevede inoltre, relativamente agli impianti che producono energia elettrica da fonte rinnovabile entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012 che abbiano maturato il diritto a fruire dei Certificati Verdi, il riconoscimento di un incentivo sulla produzione netta per il residuo periodo di diritto successivo al 2015. Pertanto, a partire dall'anno 2016, gli incentivi spettanti alla produzione di energia elettrica degli impianti, in continuità con le tempistiche previste per il ritiro dei Certificati Verdi, verranno erogati dal GSE sulla base della sottoscrizione di un'apposita convenzione.

Remunerazione impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

La Legge n. 116/14 dell'11 agosto 2014, di conversione del Decreto Legge n. 91/04 (cd. D.L. Competitività), tra le altre misure volte alla riduzione delle bollette elettriche a favore dei clienti finali forniti in bassa e media tensione (art. 23), ha previsto (comma 3-bis) che, fino all'entrata in operatività dell'elettrodotto 380 kV "Sorgente-Rizziconi" di collegamento tra la Sicilia e il Continente e degli altri interventi finalizzati al significativo incremento della capacità di interconnessione tra la rete elettrica siciliana e quella peninsulare, tutte le unità di produzione di energia elettrica di potenza superiore a 50 MW ubicate in Sicilia, con esclusione di quelle rinnovabili non programmabili, siano considerate risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, con obbligo di offerta sul mercato del giorno prima.

Dal 1° gennaio 2015 e fino alla data di entrata in operatività dell'elettrodotto (prevista per il primo semestre 2016), le modalità di offerta e remunerazione di tali unità sono state pertanto definite dall'AEEGSI rispettivamente con le Deliberazioni nn. 521 (di definizione del cd. regime 91/14) e 500/2014/R/eel.

In particolare, ai fini della definizione del regime 91/14, l'Autorità ha proposto di adottare l'impostazione della reintegrazione dei costi (art. 65 Deliberazione n. 111/06), che consente un riconoscimento puntuale dei costi, ivi inclusa l'equa remunerazione del capitale investito.

A seguito della presentazione da parte di EDIPOWER dell'istanza per il riconoscimento del corrispettivo di reintegro dei costi per l'anno 2014 per gli impianti San Filippo del Mela 150 kV e San Filippo del Mela 220 kV, con Deliberazione 612/2015/R/eel l'AEEGSI ha disposto l'erogazione di un ulteriore acconto per il 2014 pari a 53 MIO€.

In data 30 dicembre 2014 la società Terna S.p.A. ha pubblicato l'elenco degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico valido per l'anno 2015, confermando l'inclusione degli impianti di San Filippo del Mela 150 e 220 kV tra le unità essenziali al funzionamento del mercato elettrico. Con Deliberazione 453/2015/R/eel l'Autorità ha poi di fatto rinnovato il regime di essenzialità per tutti gli impianti siciliani oltre i 50 MW (esclusi i FER), come previsto dal D.L. 91/2014, aggiornando contestualmente il corrispettivo di reintegrazione dei costi di generazione.

Con Deliberazione 663/2015/R/eel l'Autorità ha infine riconosciuto l'essenzialità del gruppo SFM 150 kV anche per tutto il 2016, e del gruppo SFM 220 kV fino all'entrata in esercizio del potenziamento del cavo c.d. Sorgente-Rizziconi.

Remunerazione della disponibilità di capacità produttiva

Il meccanismo attualmente vigente in Italia per la remunerazione della capacità produttiva è il cd. *Capacity Payment* che fu introdotto dal D.Lgs. n. 379 del 2003 come sistema transitorio e regolato dall'Autorità nel 2004. Si tratta di un meccanismo di tipo amministrato il cui scopo è garantire l'adeguatezza del sistema elettrico a fronte della domanda complessiva nazionale soprattutto nei giorni, definiti critici, in cui la differenza tra offerta e domanda potrebbe essere ai livelli minimi.

La regolazione attuale prevede che l'Autorità definisca ex ante un gettito che viene erogato nei confronti della capacità produttiva esistente ed abilitata alla fornitura di servizi di dispacciamento.

Il citato D.Lgs. n. 379 del 2003 stabilisce che la remunerazione della capacità a regime debba essere basata su un meccanismo di mercato disciplinato dalla Delibera ARG/elt 98/11: un sistema ad asta in cui gli operatori vincitori acquisiscono il diritto a ricevere un premio (in €/MW/anno) e l'obbligo di offrire tutta la capacità aggiudicata sui mercati dell'energia e dei servizi e a restituire alla controparte (Terna) la differenza tra i prezzi di riferimento e i prezzi *strike*.

Inizialmente il *Capacity Market* prevedeva aste triennali con un orizzonte di pianificazione quadriennale, la prima asta era attesa per il 2017. Con la Deliberazione 95/2015/I/eel l'Autorità ha, però, proposto al MSE di anticipare la prima asta già a fine 2015 con periodo di consegna già nel 2017 e con un contratto di durata annuale (cd. Fase di prima attuazione).

Nell'ambito del procedimento avviato con Deliberazione 6/2014/R/eel, con Deliberazione 320/2014/R/eel l'AEEGSI ha esteso al Ministro dello Sviluppo Economico (MSE) una proposta per l'integrazione della disciplina del meccanismo transitorio di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica, in attuazione delle previsioni di cui alla Legge di stabilità, in vigore dal 1° gennaio 2014, relativamente alla fornitura di servizi di flessibilità.

Ad agosto 2015 il Governo italiano ha pre-notificato alla DG Competition il meccanismo a regime ma non quello attuale, transitorio. La Commissione ha richiesto alcuni approfondimenti, forniti dal Governo a fine novembre. In attesa dell'approvazione da parte della UE alcuni provvedimenti dell'AEEGSI non sono stati ancora attuati (Deliberazione 320/2014/R/eel e Deliberazione 95/2015/R/eel).

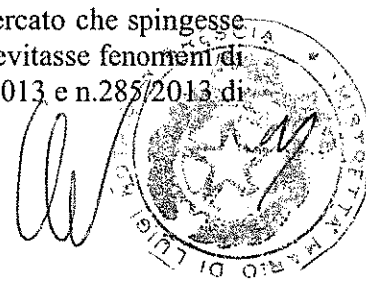
Corrispettivi per la capacità di trasporto

Con Deliberazione 63/2015/R/eel l'Autorità ha provveduto alla liquidazione degli importi derivanti dall'applicazione del meccanismo compensativo sull'onere medio CCT 2004 in esito alla Sentenza del Consiglio di Stato n. 463/15.

In particolare, si stabilisce che Terna e GSE diano attuazione alle disposizioni di cui alla Deliberazione 299/2012/R/eel inerente la regolazione delle partite economiche afferenti l'applicazione del meccanismo compensativo CCT disponendo che Terna, entro e non oltre il 31 marzo 2015, versi al GSE l'importo di 9,8 milioni di euro al fine di procedere al versamento degli importi spettanti agli operatori: le società del gruppo interessate hanno complessivamente incassato 1.623.564 euro.

Sbilanciamenti elettrici

La Deliberazione n. 111/06 che definisce le regole e i metodi di calcolo e valorizzazione degli sbilanciamenti elettrici è stata oggetto di diversi interventi di modifica da parte dell'AEEGSI al fine di allineare la regolazione alla necessità di una efficiente configurazione di mercato che spingesse gli operatori a realizzare al meglio le previsioni di produzione e consumo e che evitasse fenomeni di speculazione o di distorsione del mercato. Le deliberazioni n. 342/2012, n.239/2013 e n.285/2013 di



modifica delle suddetta disciplina sono state oggetto di ricorso da parte di alcuni operatori, tra cui il gruppo A2A, che hanno portato al loro annullamento con potenziali effetti retroattivi dal luglio 2012.

Al fine di recepire le indicazioni del Consiglio di Stato, l'Autorità ha pubblicato, nel 2015, due documenti di consultazione, il n. 445 e il 623 allo scopo di recepire le indicazioni del Consiglio di Stato ma anche l'esigenza degli utenti del servizio di dispacciamento che, nel periodo di applicazione della predetta disciplina, avevano adottato la regolazione degli sbilanciamenti – qual è quella annullata – coerente con le finalità e le funzioni del servizio di dispacciamento. È attesa per i primi mesi dell'anno 2016 la pubblicazione definitiva della disciplina cui seguirà la definizione delle partite economiche.

Market Coupling

Con Deliberazioni 45/2015/R/eel e 52/2015/R/eel l'Autorità ha introdotto disposizioni funzionali alla gestione del *market coupling* con riferimento alle frontiere con Francia, Austria e Slovenia per il 2015, avviato dalla data del 24 febbraio 2015.

Suddivisione della rete elettrica rilevante in zone

Con la Deliberazione 511/2015/R/eel l'AEEGSI ha prorogato, per l'anno 2016, la suddivisione della rete elettrica rilevante in zone in ragione, del nuovo Regolamento UE n. 2015/1222 del 24 luglio 2015, recante orientamenti in materia di allocazione della capacità di gestione della congestione (CACM) in tema di zone di mercato. Tale proroga segue la precedente introdotta dalla Deliberazione 424/2014/R/eel la quale aveva prorogato per l'anno 2015 la validità della suddivisione della rete rilevante in zone in vigore per il triennio 2012-2014.

Emission Trading Scheme

L'Emission Trading Scheme (ETS) è il principale sistema di controllo delle emissioni di gas climalteranti europeo al fine del raggiungimento degli obiettivi ambientali al 2020 e al 2030. Tale meccanismo è stato introdotto dalla Direttiva 2003/87/CE (Direttiva EU ETS) che obbliga i grandi impianti (sia di produzione termoelettrica che industriali) a limitare le emissioni dei gas effetto serra entro un "tetto" massimo stabilito. La direttiva EU ETS è stata modificata dalla Direttiva 2008/101/CE del 19 novembre 2008 e dalla Direttiva 2009/29/CE del 23 aprile 2009, con l'obiettivo di perfezionare il sistema EU ETS e di estenderlo sia ad attività ulteriori e diverse rispetto a quelle considerate inizialmente, sia a gas diversi dal biossido di carbonio.

Il meccanismo è di tipo *cap and trade* e prevede la fissazione di un *cap* alle emissioni di CO₂ a livello europeo e l'obbligo, per tutti gli impianti rientranti nell'ambito delineato dalla normativa, di disporre ogni anno di un determinato numero di permessi di emissione (quota di CO₂) pari alle tonnellate emesse in atmosfera. A partire dal 2013 è entrata in esercizio la Terza Fase (Fase I: 2005/2007, fase II: 2008/2012).

Al fine rendere il meccanismo dell'ETS in grado di adattarsi alle mutate condizioni economiche ed industriali dei recenti anni, e di mantenerne l'efficacia in relazione alla riduzione delle emissioni, il Parlamento Europeo – in data 7 luglio 2015 - e la Commissione Europea – in data 6 ottobre 2015 - hanno introdotto la Market Stability Reserve (MSR) tramite cui l'offerta di permessi diventa flessibile e potrà essere aggiustata per mantenere i prezzi dei permessi stabili all'interno di un range desiderato. La MSR entrerà in funzione nel 2019.

A dicembre 2015, nell'ambito della Legge di Stabilità 2016, è stata introdotta una norma che prevede di prorogare fino alla completa liquidazione i tempi per il rimborso da parte dello Stato di

un importo pari al valore, interessi inclusi, delle “quote CO₂” non assegnate durante la Fase II in seguito all’esaurimento della Riserva dedicata ai nuovi impianti.

SETTORE GAS

Mercato upstream gas

Mercato di bilanciamento del gas naturale

Con Deliberazione 470/2015/R/Gas, l'Autorità approva la proposta di modifica del Codice di Rete di Snam Rete Gas relativamente all'attività di bilanciamento, al fine di recepire i principi previsti dal Regolamento Europeo 312/2014. Con il medesimo provvedimento l'Autorità accoglie altresì la richiesta della società di posticipare l'avvio del nuovo regime di bilanciamento previsto dal Regolamento per il 1 ottobre 2015. La definizione del termine per l'avvio del nuovo regime di verrà fissata con successivo provvedimento, non prima di tre mesi dal completamento delle attività necessarie per l'attuazione del nuovo sistema, tenendo conto della preferenza espressa dagli operatori per l'avviamento nel periodo estivo, e comunque non oltre il limite ultimo previsto dal Regolamento del 1 ottobre 2016.

Criteri di conferimento dello stoccaggio gas

Con Decreto del 6 febbraio 2015, il Ministero per lo Sviluppo Economico ha definito le quantità ed i criteri di conferimento della capacità di stoccaggio per il periodo aprile 2015-marzo 2016, confermando l'asta competitiva quale modalità di assegnazione di tale capacità.

Con Deliberazione 49/2015/R/gas l'Autorità, a valle di quanto previsto dal sopra citato decreto, ha provveduto a definire i relativi criteri di svolgimento delle aste per il conferimento della capacità di stoccaggio e le modalità di determinazione dei corrispettivi applicati ai servizi di cui al D.Lgs. 130/10.

Tale capacità è stata interamente conferita (l'ultima capacità di modulazione uniforme disponibile è stata allocata nell'ambito della procedura d'asta dello scorso 16 giugno).

Il Ministero ha, infine, confermato, anche per il periodo aprile 2015-marzo 2016, il livello di stoccaggio strategico pari a 4,62 miliardi di mc.

Borsa del gas

Con la Deliberazione 436/2015/R/gas l'Autorità per l'energia ha approvato le modifiche alla convenzione tra GME e Snam Rete Gas ed alle condizioni di accesso al PSV, consentendo di rendere operativo l'accesso delle 'Borse terze' di altri paesi europei al mercato nazionale italiano, allargando così l'offerta di prodotti a termine con consegna fisica del gas. Le nuove regole introducono la possibilità di offrire tali prodotti a termine da parte dei soggetti (le cd. 'Borse terze') che gestiscono piattaforme su cui sono negoziati prodotti con consegna fisica presso i principali *hub* del continente.



PROVVEDIMENTI COMUNI AI DUE SETTORI

REMIT - Regolamento sull'integrità e la trasparenza dei mercati energetici all'ingrosso

A seguito dell'approvazione nel dicembre 2014 da parte della Commissione UE, nel mese di gennaio 2015 è entrato in vigore il regolamento di esecuzione n. 1348/2014 concernente l'integrità e la trasparenza del mercato.

Il regolamento stabilisce le norme per la trasmissione dei dati all'Agenzia per la cooperazione dei regolatori energetici europei (Acer) e definisce le informazioni dettagliate da segnalare relativamente ai prodotti energetici all'ingrosso e ai dati fondamentali. Sono inoltre indicati i canali per la segnalazione dei dati e i tempi e la periodicità della loro segnalazione. Tali obblighi avranno decorrenza dal 7 ottobre 2015 relativamente alle informazioni relative ai contratti conclusi sui mercati organizzati, e dal 7 aprile 2016 relativamente alle altre tipologie di transazioni considerate (OTC, dati tecnici fondamentali inerenti le infrastrutture).

Sono al momento, invece, esclusi dai presenti obblighi di segnalazione i contratti infragruppo, i contratti per la consegna fisica dell'elettricità prodotta da unità di produzione con capacità pari o inferiore a 10 MW, i contratti per la fornitura fisica di gas prodotto da un solo impianto di produzione con capacità pari o inferiore a 20 MW, ed i contratti di servizi di bilanciamento.

In ottemperanza a quanto previsto dal regolamento, l'Autorità con Deliberazione 86/2015/E/com ha provveduto ad istituire il Registro nazionale degli operatori di mercato (Registro REMIT). Sono tenuti all'obbligo di registrazione tutti i soggetti che concludono transazioni sui mercati all'ingrosso dell'energia (o i soggetti che agiscono per loro conto), i TSO e gestori di infrastrutture di produzione (>10 MW), trasporto, stoccaggio, GNL, nonché le unità di consumo oltre i 600 GWh/anno (o i soggetti che agiscono per loro conto).

FATTI DI RILIEVO DELL'ESERCIZIO

A2A Trading S.r.l. ("A2A Trading"), controllata al 100% da A2A S.p.A. ed operativa dal 1° ottobre 2001, è la società a cui è affidata la gestione del portafoglio impianti di generazione del Gruppo e l'attività di compravendita sui mercati all'ingrosso nazionali ed esteri di commodities tra le quali l'energia elettrica, i combustibili gassosi e non gassosi e i titoli ambientali.

A tal fine la società opera attraverso la stipula di contratti bilaterali (OTC) direttamente con altre controparti commerciali e sulle maggiori piattaforme di brokeraggio ma è anche presente sulle principali borse organizzate spot e a termine in Italia e all'estero (tra cui: IPEX, IDEX, EPEX ed EEX per l'energia elettrica, PB-Gas, P-Gas, ICE-Endex, Powernext e CEGH Gas Exchange per il gas naturale e ECX, EEX e per i diritti di emissione).

Parco di generazione elettrica

Con riferimento all'ottimizzazione del parco di generazione di proprietà, A2A Trading ha sottoscritto con A2A S.p.A. accordi aventi ad oggetto la contrattualizzazione degli impianti termoelettrici ed idroelettrici dei quali programma e commercializza all'ingrosso la produzione. Tali contratti - detti, rispettivamente, di tolling e di somministrazione - riguardano:

- le centrali termoelettriche di Cassano d'Adda (760 MW), di Monfalcone (300 MW) e il 45% della centrale di Ponti sul Mincio (400 MW), in comproprietà con altri soci;

- i Nuclei Idroelettrici dell'Alta Valtellina (per complessivi 780 MW installati) e della Calabria (480 MW).

Analoghi contratti sono stati sottoscritti con Abruzzoenergia S.p.A. per la centrale termoelettrica di Gissi (CH) e con Ergosud S.p.A. (partecipata al 50% da A2A S.p.A. e al 50% da Energetický a Průmyslový Holding "EPH") per la centrale termoelettrica di Scandale (KR).

Dal 1° novembre 2015 per effetto di due contratti di gestione stipulati rispettivamente tra Abruzzoenergia e Sorgenia S.p.A. e tra A2A Trading e Sorgenia Power S.p.A., A2A Trading è diventata utente del dispacciamento della centrale di Bertinico (Lodi) (800 MW), di proprietà di Sorgenia Power, mentre Sorgenia S.p.A. è diventata utente del dispacciamento della centrale di Gissi (CH) (800 MW) di proprietà Abruzzoenergia che quindi è uscita dal portafoglio impianti gestito da A2A Trading. In virtù di tale accordo, A2A Trading per tutta la durata del contratto di gestione dell'impianto di Gissi, si obbliga a corrispondere mensilmente ad Abruzzoenergia la differenza tra:

- il canone mensile che sarebbe stato dovuto da A2A Trading ad Abruzzoenergia in vigenza del Contratto di Tolling e
- il canone mensile dovuto da Sorgenia ad Abruzzoenergia ai sensi del Contratto di Gestione dell'Impianto di Gissi.

Per l'esercizio 2015 il costo sostenuto da A2A Trading è risultato pari a 456 migliaia di euro.

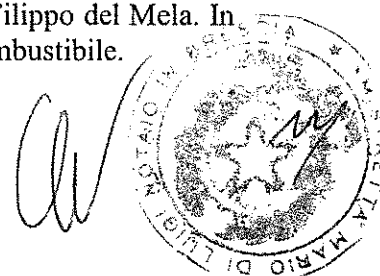
Rientrano nel portafoglio impianti gestito dalla società anche le centrali di cogenerazione di Lamarmora, Tecnocity, Famagosta, Canavese e Novate di proprietà della correlata A2A Calore & Servizi S.r.l., i termoutilizzatori di Silla (MI), Brescia e Corteolona (PV) di A2A Ambiente S.p.A., nonché quello di Filago (BG) di proprietà di Ecolombardia 4 per i quali, per quest'ultimo solo per una quota pari al 78% della potenza totale, è terminato il periodo di ritiro dedicato da parte del Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. ("GSE") a seguito dello scadere delle convenzioni CIP 6.

Con riferimento ad Edipower S.p.A. ("Edipower"), la società ha in essere un contratto di tolling per gli impianti termoelettrici di Chivasso, Piacenza e Sermide e un diritto di ritiro dell'energia idroelettrica prodotta dagli impianti idroelettrici dei Nuclei di Mese e di Udine in virtù di un contratto di somministrazione in essere.

La centrale termoelettrica di San Filippo del Mela (ME) – in ottemperanza agli impegni assunti di fronte all'Autorità Garante per la Concorrenza ed il Mercato – è gestita, invece, direttamente da Edipower perché ritenuta "impianto essenziale per la sicurezza del sistema elettrico" e, pertanto, rientra nella disciplina di cui agli articoli 63.11 e 65bis della delibera 111/06 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e il sistema idrico.

Si evidenzia inoltre, a tale proposito che il decreto legge 91/14 prevede che dal 1 gennaio 2015 tutti gli impianti in Sicilia di potenza superiori a 50 MW siano considerati essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, sino alla data di completamento da parte della società Terna, dell'intervento "Sorgente-Rizziconi".

È rimasto valido anche per l'anno 2015 l'"incarico per la prestazione dei servizi di energy management" sottoscritto il 31 gennaio 2014 tra A2A Trading e Edipower attraverso cui Edipower si serve di A2A Trading per l'esecuzione di alcune attività che, per effetto del processo di integrazione tra le strutture di Edipower e quelle di A2A Trading, non è più possibile svolgere in Edipower quali, ad esempio, l'attività di programmazione e bidding, l'approvvigionamento di combustibili, l'acquisto dei titoli ambientali e l'attività di back office nonché la gestione dei rapporti con i soggetti istituzionali il tutto a fronte di un corrispettivo riconosciuto ad A2A Trading. In base a tale contratto di servizio A2A Trading, in nome e per conto di Edipower negozia, stipula e gestisce gli approvvigionamenti di combustibili liquidi per la Centrale di San Filippo del Mela. In particolare nel corso del 2015 sono state acquistate 629.667 tonnellate di olio combustibile.



Compravendita all'ingrosso di commodities

Per ciò che concerne l'attività sulla borsa elettrica spot italiana (IPEX), A2A Trading è Operatore di Mercato, sia lato domanda che lato offerta, agendo in qualità di "mandataria" delle produzioni contrattualizzate, nonché dei clienti finali riforniti dalla società di vendita del Gruppo. Agisce anche quale controparte di clienti grossisti e/o produttori in contratti bilaterali di compravendita negoziati al di fuori del mercato regolamentato.

A2A Trading è, inoltre, iscritta al mercato elettrico future organizzato da Borsa Italiana e denominato IDEX che prevede la negoziazione di prodotti a termine standard.

Nell'ambito, invece, della presenza sui mercati elettrici esteri la società è da anni operatore riconosciuto ed abilitato in Francia, Svizzera, Germania e Austria mentre, sulla frontiera italo-slovena, svolge attività di puro import/export. All'attività sui mercati organizzati si affianca l'attività OTC sulle piattaforme dei principali broker con la firma di accordi quadro.

Al 31 dicembre 2015 sono stati prodotti attraverso gli impianti contrattualizzati 10.664 GWh (+4,8% rispetto al 2014), di cui 4.439 GWh da fonte idroelettrica e 6.225 GWh da fonte termoelettrica.

Ad integrazione della disponibilità produttiva di proprietà, A2A Trading ha acquistato ulteriori 39.072 GWh, così suddivisi:

- 6.940 GWh sui Mercati dell'Energia italiani (IPEX) gestiti dal Gestore dei Mercati Energetici (GME);
- 595 GWh da Terna S.p.A. per la riserva e il bilanciamento sui Mercati dei Servizi di Dispacciamento ed a titolo di sbilanciamento in immissione;
- 29.478 GWh da grossisti nazionali ed esteri sia per la copertura del fabbisogno e l'ottimizzazione del portafoglio industriale che per l'attività di trading;
- 885 GWh sulle borse dell'energia spot estere per l'attività di trading;
- 1.174 GWh ritirati dagli altri impianti di proprietà del Gruppo.

Al 31 dicembre 2015 la disponibilità complessiva di A2A Trading è risultata quindi, al netto delle perdite di trasformazione, pari a 49.736 GWh (+0,2% rispetto all'anno precedente).

Dal punto di vista degli impieghi, ed in relazione al totale delle disponibilità, le vendite sono risultate:

- 5.326 GWh sui Mercati dell'Energia italiani (IPEX) gestiti dal GME;
- 2.038 GWh a Terna S.p.A. per la riserva e il bilanciamento sui Mercati dei Servizi di Dispacciamento ed a titolo di sbilanciamento in immissione;
- 5.245 GWh alla correlata A2A Energia S.p.A. per la copertura del fabbisogno dei suoi clienti finali;
- 36.943 a grossisti nazionali ed esteri sia per l'ottimizzazione e la copertura del portafoglio industriale che per l'attività di trading;
- 184 GWh sulle borse dell'energia spot estere per l'attività di trading.

A2A Trading ha, infine, anche svolto l'attività di sleeve (transazioni concluse su mandato esplicito di società terze verso altre controparti senza rischio di mercato) su tutti i mercati in cui è presente per ulteriori 562 GWh.

Nel 2015 la società, al fine di soddisfare le esigenze del proprio portafoglio industriale, ha acquistato complessivamente 2.653 milioni di metri cubi di gas naturale (a 38,1 MJ/m³) iniettando in stoccaggio, al netto della giacenza di fine marzo, 495 milioni di metri cubi. La rimanenza in magazzino al 31/12/2015 è risultata essere di 394 milioni di metri cubi.

Gli acquisti sono stati effettuati da molteplici fornitori principalmente attraverso contratti annuali ed infrannuali e ricorrendo al mercato del bilanciamento istituito presso il GME.

La società ha in portafoglio un contratto pluriennale, acquisito nel 2014 dalla società Plurigas SpA in liquidazione, per un volume limitato di gas. Ad aprile 2015 è stata conclusa la rinegoziazione di tale contratto di approvvigionamento con il fornitore straniero che ha permesso di riallineare il prezzo ai valori di mercato.

A2A Trading, al fine di fornire gas ai clienti presenti nel proprio portafoglio, ha sottoscritto contratti annuali di trasporto con Snam Rete Gas S.p.A. ed altre imprese minori conferendo capacità presso i punti di uscita da rete regionale e riconsegna.

La capacità di trasporto annuale e infrannuale presso i punti di importazione della rete italiana interconnessi con l'estero, in particolare Tarvisio, è stata conferita attraverso la partecipazione a procedure d'asta presso la piattaforma comune europea PRISMA.

La società al fine di assicurare la modulazione ai propri clienti ha sottoscritto un contratto annuale di stoccaggio con Stogit S.p.A. conferendo, mediante un'unica procedura ad asta, un magazzino complessivo pari a 500 milioni di metri cubi (a 38,1 MJ/m³). Si evidenzia che, unitamente allo spazio di stoccaggio, vengono conferite punte di iniezione ed erogazione necessarie ad immettere e prelevare gas da magazzino.

La società ha, inoltre, sottoscritto con Stogit S.p.A. un contratto annuale per il servizio di stoccaggio strategico al fine di ottemperare all'obbligo ministeriale posto in capo a tutti i soggetti importatori di gas naturale.

A2A Trading, essendo titolare di stoccaggio, è obbligata a partecipare al mercato del bilanciamento, così come previsto dalla Delibera ARG/gas 45/2011 e successive integrazioni. Tale obbligo si concretizza attraverso la presentazione di offerte di gas in acquisto e in vendita, al fine di compensare lo sbilancio di sistema. L'Autorità, con delibera 538/2012/R/gas e successive modifiche, ha istituito, con partenza 15 novembre 2013, un'ulteriore sessione al mercato del bilanciamento (mercato locational/G-1), al fine di reperire ulteriori risorse oltre lo stoccaggio per garantire l'equilibrio della rete. A2A Trading, essendo utente del trasporto, ha la facoltà di partecipare a tale mercato.

A2A Trading è abilitata ad operare presso il Punto Virtuale di Scambio (PSV) attraverso la sottoscrizione dell'idonea documentazione prevista da Snam Rete Gas S.p.A.. Il PSV è un punto, virtualmente collocato all'interno della rete nazionale dei gasdotti, che permette la compravendita di gas tra gli operatori abilitati.

Attualmente il PSV rappresenta per A2A Trading il delivery point del maggior numero di contratti di approvvigionamento.

La società, nell'ambito del proprio portafoglio industriale, al fine di importare gas in Italia opera come utente della rete di trasporto in Austria ed è iscritta alla borsa gas Cegh Exchange come "passive member".

Il portafoglio gas di A2A Trading è stato destinato per il 33% al consumo termoelettrico presso le centrali di A2A S.p.A. ed Edipower S.p.A., per il 47% ad usi finali industriali, cogenerativi e civili delle altre società di proprietà del Gruppo A2A, mentre il restante 20% è stato venduto a terzi nell'ambito di contratti di somministrazione annuali e pluriennali oltre a contratti di fornitura presso hub di scambio virtuali.



La società, al fine di minimizzare il prezzo medio di approvvigionamento, attua una gestione ottimizzata dei contratti flessibili presenti in portafoglio e si attiva sui mercati spot e sul mercato del bilanciamento al fine di cogliere le opportunità che si vengono a creare.

In relazione all'approvvigionamento di gas naturale per gli esercizi 2010 e 2011 presso la centrale termoelettrica di Scandale si segnala che, nel corso del 2012, A2A Trading quale utilizzatrice del gas per la produzione di energia elettrica ha proposto istanza di rimborso delle maggiori imposte versate. La maggiore accisa versata all'Erario è stata completamente rimborsata mentre non è ancora stato ottenuto il rimborso della maggiore addizionale regionale versata quantificabile in 1.133 migliaia di euro, così suddiviso: 440 migliaia di euro per il 2010 e 693 migliaia di euro per il 2011.

Nel corso del 2013 è stata presentata una ulteriore istanza di rimborso, quantificabile in 102 migliaia di euro per accisa e 75 migliaia di euro per addizionale. Per il solo importo delle accise si è ricevuto da parte dell'Agenzia delle Dogane il nullaosta al rimborso, ma l'importo non risulta ad oggi accreditato. La maggiore addizionale versata non ha ancora ottenuto il relativo rimborso.

Nel corso di un'attività di verifica interna è emerso che:

- negli anni dal 2012 al 2014 per il gas naturale acquistato al PSV e destinato alla produzione di energia elettrica, mediante i contratti di tolling nelle centrali di Cassano, Chivasso, Gissi, Ponti sul Mincio, Piacenza, Scandale, Sermide e Turbigo, non è stata assolta l'accisa prevista per tale impiego;
- negli anni dal 2010 al 2012 per il gas naturale destinato alla centrale di Cassano per la produzione di calore non è stato assolto il differenziale di accisa per uso industriale. Non appena preso contezza di detta irregolarità, A2A Trading ha provveduto senza indugio al versamento dell'imposta non assolta, pari a un totale di euro 1.234.497 e, limitatamente agli anni 2014 e 2015, si è proceduto al versamento delle sanzioni, pari a euro 14.501 e degli interessi pari a euro 3.825, mediante il ravvedimento operoso.

La Società ha inteso sanare la posizione debitoria nei confronti degli Uffici delle Dogane coinvolti nel rispetto dei principi di buona fede e leale collaborazione fornendo tutta la documentazione a supporto della ricostruzione dei volumi di gas utilizzati.

Non sono state versate sanzioni e interessi per gli anni 2012 e 2013 in quanto non era possibile usufruire dello strumento del ravvedimento operoso. Per tale ragione, la società resta in attesa che i vari Uffici delle Dogane coinvolti liquidino le sanzioni, interessi ed indennità di mora per i tardivi versamenti in esame.

A2A Trading opera sul mercato del gas più liquido a livello continentale (il punto di scambio virtuale olandese, denominato TTF) con la principale finalità di trading. A2A Trading ha intermediato in Olanda un volume totale pari a 17.849 GWh

Il Punto di Scambio Virtuale ha visto un incremento dei volumi scambiati anche su prodotti forward. Questo ha portato A2A Trading ad intraprendere l'attività di trading anche su tale mercato, sia con modalità direzionale sia come spread con il TTF o il VTP.

A2A Trading ha, infine, anche svolto l'attività di sleeve (transazioni concluse su mandato esplicito di società terze verso altre controparti senza rischio di mercato) su tutti i mercati in cui è presente per 3.796 GWh.

A2A Trading cura l'approvvigionamento e la filiera logistica del carbone, sia per gli impianti in Tolling (Centrale di Monfalcone), sia per altri impianti del gruppo (Centrale Lamarmora di A2A Calore e Servizi). Nel 2015 sono state acquistate 916.295 tonnellate di carbone così destinate:

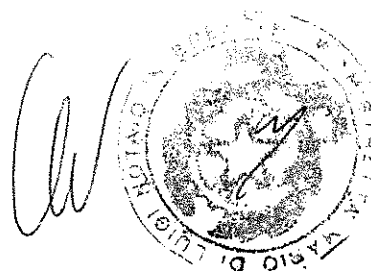
- Centrale di Monfalcone 844.048 tonnellate pari al 92,1%;
- Centrale Lamarmora 71.247 tonnellate pari al 7,8%;
- vendita a terzi 1.000 tonnellate pari al 0,1%.

A seguito di notizie inizialmente acquisite in via confidenziale A2A ha appreso di significative, e ripetute nel tempo, irregolarità nelle forniture di biomasse alla Centrale di Monfalcone. Operati riscontri del caso, la situazione è stata segnalata all'A.G. Le indagini preliminari esperite hanno portato alla richiesta di rinvio a giudizio di 22 imputati per 22 imputazioni.

Nell'udienza preliminare avanti il GUP Tribunale di Trieste, è stata ammessa la costituzione di A2A Trading e A2A S.p.a., quali parti civili. In alcuni casi il giudizio di primo grado si è già concluso con sentenze di condanna. Il processo è passato, per competenza territoriale, avanti il Tribunale di Gorizia. Il dibattimento è iniziato. Al momento non sono disponibili informazioni per individuare gli effetti sul bilancio della società di eventuali condotte illecite accertate a carico dei fornitori dell'impianto.

L'importanza strategica e la rilevanza economica degli obblighi derivanti dalle normative ambientali italiane basate su meccanismi cosiddetti di Cap & Trade (Certificati Verdi, Certificati Bianchi e Diritti di Emissione) hanno spinto il Gruppo A2A a dotarsi di un sistema di procedure interne volte ad assicurare, innanzitutto, il rispetto degli obiettivi di legge e, in secondo luogo, il raggiungimento di tali obiettivi prescritti nel modo più efficiente possibile. Il Gruppo A2A ha, infatti, adottato 4 procedure basate su un business model che prevede la costituzione di un portafoglio unico dei titoli ambientali coordinato da A2A Trading al fine di permettere una migliore gestione del rischio e delle opportunità. Tali procedure coinvolgono più di 15 società e la totalità degli impianti produttivi (che possono essere sia soggetti obbligati sia generatori di titoli ambientali).

Continua nell'anno 2015 l'attività sull'efficienza energetica ai fini della generazione presso società del Gruppo A2A e presso soggetti industriali terzi di Certificati Bianchi ottenuti a partire da interventi di efficienza riconosciuti e qualificati dal GSE. A2A Trading affianca il cliente nell'ottenimento dei Certificati Bianchi in tutte le sue fasi: dalla progettazione alla redazione dei progetti, dall'iter procedurale di approvazione presso il GSE fino all'ottenimento e al rilascio dei titoli. Grazie alla presenza sul mercato, dove opera fin dall'avvio di questo meccanismo, offre supporto al cliente anche nella gestione e vendita dei Certificati ottenuti, massimizzandone il controvalore economico, anche in anticipo rispetto ai rilasci così da permettere ulteriori possibilità di finanziamento.



Situazione economica

(migliaia di euro)	<i>01.01.2015</i> <i>31.12.2015</i>	<i>01.01.2014</i> <i>31.12.2014</i>	<i>var.</i>	<i>var.</i> <i>%</i>
Ricavi				
Ricavi di vendita e prestazioni	2.464.883	2.566.549	(101.666)	(4,0)
Altri ricavi operativi	10.246	17.253	(7.007)	(40,6)
Totale ricavi	2.475.129	2.583.802	(108.673)	(4,2)
Costi operativi	(2.325.105)	(2.729.278)	404.173	(14,8)
Costi per il personale	(7.841)	(8.462)	621	(7,3)
Margine Operativo Lordo	142.183	(153.938)	296.121	(192,4)
Ammortamenti	(756)	(928)	172	-
Accantonamenti e svalutazioni	(255)	26	(281)	(1.080,8)
Risultato Operativo Netto	141.172	(154.840)	296.012	(191,2)
Oneri/Proventi netti da gestione finanziaria	(5.982)	(11.047)	5.065	(45,8)
Risultato ante imposte	135.190	(165.887)	301.077	(181,5)
Imposte di competenza	(46.463)	47.378	(93.841)	(198,1)
Risultato dell'esercizio	88.727	(118.509)	207.236	(174,9)

L'esercizio 2015 ha evidenziato ricavi pari a 2.475.129 migliaia di euro (2.583.802 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) ed un margine operativo lordo positivo per 142.183 migliaia di euro (negativo per 153.938 migliaia di euro al 31 dicembre 2014).

La tabella che segue riporta il dettaglio del fatturato:

<i>Valori in migliaia di euro</i>	2015	2014	Var. %
Ricavi			
Vendita energia ad altre imprese	773.825	687.662	12,5%
Vendita energia Borsa elettrica	629.030	695.858	-9,6%
Vendita energia a società correlate	283.662	354.041	-19,9%
Vendite di gas	598.293	599.202	-0,2%
Vendita di altri combustibili	8.097	8.957	-9,6%
Ricavi per prestazione, servizi e altri ricavi	182.222	238.082	-23,5%
Totale	2.475.129	2.583.802	-4,2%

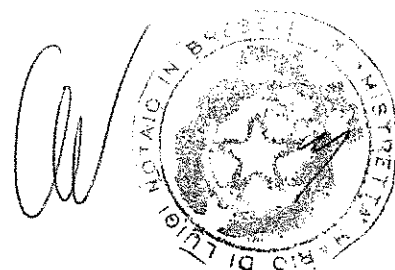
Rispetto al precedente esercizio, la società riporta una riduzione dei ricavi (-4,2%), dopo l'apposizione dei *netting* sui portafogli di *trading*, da attribuire principalmente alla riduzione delle quantità di energia elettrica complessivamente vendute.

L'incremento dei ricavi derivanti dalla vendita di energia elettrica ad altre imprese e sull'IPEX è da attribuire all'incremento dei prezzi unitari di vendita nonostante le quantità vendute abbiano registrato un decremento di circa l'11%.

Le vendite di energia elettrica a società correlate registrano un decremento del 20%. Tale decremento è da attribuire sia alle minori quantità vendute alla correlata A2A Energia S.p.A. (-7%) per minori vendite ai clienti finali rispetto all'esercizio precedente sia ai più bassi prezzi di vendita registrati nel corso dell'esercizio.

I ricavi derivanti dalla vendita di gas naturale rimangono invece allineati al precedente esercizio grazie all'incremento delle quantità vendute (+10%) che compensano la riduzione dei prezzi unitari di vendita.

Gli altri ricavi, pari a 182.222 migliaia di euro, includono la valorizzazione di Certificati Verdi per 96.707 migliaia di euro, vendita delle quote di diritti di emissione di CO₂ per 21.410 e titoli di efficienza energetica (TEE) a terzi ed a società correlate per 42.953 migliaia di euro. Nella stessa voce sono inclusi ricavi non ricorrenti per 3.102 migliaia di euro, relativi a conguagli di competenza di esercizi precedenti, nonché ricavi per prestazioni di servizi e altri ricavi per 18.050 migliaia di euro.



I Costi operativi ammontano a 2.325.105 migliaia di euro, in riduzione rispetto all'anno precedente (2.729.278 migliaia di euro), come riportato nella tabella seguente:

Valori in migliaia di euro	2015	2014	Var. %
Costi Operativi			
Acquisto energia elettrica e combustibili	1.870.589	1.954.665	-4,3%
Contrattualizzazione Impianti	212.461	515.117	-58,8%
Costi per servizi, prestazioni e altri costi	242.055	259.496	-6,7%
Totale	2.325.105	2.729.278	-14,8%

I costi di approvvigionamento di energia elettrica e combustibili sono in riduzione rispetto all'esercizio 2014 (-4,3%), dopo l'apposizione dei *netting* sui portafoglio di *trading*, principalmente a causa sia delle minori quantità di energia elettrica acquistate sui mercati OTC, sia dei più bassi prezzi medi di acquisto, mentre i costi acquisto di gas naturale si incrementano per effetto delle maggiori quantità approvvigionate nel corso dell'esercizio che hanno più che compensato la riduzione dei prezzi unitari di acquisto.

I costi per la contrattualizzazione degli impianti si riducono rispetto all'esercizio 2014 per effetto sia del rilascio del fondo oneri futuri (di seguito definito contratto oneroso) pari a 97.800 migliaia di euro relativamente al contratto di *Tolling* per l'utilizzo degli impianti termoelettrici di proprietà di Edipower S.p.A., sia per l'utilizzo nel corso dell'esercizio, per un importo pari a 20.105 migliaia di euro, del fondo oneri futuri, relativo all'onerosità del contratto con Ergosud, iscritto sul bilancio al 31 dicembre 2014 per un importo pari 73.000 migliaia di euro.

Il rilascio, relativo al contratto di *tolling* con Edipower S.p.A., è stato consentito grazie al venir meno dei presupposti di impossibilità di rinegoziazione dei contratti a seguito dell'accordo sottoscritto tra A2A S.p.A. e Cellina Energy, società interamente partecipata da Società Elettrica Altoatesina S.p.A., che ha approvato il progetto di scissione non proporzionale di Edipower S.p.A. avente come obiettivo la riorganizzazione complessiva degli assetti proprietari della società cosicché ad esito dell'operazione A2A S.p.A. venga a detenere il 100% di Edipower S.p.A..

Il fondo oneri futuri relativo al contratto di *tolling* con Ergosud S.p.A., nel corso dell'esercizio è stato adeguato al margine negativo atteso dal disaccoppiamento dell'impianto di Scandale di un importo pari a 39.205 migliaia di euro, pertanto il fondo oneri futuri attualmente iscritto in bilancio ammonta a 92.200 migliaia di euro. La valorizzazione è stata definita da un perito indipendente incaricato dalla controllante A2A S.p.A. all'interno del processo di *Impairment Test* effettuato in fase di redazione del bilancio al 31 dicembre 2015. Al netto delle operazioni di accantonamento, utilizzo e rilascio del fondo oneri futuri, i costi per contrattualizzazione impianti si riducono rispetto al precedente esercizio di 53.156 migliaia di euro per effetto del minore ribaltamento di costi fissi e oneri finanziari sottostanti al contratto verso Edipower S.p.A., mentre la disponibilità pagata agli altri impianti è in linea con l'esercizio 2014.

Per effetto degli accordi con Sorigenia S.p.A. e Sorigenia Power S.p.A., nel corso del 2015 la società ha rilevato minori costi per la contrattualizzazione verso Abruzzoenergia S.p.A. per 4.168 migliaia di euro, mentre ha sostenuto costi per la contrattualizzazione dell'impianto di Bertanico (Lodi) per 8.815 migliaia di euro.

La riduzione dei costi per servizi, prestazioni ed altri costi, pari a 17.441 migliaia di euro, è principalmente dovuto alla riduzione dei costi di acquisto di titoli ambientali (CV, CO₂ e TEE) da terze controparti e da società correlate (-25.168 migliaia di euro) e alla riduzione degli oneri sostenuti per il trasporto e lo stoccaggio del gas naturale (-393 migliaia di euro). Nella stessa voce sono inclusi costi non ricorrenti per 7.232 migliaia di euro (2.458 migliaia di euro nel 2014) relativi a conguagli di competenza di esercizi precedenti, nonché costi per prestazioni di servizi e altri costi per 10.714 migliaia di euro (7.367 migliaia di euro nel 2014).

Il costo del lavoro, comprensivo degli oneri sociali e del trattamento di fine rapporto, è risultato pari a 7.841 migliaia di euro (8.462 migliaia di euro al 31 dicembre 2014). Il personale dipendente della società al 31 dicembre 2015 risulta pari a 94 unità.

Per effetto delle dinamiche sopra evidenziate, il margine operativo lordo al 31 dicembre 2015 risulta positivo e pari a 142.183 migliaia di euro (negativo per 153.938 migliaia di euro al 31 dicembre 2014).

Lo stanziamento di ammortamenti è risultato pari a 756 migliaia di euro (928 migliaia di euro al 31 dicembre 2014), le svalutazioni di immobilizzazioni si sono attestate a 35 migliaia di euro, mentre gli accantonamenti per l'anno 2015 sono risultati pari a 220 migliaia di euro (positivi per 26 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e si riferiscono sia all'accantonamento per fondi rischi sia all'accantonamento per rischi su crediti.

Quale conseguenza delle dinamiche sopra esposte il risultato operativo netto è positivo e pari a 141.172 migliaia di euro (negativo per 154.840 migliaia di euro al 31 dicembre 2014).

Il risultato della gestione finanziaria al 31 dicembre 2015 risulta negativo per 5.982 migliaia di euro (negativo per 11.047 migliaia di euro al 31 dicembre 2014).

Il risultato prima delle imposte risulta positivo e pari a 135.190 migliaia di euro (negativo per 165.887 migliaia di euro al 31 dicembre 2014).

Le imposte sul reddito sono risultate pari a 46.463 migliaia di euro (positive per 47.378 migliaia di euro nel 2014) e recepiscono per 1.785 migliaia di euro, l'adeguamento delle imposte anticipate e differite IRES a seguito della previsione dell'art. 1, co. 61, della Legge 208/2015, che ha disposto la riduzione del 3,5 % dell'aliquota IRES a decorrere dal 1° gennaio 2017, con effetto per i periodi d'imposta successivi a quello in corso al 31 dicembre 2016.

Al netto delle imposte sul reddito, il risultato dell'esercizio 2015 è positivo per 88.727 migliaia di euro (negativo per 118.509 migliaia di euro al 31 dicembre 2014).



Situazione patrimoniale e finanziaria

L'andamento patrimoniale del 2015 della società è sintetizzato nella tabella che segue:

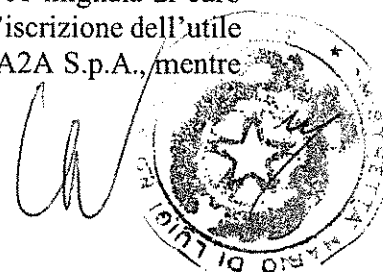
(migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014
CAPITALE INVESTITO		
Capitale immobilizzato netto	8.048	(25.389)
- Immobilizzazioni immateriali	73.993	87.699
- Partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	1.031	1.031
- Altre attività/passività non correnti	143	143
- Attività/passività per imposte anticipate/differite	26.988	58.722
- Fondi rischi e oneri	(92.621)	(171.052)
- Benefici a dipendenti	(1.486)	(1.932)
<i>di cui con contropartita il patrimonio netto</i>	<i>1.495</i>	<i>5.285</i>
Capitale di funzionamento	104.775	63.260
- Rimanenze	115.580	204.313
- Crediti commerciali e altre attività correnti (*)	588.841	619.701
- Debiti commerciali e altre passività correnti (*)	(605.230)	(768.670)
- Attività per imposte correnti/debiti per imposte	5.584	7.916
<i>di cui con contropartita il patrimonio netto</i>	<i>(5.496)</i>	<i>(17.399)</i>
TOTALE CAPITALE INVESTITO	112.823	37.871
FONTI DI COPERTURA		
Patrimonio netto	86.701	(109.547)
Totale posizione finanziaria oltre l'esercizio successivo	-	-
Totale posizione finanziaria entro l'esercizio successivo	26.122	147.418
Totale posizione finanziaria netta	26.122	147.418
<i>di cui con contropartita il patrimonio netto</i>		
TOTALE FONTI	112.823	37.871

(*) Al netto dei saldi inclusi nella posizione finanziaria netta.

Variazione Posizione finanziaria netta (migliaia di euro)	01/01/2015 31/12/2015	01/01/2014 31/12/2014
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ALL'INIZIO DELL'ESERCIZIO	-147.418	-244.711
Apporto da operazioni straordinarie	0	1.880
Risultato d'esercizio	88.727	-118.509
Imposte pagate/Crediti per imposte cedute	-35.709	49.577
Ammortamenti	756	928
Svalutazioni immobilizzazioni immateriali	35	
Variazioni delle attività e delle passività (*)	-31.264	164.021
Flussi finanziari netti da attività operativa	22.545	96.017
Flussi finanziari da attività di investimento	-684	-604
Free cash flow	21.861	95.413
Dividendi pagati		
Incasso copertura perdite da A2A S.p.A.	99.435	
Cash flow da distribuzione dividendi/incassi copertura perdite	99.435	0
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ALLA FINE DELL'ESERCIZIO	-26.122	-147.418

(*) Al netto dei saldi con contropartita il Patrimonio Netto.

La situazione patrimoniale, redatta secondo lo schema delle fonti e degli impieghi evidenzia un capitale investito al 31 dicembre 2015 pari a 112.823 migliaia di euro (37.871 migliaia di euro al 31 dicembre 2014). La variazione rispetto all'esercizio precedente è fortemente influenzata dalle minori rimanenze di certificati ambientali sia del portafoglio industriale, comprese nelle immobilizzazioni immateriali, sia del portafoglio di *trading*, comprese nella voce "Rimanenze", dalla diminuzione dei fondi rischi, come effetto netto del rilascio dell'accantonamento effettuato nello scorso esercizio in ragione dell'onerosità delle obbligazioni attuali presenti nei contratti di *tolling* in essere con la società correlata Edipower S.p.A. in parte compensato dall'utilizzo e dal successivo adeguamento del fondo dell'onerosità delle obbligazioni attuali presenti nei contratti di *tolling* in essere con la società Ergosud S.p.A., al netto del relativo effetto fiscale, come meglio descritto nel commento dei costi operativi, nonché minori debiti commerciali e crediti commerciali rispetto alla chiusura dell'esercizio 2014. Il patrimonio netto risulta pari a 86.701 migliaia di euro (negativo per 109.547 migliaia di euro al 31 dicembre 2014), per effetto sia dell'iscrizione dell'utile dell'esercizio sia del versamento a copertura perdite ricevuto dalla capogruppo A2A S.p.A., mentre



la posizione finanziaria netta risulta negativa per 26.122 migliaia di euro (negativa per 147.418 migliaia di euro al 31 dicembre 2014).

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2015 risulta negativo per 26.122 migliaia di euro (negativo per 147.418 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e presenta un miglioramento pari a 121.296 migliaia di euro derivante principalmente dalla miglior gestione operativa della società che, al netto degli accantonamenti/rilasci effettuati in ragione dell'onerosità delle obbligazioni attuali presenti nei contratti di *tolling* in essere, avrebbe chiuso l'esercizio 2015 con un Margine operativo lordo positivo per 63.484 migliaia di euro (positivo per 16.862 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) in miglioramento rispetto alla chiusura dell'esercizio precedente di 46.622 migliaia di euro.

Si riportano di seguito i principali indicatori reddituali e di liquidità della società:

Indicatori reddituali	31.12.2015	31.12.2014
Roi (<i>Return on investment</i>)	n.s.	n.s.
Roe (<i>Return on equity</i>)	n.s.	n.s.
Ros (<i>Return on sales</i>)	n.s.	n.s.
Indicatori di liquidità	31.12.2015	31.12.2014
Indice di liquidità primaria:		
$\frac{\text{Attività correnti} - \text{Scorte di magazzino}}{\text{Passività correnti}}$	0,94	0,69
Indice di liquidità secondaria:		
$\frac{\text{Attività correnti}}{\text{Passività correnti}}$	1,12	0,91
Margine di tesoreria (migliaia di euro):		
$\text{Attività correnti} - \text{Scorte di magazzino} - \text{Passività correnti}$	-36.927	-288.471

Altre informazioni

Ai sensi dell'articolo 2428 del codice civile, si precisa che la società, in linea con la specifica attività gestionale, non svolge attività di ricerca e sviluppo e non possiede al 31 dicembre 2015 quote proprie, né ha effettuato acquisti o cessioni di tali quote nel corso dell'esercizio, né direttamente, né indirettamente per tramite di società controllate o collegate, né per tramite di società fiduciarie o per interposta persona.

Con riferimento all'articolo 2428 6bis del Codice Civile, si segnala che nel corso dell'esercizio la società non ha provocato alcun danno ambientale e quindi non è stata condannata al pagamento di alcuna sanzione.

Non si segnalano casi di morte sul lavoro e cause di mobbing per cui la società è stata dichiarata definitivamente responsabile.

La società non ha istituito sedi secondarie.

Con riferimento all'articolo 2427 16bis del Codice Civile, si segnala che nel corso dell'esercizio la società ha corrisposto alla società di revisione legale per la revisione legale dei conti annuali e gli altri servizi di verifica svolti un corrispettivo pari a 68.975 euro.

Rischi e Incertezze

Per l'informativa sui rischi si rimanda allo specifico paragrafo delle "Altre informazioni" della nota illustrativa al bilancio.

Evoluzione prevedibile della gestione

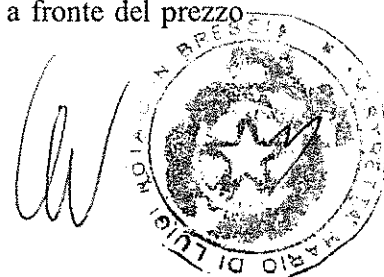
A2A Trading ha già collocato sul 2016 circa 11 TWh di vendite di energia elettrica con contratti bilaterali stabilizzando parte dei ricavi e, conseguentemente, dei margini. Tali vendite includono la fornitura alla correlata A2A Energia S.p.A. nonché vendite all'ingrosso di prodotti standard e di profili per l'ottimizzazione e l'hedging del portafoglio elettrico a termine. E' anche iniziata l'attività di hedging sul 2017, vendendo circa 1,7 TWh di energia elettrica con contratti bilaterali.

Nel contempo sono stati anche effettuati acquisti di energia elettrica, sul 2016 per circa 5 TWh e sul 2017 per circa 0,4 TWh, finalizzati ad operazioni di ottimizzazione del portafoglio industriale.

Per quanto riguarda la filiera Ambiente, A2A Trading ha provveduto a vendere sul 2016 circa 0,3 TWh di energia proveniente dai termovalorizzatori che si stima in circa 1 TWh, stabilizzando una parte dei loro ricavi.

E' continuata l'attività sui mercati elettrici esteri con la partecipazione della società alle procedure per l'assegnazione della capacità di interconnessione import/export 2016 su tutte le frontiere con l'Italia. In considerazione dell'andamento degli spread Italia-estero e delle ridotte quantità messe a disposizione nell'asta annuale, la società ha scelto ridurre il profilo di rischio sul lungo periodo con l'acquisto di un numero contenuto di diritti di capacità annuale (MW), preferendo concentrare l'attività di cross-border su base mensile e giornaliera.

Con riferimento al rischio connesso ai costi di congestione sulla rete rilevante, A2A Trading ha sottoscritto con Terna S.p.A. strumenti di copertura a prezzo fisso per l'anno 2016 ("CCC") relativi prevalentemente alla Zona Nord sia a tutela delle immissioni degli impianti che dell'energia importata. Il meccanismo prevede il diritto per la società di pagare/ricevere un prezzo fisso di congestione (ovvero di differenziale tra il prezzo della Zona Nord ed il PUN) a fronte del prezzo variabile che ogni ora si forma su IPEX.



A2A Trading ha già veduto sul 2016 2.030 milioni di metri cubi di gas naturale con contratti bilaterali, stabilizzando tramite specifici approvvigionamenti una consistente parte dei ricavi e, conseguentemente, dei margini. Tali vendite includono le forniture alle società del gruppo ed a clienti terzi con i quali la società ha consolidato rapporti commerciali anche su base pluriennale.

A2A Trading ha approvvigionato circa il 58% del fabbisogno annuo previsto per il 2016 di carbone.

A partire dalla seconda parte del 2015, a seguito della riorganizzazione aziendale, si è modificata l'attività di ottimizzazione del portafoglio industriale. Questa rivisitazione della struttura interna consente una maggiore integrazione tra tutte le commodity nel portafoglio della Società nel medio/lungo termine e una stretta interazione con le funzioni aziendali preposte allo scheduling ed al bidding di breve periodo.

Nel dicembre 2014 sono stati approvati gli atti implementativi del Regolamento UE N. 1227/2011 relativo all'integrità e trasparenza del mercato all'ingrosso (REMIT). Questo ha fissato la data di avvio dell'attività di reporting verso ACER al 7 ottobre 2015 per i contratti standard e al 7 aprile 2016 per tutti gli altri. A2A Trading si avvale, come già per la reportistica inerente EMIR, del prodotto "Complete", sviluppato e gestito da Trayport quale sistema di interfaccia per la trasmissione dei dati al database di ACER. A2A Trading ha adempiuto agli obblighi di reporting rispettando le scadenze richieste e preparandosi per la trasmissione delle informazioni relative ai contratti non standard previsti per il prossimo aprile.

Fatti di rilievo successivi alla chiusura del bilancio

Non si segnalano eventi significativi successivi al 31 dicembre 2015 tali da richiedere modifiche o integrazioni a quanto riportato nel Bilancio d'esercizio.

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea dei soci

Nell'invitarVi ad approvare il presente bilancio Vi segnalo che l'utile dell'esercizio 2015 pari a 88.727.137 euro è stato utilizzato per 32.349.058 euro, corrispondente al risultato del primo trimestre 2015, a copertura delle riserve negative, per la quota rimanente disponibile pari a 56.378.079 euro Vi propongo di destinarla come segue:

- per euro 200.000, per la ricostituzione della riserva legale pari a un quinto del capitale sociale;
- per euro 4.178.079 a riserva straordinaria a copertura delle Riserve IAS 32-39 e IAS 19 che al 31 dicembre 2015 presentano un saldo negativo;
- per euro 52.000.000 a dividendi.

Vi propongo inoltre di distribuire 24.323.401 euro prelevandoli della riserva sovrapprezzo azioni e 8.676.599 prelevandoli dalle altre riserve disponibili portando così l'ammontare complessivo del dividendo da versare alla capogruppo a 85.000.000 euro.

Il Presidente
Masi Massimiliano Spiridione



PROSPETTI DI BILANCIO

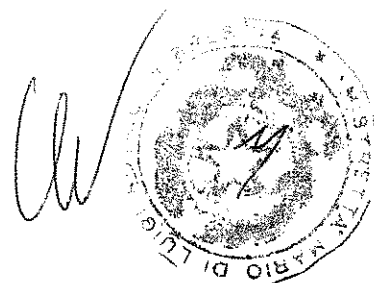
A2A Trading S.r.l. SITUAZIONE PATRIMONIALE E FINANZIARIA (valori espressi in euro)	Note	BILANCIO AL 31/12/2015	BILANCIO AL 31/12/2014
ATTIVITA'			
<u>ATTIVITA' NON CORRENTI</u>			
Immobilizzazioni materiali			
Immobilizzazioni immateriali	1	73.993.360	87.698.963
Partecipazioni	2	1.030.797	1.030.797
Attività per imposte anticipate	3	26.987.670	58.722.589
Altre attività non correnti	4	142.862	142.862
TOTALE ATTIVITA' NON CORRENTI		102.154.689	147.595.211
<u>ATTIVITA' CORRENTI</u>			
Rimanenze	5	115.579.965	204.313.116
Crediti commerciali	6	509.960.309	532.615.477
Altre attività correnti	7	78.880.315	87.085.457
Attività finanziarie correnti			
Attività per imposte correnti	8	6.174.918	7.915.987
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	9	27.740.489	4.402.007
TOTALE ATTIVITA' CORRENTI		738.335.996	836.332.044
ATTIVITA' NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA			
TOTALE ATTIVO		840.490.685	983.927.255
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'			
<u>PATRIMONIO NETTO</u>			
Capitale sociale	10	1.000.000	1.000.000
Riserve	11	-3.025.854	7.962.233
Risultato d'esercizio	12	88.727.137	-118.509.111
Patrimonio netto		86.701.283	-109.546.878
<u>PASSIVITA'</u>			
<u>PASSIVITA' NON CORRENTI</u>			
Benefici a dipendenti	13	1.485.964	1.931.811
Fondi rischi e oneri	14	92.620.672	171.051.915
Totale passività non correnti		94.106.636	172.983.726
<u>PASSIVITA' CORRENTI</u>			
Debiti commerciali	15	534.450.971	666.364.954
Altre passività correnti	15	70.778.357	102.305.578
Passività finanziarie correnti	16	53.862.074	151.819.875
Debiti per imposte	17	591.364	
Totale passività correnti		659.682.766	920.490.407
Totale passività		753.789.402	1.093.474.133
PASSIVITA' DIRETTAMENTE ASSOCIATE AD			
ATTIVITA' NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA			
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		840.490.685	983.927.255



A2A Trading S.r.l.		01/01/2015	01/01/2014
CONTO ECONOMICO	Note	31/12/2015	31/12/2014
(valori espressi in euro)			
RICAVI			
RICAVI DI VENDITA E PRESTAZIONI		2.464.883.498	2.566.548.743
ALTRI RICAVI OPERATIVI		10.246.063	17.252.932
TOTALE RICAVI	19	2.475.129.561	2.583.801.675
COSTI OPERATIVI			
COSTI PER MATERIE PRIME PROD FINITI E SERVIZI		2.104.501.895	2.210.356.218
ALTRI COSTI OPERATIVI		220.603.319	518.921.673
TOTALE COSTI OPERATIVI	20	2.325.105.214	2.729.277.891
COSTI PER IL PERSONALE	21	7.840.651	8.462.070
MARGINE OPERATIVO LORDO	22	142.183.696	-153.938.286
AMMORTAMENTI, ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI	23	1.011.223	901.612
RISULTATO OPERATIVO NETTO	24	141.172.473	-154.839.898
GESTIONE FINANZIARIA			
PROVENTI FINANZIARI		557.925	186.566
ONERI FINANZIARI		6.540.458	11.234.308
TOTALE GESTIONE FINANZIARIA	25	-5.982.533	-11.047.742
UTILE AL LORDO DELLE IMPOSTE		135.189.940	-165.887.640
ONERI PER IMPOSTE SUI REDDITI	26	46.462.803	-47.378.529
UTILE DI ATTIVITA' OPERATIVE IN ESERCIZIO AL NETTO DELLE IMPOSTE		88.727.137	-118.509.111
RISULTATO D'ESERCIZIO	27	88.727.137	-118.509.111

A2A Trading S.r.l. CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO (valori espressi in euro)	BILANCIO AL 31/12/2015	BILANCIO AL 31/12/2014
Risultato d'esercizio (A)	88.727.137	-118.509.111
Utile/(perdite) attuariali su Benefici a dipendenti iscritti a Patrimonio netto	208.222	-115.230
Effetto fiscale relativo agli altri utili/(perdite) attuariali	-75.628	12.705
Totale Altri utili/(perdite) al netto dell'effetto fiscale (B)	132.594	-102.525
Parte efficace degli utili/(perdite) sugli strumenti di copertura degli strumenti finanziari ("cash flow hedge")	11.876.249	-17.266.461
Effetto fiscale relativo agli altri utili/(perdite)	-3.922.443	5.413.047
Totale Altri utili/(perdite) al netto dell'effetto fiscale (C)	7.953.806	-11.853.414
Totale risultato d'esercizio complessivo (A) + (B) + (C)	96.813.537	-130.465.050

Con esclusione degli effetti attuariali su benefici a dipendenti iscritti a Patrimonio netto, gli altri effetti sopra esposti verranno rigirati a Conto economico negli esercizi successivi.



A2A Trading S.r.l. RENDICONTO FINANZIARIO DI CASH FLOW (valori espressi in euro)	BILANCIO AL 31/12/2015	BILANCIO AL 31/12/2014
DISPONIBILITA' LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI ALL'INIZIO DELL'ESERCIZIO	4.402.007	19.758.748
Apporto da operazioni straordinarie		1.880.000
DISPONIBILITA' LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI ALL'INIZIO DELL'ESERCIZIO	4.402.007	21.638.748
<u>Attività operativa</u>		
Risultato d'esercizio	88.727.137	-118.509.111
Imposte pagate/crediti per imposte cedute	-35.708.677	49.576.757
Ammortamenti immobilizzazioni immateriali	755.700	927.510
Svalutazioni/smobilizzi immobilizzazioni materiali e immateriali	35.100	0
Variazione delle attività e delle passività di funzionamento (*)	-31.263.534	164.021.702
Flussi finanziari netti da attività operativa	22.545.726	96.016.858
<u>Attività di investimento</u>	-13.475.396	
Investimenti in immobilizzazioni immateriali e avviamento	-684.067	-603.787
Flussi finanziari netti da attività di investimento	-684.067	-603.787
FREE CASH FLOW	21.861.659	95.413.071
<u>Attività di finanziamento</u>		
Variazione delle passività finanziarie	-91.148.825	-100.922.262
Dividendi pagati	0	
Incasso copertura perdite da A2A S.p.A.	99.434.624	
Interessi finanziari netti pagati	-6.808.976	-11.727.550
Flussi finanziari netti da attività di finanziamento	1.476.823	-112.649.812
VARIAZIONE DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE	23.338.482	-17.236.741
DISPONIBILITA' LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI ALLA FINE DELL'ESERCIZIO	27.740.489	4.402.007
(*) Al netto dei saldi con contropartita il patrimonio netto e altre voci di stato patrimoniale		

A2A Trading S.r.l. PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEI CONTI DI PATRIMONIO NETTO (valori espressi in euro)							Totale
Patrimonio netto al 31.12.2013	1.000.000	-82.375	1.001.529	34.171.766	-15.172.748	20.918.172	
Variazioni dell'esercizio 2014:							
Destinazione del risultato 2013					15.172.748	-11.853.414	
Riserve IAS 32 e 39 (*)		-11.853.414		-15.172.748		-102.525	
Riserva IAS 19 Benefici a dipendenti (*)				-102.525	-118.509.111	-118.509.111	
Risultato d'esercizio							
Patrimonio netto al 31.12.2014	1.000.000	-11.935.789	1.001.529	18.896.493	-118.509.111	-109.546.878	
Variazioni dell'esercizio 2015:							
Versamento copertura perdite da A2A S.p.A.						99.434.624	
Copertura perdite						-117.507.582	
Riserve IAS 32 e 39 (*)		7.953.806	-1.001.529		118.509.111	7.953.806	
Riserva IAS 19 Benefici a dipendenti (*)				132.594		132.594	
Risultato d'esercizio					88.727.137	88.727.137	
Patrimonio netto al 31.12.2015	1.000.000	-3.981.983		956.129	88.727.137	86.701.283	
Possibilità di utilizzazione				A - B - C			

(*) Concorrono alla formazione del Conto economico complessivo.

Legenda

A: per aumento di capitale

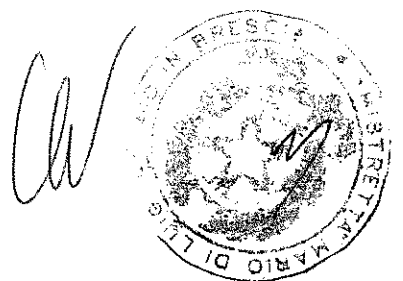
B: per copertura perdite

C: per distribuzione ai soci

D : per distribuzione ai soci, per la quota eccedente il 20% del capitale sociale



NOTE ILLUSTRATIVE



Informazioni di carattere generale relative a A2A Trading S.r.l.

A2A Trading S.r.l. è una società con personalità giuridica organizzata secondo l'ordinamento legislativo della Repubblica Italiana. A2A Trading S.r.l. è la società a cui è affidata la gestione del portafoglio energetico del Gruppo A2A, ivi inclusa l'attività di compravendita di energia elettrica e di combustibili gassosi e non gassosi sui mercati all'ingrosso nazionali ed internazionali. Dal 1° aprile 2012 la società A2A Trading è diventata gestore unico del portafoglio *fuel* del Gruppo subentrando alla correlata Plurigas S.p.A. nella gestione dell'attività di approvvigionamento, logistica e stoccaggio del gas.

La società è sottoposta all'attività di direzione e coordinamento da parte della controllante A2A S.p.A.. Nella presente nota illustrativa è presente un prospetto riepilogativo dei dati essenziali dell'ultimo bilancio approvato della società controllante.

La valuta di presentazione del bilancio di A2A Trading S.r.l. è l'euro, che coincide anche con la moneta funzionale delle economie in cui la società opera. In particolare, le seguenti note illustrative sono presentate in migliaia di euro.

In bilancio di A2A Trading S.r.l. al 31 dicembre 2015 è stato predisposto in ipotesi di funzionamento e continuità aziendale ed è composto dal Prospetto delle Situazione Patrimoniale-Finanziaria, Prospetto di Conto Economico, Prospetto di Conto Economico Complessivo, Rendiconto Finanziario, Prospetto delle variazioni dei conti di Patrimonio Netto, e dalle presenti Note Illustrative.

Tale bilancio è stato redatto in conformità con i Principi Contabili Internazionali (IAS/IFRS) promulgati dall'*International Accounting Standard Board* (IASB) e omologati dall'Unione Europea, includendo tra questi sia gli "*International Accounting Standards*" (IAS) che gli "*International Financial Reporting Standards*" (IFRS), oltre alle interpretazioni dell'"*International Financial Reporting Interpretation Committee*" (IFRIC) nonché i provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. n. 38/2005.

Il bilancio al 31 dicembre 2015 è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione il 4 marzo 2016, che ne ha autorizzato la pubblicazione, ed è assoggettato a revisione legale da parte di PricewaterhouseCoopers S.p.A..

Schemi di bilancio

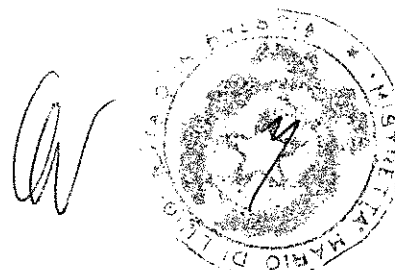
La società A2A Trading S.r.l. ha adottato per la “Situazione patrimoniale - finanziaria” la forma di presentazione che prevede la distinzione delle attività e passività tra correnti e non correnti, secondo quanto consentito dal paragrafo 60 e seguenti dello IAS 1 *revised*.

Il “Conto economico” è scalare con le singole poste analizzate per natura, forma ritenuta più rappresentativa rispetto alla cosiddetta presentazione per destinazione di spesa. La forma scelta è infatti conforme con le modalità di presentazione dei maggiori *competitors* ed è in linea con la prassi internazionale.

Il “Rendiconto finanziario” è predisposto utilizzando il metodo indiretto, come consentito dallo IAS 7.

Il “Prospetto dei movimenti del patrimonio netto” è stato predisposto secondo le disposizioni dello IAS 1 *revised*.

Si precisa che gli schemi di bilancio presentati sono invariati rispetto a quelli utilizzati in sede di predisposizione del bilancio al 31 dicembre 2014.



Variazioni di principi contabili internazionali

Ai sensi dello IAS 8, nel successivo paragrafo *“Principi contabili, emendamenti e interpretazioni applicabili dal Gruppo dal presente esercizio”* sono indicati e brevemente illustrati gli emendamenti in vigore dal 1° gennaio 2015.

Nei paragrafi a seguire, *“Principi contabili, emendamenti e interpretazioni omologati dall’Unione Europea ma applicabili successivamente al 31 dicembre 2015”* e *“Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni non ancora omologati dall’Unione Europea”*, vengono invece dettagliati i principi contabili ed interpretazioni già emessi, ma non ancora entrati in vigore, oppure non ancora omologati dall’Unione Europea e pertanto non applicabili per la redazione del bilancio al 31 dicembre 2015, i cui eventuali impatti saranno quindi recepiti a partire dai bilanci dei prossimi esercizi.

Principi contabili, emendamenti e interpretazioni applicabili dal Gruppo dal presente esercizio

A decorrere dal 1° gennaio 2015 sono state applicate alcune integrazioni conseguenti a specifici paragrafi dei principi contabili internazionali già adottati dal Gruppo nei presedenti esercizi, nessuna delle quali ha determinato un effetto significativo sui risultati economici e finanziari del Gruppo.

Le variazioni principali sono di seguito illustrate.

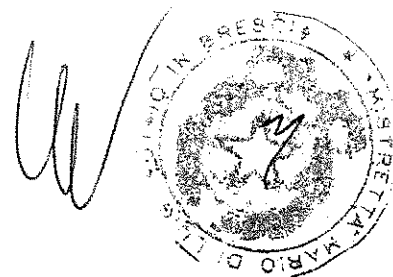
- Con *l’annual improvement 2012*, applicabile in modo volontario per i bilanci chiusi al 31 dicembre 2015, lo IASB ha emesso gli emendamenti ai seguenti principi contabili:
 - a) IFRS 2 “Pagamenti basati su azioni”: l’emendamento chiarisce la definizione di “condizione di maturazione” e separatamente definisce le “condizioni di conseguimento di risultato” e le “condizioni di servizio”;
 - b) IFRS 3 “Aggregazioni di imprese”: il principio è stato modificato per chiarire che l’obbligazione a pagare un corrispettivo potenziale rientra nella definizione di strumento finanziario e deve essere classificato come passività finanziaria o come elemento di patrimonio netto sulla base delle indicazioni contenuto nello IAS 32. Inoltre è stato chiarito che le obbligazioni a corrispondere un corrispettivo potenziale, diverse da quelle che rientrano nella definizione di strumento di patrimonio netto, sono valutate al *fair value* ad ogni data di bilancio, con variazioni rilevate a conto economico;
 - c) IFRS 8 “Settori operativi”: il principio è modificato con l’introduzione di un nuovo obbligo informativo, richiedendo una breve descrizione dei settori operativi che sono stati aggregati e degli indicatori economici che sono stati utilizzati per tale aggregazione;
 - d) IFRS 13 “Misurazione del *fair value*”: l’emendamento chiarisce che l’esenzione che permette ad un’entità di valutare al *fair value* gruppi di attività e passività finanziarie si applica a tutti i contratti, inclusi quelli non finanziari;
 - e) IAS 16 “Immobili, impianti e macchinari” e IAS 38 “Attività immateriali”: entrambi i principi vengono modificati per chiarire come il valore recuperabile e la vita utile vengono trattati nel caso in cui l’entità effettui una rivalutazione;
 - f) IAS 24 “Informativa di bilancio sulle operazioni con parti correlate”: il principio viene modificato al fine di includere, in qualità di parte correlata, un’entità che fornisca servizi relativi alla gestione del *management* (cosiddetta *management company*).

- IAS 19 *Revised* “Benefici a dipendenti”: le modifiche apportate allo IAS 19 in data 21 novembre 2013 consentono (ma non rendono obbligatoria) la contabilizzazione in diminuzione del “*current service cost*” del periodo dei contributi corrisposti dai dipendenti o da terze parti, che non siano correlati al numero di anni di servizio, in luogo dell’allocazione di tali contributi lungo l’arco temporale cui il servizio è reso. Tali contributi devono presentare le seguenti condizioni: (i) sono indicati nelle condizioni formali del piano; (ii) sono collegati al servizio svolto dal dipendente; (iii) sono indipendenti dal numero di anni di servizio del dipendente (es. i contributi rappresentano una percentuale fissa della retribuzione, oppure un importo fisso per tutto il periodo di lavoro o correlato all’età del dipendente).
- Con l’*annual improvement 2013*, in vigore per gli esercizi amministrativi iniziati a partire dal 1° gennaio 2015, lo IASB ha emesso gli emendamenti ai seguenti principi contabili:
 - a) IFRS 3: la modifica chiarisce che l’IFRS 3 non è applicabile per rilevare gli effetti contabili relativi alla formazione di una joint venture o di una joint operation (così come definiti dall’IFRS 11) nel bilancio della joint venture o della joint operation;
 - b) IFRS 13: è stato chiarito che la disposizione contenuta nell’IFRS 13 in base alla quale è possibile misurare il fair value di un gruppo di attività e passività finanziarie su base netta, si applica a tutti i contratti rientranti nell’ambito dello IAS 39 (o dell’IFRS 9) indipendentemente dal fatto che soddisfino o meno le definizioni di attività e passività finanziarie dello IAS 32;
 - c) IAS 40 “Investimenti immobiliari”: la modifica del principio riguarda l’interazione tra le disposizioni previste dell’IFRS 3 “Aggregazioni di imprese” e quelle del presente principio nei casi in cui l’acquisizione di un immobile sia identificabile come un’aggregazione di imprese.
- IFRIC 21 “Tributi”: questa interpretazione dello IAS 37 “Accantonamenti, passività e attività potenziali” è stata emessa in data 20 maggio 2013 e riguarda la contabilizzazione dei tributi imposti dai governi che non rientrano nell’ambito di applicazione dello IAS 12 “Imposte sul reddito”. Lo IAS 37 “Accantonamenti, passività e attività potenziali” stabilisce i criteri relativi al riconoscimento di una passività, uno dei quali è rappresentato dalla presenza di una obbligazione presente per l’entità quale risultato di un evento passato. L’interpretazione in esame chiarisce che l’obbligazione che fa sorgere la passività per il tributo da pagare è l’attività descritta nella legislazione dell’attività stessa da cui scaturisce il pagamento del tributo.

Principi contabili, emendamenti e interpretazioni omologati dall’Unione Europea ma applicabili successivamente al 31 dicembre 2015

Potranno essere adottati nei prossimi esercizi, qualora ne dovessero ricorrere i presupposti, i seguenti principi contabili ed interpretazioni già omologati dall’Unione Europea e attualmente non applicati dal Gruppo:

- IFRS 11 “Accordi a controllo congiunto”: emesso dallo IASB in data 6 maggio 2014, l’emendamento al principio in esame fornisce le linee guida relative al trattamento contabile da adottare in caso di acquisizioni di partecipazioni in accordi a controllo congiunto, la cui attività incontri la definizione di “*business*” così come definito dall’IFRS 3 “Aggregazioni di imprese”. La modifica in oggetto è applicabile a decorrere dal 1° gennaio 2016;
- IAS 1 “Presentazione del bilancio”: emanata dallo IASB in data 18 dicembre 2014 e applicabile a decorrere dal 1° gennaio 2016, la modifica al principio in esame chiarisce esplicitamente che



l'informativa non significativa non deve essere fornita anche se espressamente richiesta da uno specifico IFRS. In merito alle note esplicative al bilancio, non è previsto uno specifico ordine e quindi la società potrebbe anche decidere di presentare le note per singola voce di bilancio, commentando il contenuto e le variazioni del periodo insieme alla descrizione del principio contabile applicato per quella voce. La modifica al principio in oggetto intende inoltre fornire chiarimenti in merito alla aggregazione o disaggregazione di voci di bilancio qualora il loro importo sia rilevante o "materiale". In particolare, la modifica al principio richiede che non si proceda con l'aggregazione di poste di bilancio con caratteristiche differenti o con la disaggregazione di voci di bilancio che renda difficoltosa l'informativa e la lettura del bilancio stesso. Inoltre, con riferimento all'esposizione della posizione finanziaria di una entità, l'emendamento chiarisce la necessità di disaggregare alcune voci previste dai paragrafi 54 (Posizione finanziaria) e 82 (Conto economico) dello IAS 1;

- IAS 16 "Immobili, impianti e macchinari" e IAS 38 "Attività immateriali": questa modifica ai due principi riportati, emessa dallo IASB nel mese di maggio 2014, chiarisce che un processo di ammortamento basato sui ricavi non può essere applicato con riferimento agli elementi di immobili, impianti e macchinari, in quanto tale metodo si basa su fattori (ad esempio volumi e prezzi di vendita) che non rappresentano l'effettivo consumo dei benefici economici dell'attività sottostante. Il divieto sopra indicato è stato incluso anche nello IAS 38, in base al quale le attività immateriali potranno essere ammortizzate sulla base dei ricavi solo se si riesce a dimostrare che i ricavi e il consumo dei benefici economici dell'attività immateriale sono altamente correlati;
- Con le modifiche ai principi contabili internazionali IAS 41 "Agricoltura" e IAS 16 "Immobili, impianti e macchinari", lo IASB ha stabilito che le piante fruttifere, utilizzate esclusivamente per la coltivazione di prodotti agricoli nel corso di vari esercizi, dovrebbero essere soggette allo stesso trattamento contabile riservato ad immobili, impianti e macchinari a norma dello IAS 16 "Immobili, impianti e macchinari", in quanto il "funzionamento" è simile a quello della produzione manifatturiera. Le modifiche in esame sono applicabili con decorrenza dal 1° gennaio 2016;
- IAS 27 Revised "Bilancio separato": l'emendamento al principio in esame, emanato dallo IASB in data 12 agosto 2014 e applicabile con decorrenza dal 1° gennaio 2016, consente ad un'entità di utilizzare il metodo del Patrimonio netto per contabilizzare nel bilancio separato gli investimenti in società controllate, joint ventures e in imprese collegate;
- Modifiche annuali agli IFRS 2012-2014: in data 25 settembre 2014 lo IASB ha pubblicato una serie di emendamenti ad alcuni principi contabili internazionali, applicabili con decorrenza dal 1° gennaio 2016. Le modifiche riguardano:
 - i. IFRS 5 "Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate";
 - ii. IFRS 7 "Strumenti finanziari: informazioni integrative";
 - iii. IAS 19 "Benefici a dipendenti";
 - iv. IAS 34 "Bilanci intermedi".

Per quanto riguarda il primo punto, la modifica chiarisce che non si deve ricorrere alla riesposizione dei dati di bilancio qualora una attività o un gruppo di attività disponibili per la vendita venga riclassificata come "detenuta per essere distribuita", o viceversa.

Con riferimento all'IFRS 7, l'emendamento in oggetto stabilisce che qualora un'entità trasferisca un'attività finanziaria a condizioni tali da consentire la "*derecognition*" dell'attività stessa, viene richiesta l'informativa riguardante il coinvolgimento residuo dell'entità stessa nell'attività trasferita, qualora abbia sottoscritto dei contratti di servizio che evidenziano una interessenza dell'entità nella futura *performance* delle attività finanziarie trasferite.

La modifica dello IAS 19 proposta, chiarisce che il tasso di sconto per attualizzare le obbligazioni per benefici successivi al rapporto di lavoro sia determinato con riferimento ai rendimenti di mercato dei

titoli obbligazionari di aziende primarie e nei Paesi dove non esiste un “mercato spesso” di tali titoli siano utilizzati i rendimenti di mercato dei titoli di enti pubblici.

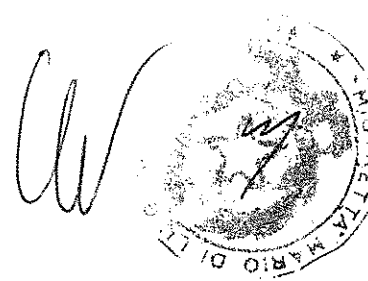
L'emendamento proposto allo IAS 34 richiede l'indicazione di riferimenti incrociati tra i dati riportati nel bilancio intermedio e l'informativa ad essi associata.

Principi contabili, emendamenti e interpretazioni non ancora omologati dall'Unione Europea

I seguenti principi ed emendamenti a principi preesistenti sono tuttora in corso di omologazione da parte dell'Unione Europea e pertanto non risultano applicabili da parte del Gruppo. Le date indicate riflettono la data di efficacia attesa e stabilita nei principi stessi; tale data è tuttavia soggetta all'effettiva omologazione da parte degli organi competenti dell'Unione Europea.:

- IFRS 9 “Strumenti finanziari”: il presente principio rappresenta la prima parte di un processo per fasi che ha lo scopo di sostituire interamente lo IAS 39 “Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione” e introduce dei nuovi criteri per la classificazione e valutazione delle attività e passività finanziarie. Le principali novità introdotte dall'IFRS 9 sono così sintetizzabili: le attività finanziarie possono essere classificate in due sole categorie - al “*fair value*” oppure al “costo ammortizzato”. Scompaiono quindi le categorie dei “*loans and receivables*”, delle attività finanziarie disponibili per la vendita e delle attività finanziarie “*held to maturity*”. La classificazione all'interno delle due categorie avviene sulla base del modello di *business* dell'entità e in relazione alle caratteristiche dei flussi di cassa generati dalle attività stesse. Un'attività finanziaria è valutata al costo ammortizzato se entrambi i seguenti requisiti sono rispettati: il modello di *business* dell'entità prevede che l'attività finanziaria sia detenuta per incassare i relativi *cash flow* (quindi, in sostanza, non per realizzare profitti di *trading*) e le caratteristiche dei flussi di cassa dell'attività corrispondono unicamente al pagamento di capitale e interessi. In caso contrario l'attività finanziaria deve essere misurata al *fair value*. Le regole per la contabilizzazione dei derivati incorporati sono state semplificate: non è più richiesta la contabilizzazione separata del derivato incorporato e dell'attività finanziaria che lo “ospita”. Tutti gli strumenti rappresentativi di capitale - sia quotati che non quotati - devono essere valutati al *fair value* (lo IAS 39 stabiliva invece che, qualora il *fair value* non fosse determinabile in modo attendibile, gli strumenti rappresentativi di capitale non quotati venissero valutati al costo). L'entità ha l'opzione di presentare nel Patrimonio netto le variazioni di *fair value* degli strumenti rappresentativi di capitale che non sono detenuti per la negoziazione, per i quali invece tale opzione è vietata. Tale designazione è ammessa al momento della rilevazione iniziale, può essere adottata per singolo titolo ed è irrevocabile. Qualora ci si avvallesse di tale opzione, le variazioni di *fair value* di tali strumenti mai possono essere riclassificate dal Patrimonio netto al Conto economico. I dividendi invece continuano ad essere rilevati in Conto economico. L'IFRS 9 non ammette riclassificazioni tra le due categorie di attività finanziarie se non nei rari casi in cui vi è una modifica nel modello di *business* dell'entità. In tal caso gli effetti della riclassifica si applicano prospetticamente. Infine l'informativa richiesta nelle note è stata adeguata alla classificazione ed alle regole di valutazione introdotte dall'IFRS 9. In data 19 novembre 2013 lo IASB ha emesso un emendamento al principio in esame, che riguarda principalmente i seguenti aspetti:

- la sostanziale revisione del cd. “*Hedge accounting*”, che consentirà alle società di riflettere meglio le loro attività di gestione dei rischi nell'ambito del bilancio;



- ii. è consentita la modifica di trattamento contabile delle passività valutate al *fair value*: in particolare gli effetti di un peggioramento del rischio di credito della società non verranno più iscritti a Conto economico;
- iii. viene prorogata la data di entrata in vigore del principio in oggetto, fissata inizialmente con decorrenza dal 1° gennaio 2015.

Nel corso del mese di luglio 2014 è stata pubblicata una parziale modifica del principio, con l'introduzione, in tema di valutazione di classi di strumenti finanziari, del modello basato sulla perdita attesa del credito che sostituisce il modello di *impairment* fondato sulle perdite realizzate. L'emendamento in esame è applicabile con decorrenza dal 1° gennaio 2018;

- IFRS 14 “Poste di bilancio differite di attività regolamentate”: il nuovo principio transitorio, emesso dallo IASB il 30 gennaio 2014, consente all'entità che adotta per la prima volta i principi contabili internazionali IAS/IFRS, di continuare ad applicare le precedenti *GAAP accounting policies* in merito alla valutazione (incluso *impairment*) e l'eliminazione dei *regulatory deferral accounts*. Il presente principio sarà applicabile con decorrenza dal 1° gennaio 2016;
- IFRS 15 “Ricavi da contratti con i clienti”: il principio, emesso dallo IASB in data 28 maggio 2014, è il risultato di uno sforzo di convergenza tra lo IASB e il FASB (“Financial Accounting Standard Board”, l'organo deputato all'emissione di nuovi principi contabili negli Stati Uniti) al fine di raggiungere un unico modello di riconoscimento dei ricavi applicabile sia in ambito IFRS che US GAAP. Il nuovo principio sarà applicabile a tutti i contratti con la clientela, includendo i lavori in corso su commessa, e dunque sostituirà gli attuali IAS 18 – Ricavi e IAS 11 – Commesse a lungo termine e tutte le relative interpretazioni. Il principio in oggetto trova applicazione qualora ricorrano contemporaneamente i seguenti criteri:
 - i. le parti hanno approvato il contratto e si sono impegnate ad eseguire le rispettive obbligazioni;
 - ii. i diritti di ciascuna delle parti riguardanti i beni e i servizi da trasferire nonché i termini di pagamento sono stati identificati;
 - iii. il contratto stipulato ha sostanza commerciale (i rischi, la tempistica o l'ammontare dei flussi di cassa futuri dell'entità possono modificarsi quale risultato del contratto);
 - iv. sussiste la probabilità di incassare e pagare gli importi legati alla esecuzione del contratto.

L'IFRS 15 include anche obblighi di informativa significativamente più estesi rispetto al principio esistente, in merito alla natura, agli ammontari, alle tempistiche e all'incertezza dei ricavi e dei flussi di cassa derivanti dai contratti con la clientela.

In data 11 settembre 2015 lo IASB ha emesso una modifica al principio in oggetto, posticipandone la data di applicazione a decorrere dal 1° gennaio 2018;

- IFRS 10 “Bilancio consolidato”: la modifica al presente principio, emessa in data 18 dicembre 2014 riguarda l'esenzione dalla presentazione del bilancio consolidato qualora la controllante abbia partecipazioni in “*investment entities*” che valutano le proprie controllate al *fair value*. L'emendamento al principio è applicabile con decorrenza dal 1° gennaio 2016;
- IAS 28 “Partecipazioni in imprese collegate e *joint ventures*”: in data 18 dicembre 2014 il presente principio è stato modificato in merito a partecipazioni detenute in società collegate o *joint ventures* che siano “*investment entities*”: tali partecipazioni possono essere valutate al *fair value* o con il metodo del Patrimonio netto. Tale modifica è applicabile con decorrenza dal 1° gennaio 2016.

Principi contabili e criteri di valutazione

Criteri di redazione

Il bilancio è stato redatto in base al principio del costo storico, con l'eccezione delle voci che secondo gli IFRS devono o possono essere valutate al valore equo (*fair value*), come meglio indicato nei criteri di valutazione.

I principi contabili, i criteri e le stime di valutazione adottati nella redazione del bilancio sono omogenei con quelli utilizzati in sede di predisposizione del bilancio al 31 dicembre 2014, fatto salvo quanto di seguito specificato.

Conversione delle poste in valuta estera

Le operazioni espresse in valuta diversa dall'euro sono rilevate, inizialmente, al tasso di cambio in essere il giorno della data della transazione. Le attività e le passività monetarie denominate in valuta estera sono convertite in euro al cambio della data di chiusura del bilancio.

Le poste non monetarie valutate al costo storico in valuta estera sono convertite utilizzando il tasso di cambio in vigore alla data di rilevazione dell'operazione. Le poste non monetarie iscritte al valore equo (*fair value*) sono convertite utilizzando il tasso di cambio alla data di determinazione di tale valore.

Immobilizzazioni immateriali

Le immobilizzazioni immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché l'avviamento, quando acquisito a titolo oneroso.

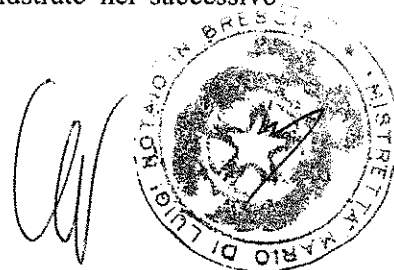
L'identificabilità è definita con riferimento alla possibilità di distinguere l'immobilizzazione immateriale acquisita dall'avviamento; questo requisito è soddisfatto di norma quando: (i) l'immobilizzazione immateriale è riconducibile a un diritto legale o contrattuale, oppure (ii) l'immobilizzazione è separabile, ossia può essere ceduta, trasferita, data in affitto o scambiata autonomamente oppure come parte integrante di altre immobilizzazioni.

Il controllo dell'impresa consiste nella potestà di usufruire dei benefici economici futuri derivanti dall'immobilizzazione e nella possibilità di limitarne l'accesso ad altri.

Le immobilizzazioni immateriali sono iscritte in bilancio al costo di acquisto o di produzione, inclusivo degli oneri accessori, determinato con le stesse modalità indicate per le immobilizzazioni materiali. Le immobilizzazioni immateriali prodotte internamente non sono capitalizzate e si rilevano nel Conto economico dell'esercizio in cui sono state sostenute.

Le immobilizzazioni immateriali aventi vita utile definita, vengono iscritte al netto dei relativi ammortamenti accumulati e di eventuali perdite durevoli di valore determinate con le stesse modalità precedentemente indicate per le immobilizzazioni materiali. Variazioni della vita utile attesa o delle modalità con cui i futuri benefici economici legati all'immobilizzazione immateriale sono conseguiti dall'entità, sono rilevate modificando il periodo o il metodo di ammortamento e trattate come modifiche delle stime contabili. Le quote di ammortamento delle immobilizzazioni immateriali con vita utile definita sono rilevate a Conto economico nella categoria di costo coerente con la funzione dell'immobilizzazione immateriale.

In presenza di indicatori specifici di perdita del valore, le immobilizzazioni immateriali sono soggette ad una verifica di perdita di valore ("*Impairment Test*") secondo le modalità illustrate nel successivo



paragrafo “Perdita di valore delle immobilizzazioni”; le eventuali svalutazioni possono essere oggetto di successivi ripristini di valore qualora vengano meno le ragioni che hanno condotto alla loro svalutazione.

Le immobilizzazioni immateriali aventi vita utile indefinita e quelle non ancora disponibili per l'utilizzo sono sottoposte ad *Impairment Test* con frequenza almeno annuale, indipendentemente dalla presenza di specifici indicatori di perdita di valore, secondo le modalità illustrate nel successivo paragrafo “Perdita di valore delle immobilizzazioni”. Le eventuali svalutazioni dell'avviamento non sono oggetto di successivi ripristini di valore.

Gli utili o le perdite derivanti dall'alienazione di una immobilizzazione immateriale sono determinati come differenza tra il valore di dismissione e il valore di carico e sono rilevati a Conto economico al momento della cessione.

Per le immobilizzazioni immateriali a vita utile definita, quali i diritti di brevetto industriale e utilizzazione opere dell'ingegno, si applicano le percentuali di ammortamento pari a 12,5% - 33,3%.

Perdita di valore delle immobilizzazioni

In presenza di indicatori tali da far supporre l'esistenza di una perdita del valore, le immobilizzazioni immateriali sono soggette ad una verifica di perdita di valore (“*Impairment Test*”).

Nel caso dell'avviamento, di altre immobilizzazioni immateriali a vita utile indefinita o di immobilizzazioni non disponibili per l'uso, l'*Impairment Test* è effettuato almeno annualmente o più frequentemente ogniqualvolta vi sia un'indicazione che l'immobilizzazione possa aver subito una perdita di valore.

La verifica consiste nel confronto tra il valore contabile iscritto in bilancio e la stima del valore recuperabile dell'immobilizzazione.

Il valore recuperabile di un'immobilizzazione è il maggiore tra il *fair value* al netto dei costi di vendita ed il suo valore d'uso. Per determinare il valore d'uso di un'immobilizzazione la società calcola il valore attuale dei flussi finanziari futuri stimati, sulla base di piani aziendali predisposti dal *management* al lordo delle imposte, applicando un tasso di sconto, ante imposte, che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'immobilizzazione. Se il valore recuperabile di un'immobilizzazione è inferiore al valore contabile viene rilevata una perdita a Conto economico. Quando successivamente una perdita registrata su un'attività, diversa dall'avviamento, dovesse venir meno o ridursi, il valore contabile dell'attività o dell'unità generatrice di flussi finanziari è incrementato sino alla nuova stima del valore recuperabile, che non può comunque eccedere il valore che sarebbe stato determinato se non fosse stata rilevata alcuna perdita per riduzione di valore. Il ripristino di una perdita di valore è iscritto immediatamente a Conto economico.

Quando non è possibile stimare il valore recuperabile della singola attività, il valore recuperabile è determinato in relazione all'unità generatrice di flussi finanziari (CGU - *Cash Generating Unit*) o all'insieme di CGU cui tale attività appartiene e/o può essere allocata ragionevolmente.

Le CGU sono state individuate coerentemente alla struttura organizzativa e di *business*, come aggregazioni omogenee che generano flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dall'utilizzo continuativo delle attività a esse imputabili.

Titoli ambientali: quote di emissione e certificati verdi e certificati bianchi

Si applicano criteri di valutazione differenziati tra quote/certificati detenuti per *own-use*, ossia a fronte del proprio fabbisogno ("Portafoglio Industriale") e quelli detenuti con intento di *trading* ("Portafoglio di *trading*").

Le quote/certificati detenuti per *own-use* ("Portafoglio Industriale") eccedenti il fabbisogno, determinato in relazione alle obbligazioni maturate a fine esercizio ("*surplus*"), sono iscritte tra le altre immobilizzazioni immateriali al costo sostenuto. I certificati assegnati gratuitamente sono invece iscritti ad un valore nullo. Trattandosi di un bene a utilizzo istantaneo tale posta non è soggetta ad ammortamento ma ad *impairment test*. Il valore recuperabile viene identificato come il maggiore fra il valore d'uso e quello di mercato. Qualora invece il fabbisogno ecceda le quote/certificati in portafoglio alla data di bilancio ("*deficit*"), si procede allo stanziamento in bilancio dell'onere necessario per far fronte all'obbligazione residua, stimato sulla base di eventuali contratti d'acquisto, anche a termine, già sottoscritti alla data di bilancio e, in via residuale, delle quotazioni di mercato.

Le quote/certificati detenuti con intento di *trading* ("Portafoglio di *trading*") vengono invece iscritte tra le rimanenze di magazzino e valutate al minore tra il costo d'acquisto e il valore di presumibile realizzazione desumibile dall'andamento del mercato. I certificati assegnati gratuitamente sono iscritti ad un valore nullo. Il valore di mercato è definito con riferimento a eventuali contratti di vendita, anche a termine, già sottoscritti alla data di bilancio e, in via residuale, alle quotazioni di mercato.

Partecipazioni in controllate, collegate e joint venture

Sono imprese controllate le imprese su cui la società ha autonomamente il potere di determinare le scelte strategiche dell'impresa al fine di ottenerne i relativi benefici. Generalmente si presume l'esistenza del controllo quando si detiene, direttamente e indirettamente, più della metà dei diritti di voto esercitabili nell'assemblea ordinaria, considerando anche i cosiddetti voti potenziali cioè i diritti di voto derivanti da strumenti convertibili.

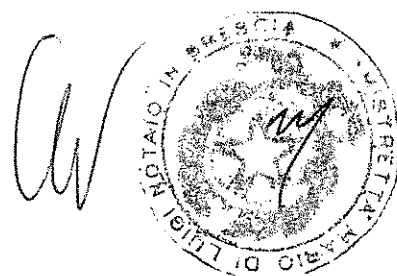
Sono imprese collegate le imprese su cui la società esercita una influenza notevole nella determinazione delle scelte strategiche dell'impresa, pur non avendone il controllo, considerando anche i cosiddetti voti potenziali, cioè i diritti di voto derivanti da strumenti convertibili; l'influenza notevole si presume quando la società detiene, direttamente e indirettamente, più del 20% dei diritti di voto esercitabili nell'assemblea ordinaria.

Una *joint venture* è un accordo contrattuale per il quale due o più parti intraprendono un'attività economica sottoposta a controllo congiunto.

Le partecipazioni in imprese controllate e collegate sono valutate nel bilancio separato al costo di acquisto eventualmente ridotto in caso di distribuzione di capitale o di riserve di capitale ovvero in presenza di perdite di valore.

Qualora l'eventuale quota di pertinenza della società delle perdite della partecipata ecceda il valore contabile della partecipazione, si procede ad azzerare il valore della partecipazione e la quota delle ulteriori perdite è rilevata come fondo nel passivo nel caso in cui la società abbia l'obbligo di risponderne.

Il costo è ripristinato negli esercizi successivi se vengono meno le ragioni che avevano originato le svalutazioni.



Rimanenze

Le rimanenze di magazzino di materiali e combustibili sono valutate al minore tra il costo medio ponderato ed il valore di mercato alla data della chiusura contabile. Il costo medio ponderato viene determinato per periodo di riferimento relativamente ad ogni codice di magazzino. Il costo medio ponderato include gli oneri accessori di competenza (ad esempio: noli navi, oneri doganali, assicurazioni, stallie e controstallie e nell'acquisto di combustibili), riferiti agli acquisti dell'esercizio. Le rimanenze di magazzino vengono costantemente monitorate e, qualora necessario, si procede alla svalutazione delle rimanenze obsolete con imputazione a Conto economico.

Strumenti finanziari

Le attività e le passività finanziarie sono contabilizzate secondo quanto stabilito dallo IAS 39 – “*Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione*”.

Includono le partecipazioni (escluse le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate) detenute per la negoziazione (cd. partecipazioni di *trading*) o disponibili per la vendita, i crediti e i finanziamenti non correnti, i crediti commerciali e gli altri crediti originati dall'operatività dell'impresa e le altre attività finanziarie correnti, come le disponibilità liquide e mezzi equivalenti. Queste ultime si riferiscono ai depositi bancari e postali, ai titoli prontamente negoziabili che rappresentano investimenti temporanei di liquidità e ai crediti finanziari esigibili entro tre mesi. Infine gli strumenti finanziari includono anche i debiti finanziari (finanziamenti bancari e prestiti obbligazionari), i debiti commerciali, gli altri debiti e le altre passività finanziarie nonché gli strumenti derivati.

Le attività e le passività finanziarie vengono rilevate contabilmente all'insorgere dei diritti e obblighi contrattuali previsti dallo strumento.

Inizialmente tutte le attività e passività finanziarie sono rilevate al *fair value* aumentato, nel caso di attività e passività diverse da quelle valutate al *fair value* a Conto economico, degli oneri accessori (costi d'acquisizione/emissione).

La valutazione successiva alla rilevazione iniziale è correlata alla classificazione dello strumento finanziario in una delle seguenti categorie:

- attività e passività finanziarie non derivate al *fair value* con variazioni imputate a Conto economico, che riguardano:
 - attività e passività finanziarie detenute per la negoziazione, ovvero con l'intento di essere rivendute/riacquistate nel breve termine (HFT – “*Held For Trading*”);
 - passività finanziarie che in fase di rilevazione iniziale sono state designate come al *fair value* rilevato a Conto economico;
- altre attività e passività finanziarie non derivate, che comprendono:
 - finanziamenti e crediti (L & R – “*Loan and Receivables*”);
 - investimenti detenuti fino a scadenza (HTM – “*Held To Maturity*”);
 - passività finanziarie valutate al costo ammortizzato;
- attività disponibili per la vendita (AFS – “*Available For Sale*”);
- strumenti derivati.

Di seguito vengono descritti in dettaglio i criteri di valutazione applicati nella valutazione successiva alla rilevazione iniziale per ognuna delle categorie summenzionate:

- le **attività e passività finanziarie** non derivate al *fair value* (valore equo) rilevato a Conto economico sono valutate al valore corrente (*fair value*) con iscrizione delle variazioni a Conto economico;
- le **altre attività e passività finanziarie** non derivate con pagamenti fissi o determinabili, diverse dalle partecipazioni, sono valutate al costo ammortizzato. Le eventuali spese di transazione sostenute in fase di acquisizione/vendita sono portate a diretta rettifica del valore nominale dell'attività/passività (es. aggio e disaggio di emissione, costi per l'acquisizione dei finanziamenti, ecc.), mentre i proventi/oneri finanziari sono rideterminati sulla base del metodo del tasso effettivo d'interesse. Per le attività finanziarie sono regolarmente effettuate valutazioni al fine di verificare l'eventuale esistenza di evidenze obiettive che le stesse abbiano subito una riduzione di valore. In particolare, nella valutazione dei crediti si tiene conto della solvibilità dei creditori nonché delle caratteristiche di rischio creditizio indicativi della capacità di pagamento dei singoli debitori. Le eventuali perdite di valore vengono rilevate come costo nel Conto economico dell'esercizio. In tale categoria rientrano gli investimenti detenuti con l'intento e la capacità di essere mantenuti sino alla scadenza, i crediti e i finanziamenti non correnti, i crediti commerciali e gli altri crediti originati dalle attività dell'impresa, i debiti finanziari, i debiti commerciali, gli altri debiti e le altre passività finanziarie;
- le **attività disponibili per la vendita** sono rappresentate da attività finanziarie non derivate che non sono classificate come attività finanziarie al *fair value* rilevato a Conto economico o altre attività finanziarie: sono quindi una posta residuale; sono valutate al valore corrente (*fair value*) e gli utili o le perdite che si determinano sono iscritti direttamente a Patrimonio netto fino al momento della svalutazione o dell'effettivo realizzo allorché si riversano a Conto economico. Le perdite rilevate nel Patrimonio netto vengono comunque stornate e contabilizzate a Conto economico anche se l'attività finanziaria non è stata eliminata quando sussistono evidenze obiettive che l'attività abbia subito una riduzione di valore. Le partecipazioni non quotate e con *fair value* non misurabile attendibilmente sono invece valutate al costo ridotto per perdite di valore. Le svalutazioni vengono stornate negli esercizi successivi se vengono meno le ragioni che le avevano originate, fatta eccezione per le svalutazioni riguardanti strumenti rappresentativi di capitale. Tale categoria comprende essenzialmente le altre partecipazioni (non di controllo anche congiunto o di collegamento), ad eccezione di quelle detenute per la negoziazione (partecipazioni di *trading*);
- gli **strumenti derivati**, ivi inclusi quelli impliciti (*embedded derivatives*) oggetto di separazione dal contratto principale, sono valutati al valore corrente (*fair value*) con iscrizione delle variazioni a Conto economico qualora non soddisfino le condizioni per essere qualificati come di copertura. I derivati sono classificati come strumenti di copertura quando la relazione tra il derivato e l'oggetto della copertura è formalmente documentata e l'efficacia della copertura, verificata periodicamente, è elevata. Quando i derivati di copertura coprono il rischio di variazione del *fair value* degli elementi oggetto di copertura (*fair value hedge*), i derivati sono rilevati al *fair value* con imputazione degli effetti a Conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere le variazioni del *fair value* associate al rischio coperto. Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa degli elementi oggetto di copertura (*cash flow hedge*), la porzione efficace delle variazioni del *fair value* dei derivati viene rilevata direttamente a Patrimonio netto, mentre quella inefficace viene rilevata a Conto economico. Gli importi che sono stati rilevati direttamente nel Patrimonio netto vengono riflessi nel Conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'elemento coperto. Se l'*hedge accounting* non può essere applicato, gli utili o le perdite derivanti dalla valutazione al valore corrente dello strumento finanziario derivato sono iscritti immediatamente a Conto economico.



Un'attività finanziaria (o ove applicabile parte di un'attività finanziaria o parti di un gruppo di attività finanziarie) viene cancellata quando:

- scadono o sono estinti i diritti contrattuali a ricevere i flussi finanziari; in particolare il riferimento temporale per la *derecognition* è correlato alla "data valuta";
- la società conserva il diritto a ricevere i flussi finanziari delle attività ma ha assunto l'obbligo contrattuale di corrisponderli senza ritardi ad una terza parte;
- la società ha trasferito il diritto a ricevere i flussi dell'attività e (i) ha trasferito sostanzialmente tutti i rischi e benefici della proprietà dell'attività finanziaria, oppure (ii) non ha trasferito né trattenuto sostanzialmente tutti i rischi e benefici dell'attività, ma ha trasferito il controllo della stessa.

Nei casi in cui la società abbia trasferito i diritti a ricevere flussi finanziari da un'attività e non abbia né trasferito, né trattenuto sostanzialmente tutti i rischi e benefici o non abbia perso il controllo sulla stessa, l'attività viene rilevata in bilancio nella misura del coinvolgimento residuo nell'attività stessa. Il coinvolgimento residuo che prende forma di una garanzia sull'attività trasferita, viene valutato al minore tra il valore contabile iniziale dell'attività ed il valore massimo del corrispettivo che la società potrebbe essere tenuta a corrispondere. Vengono altresì eliminati dalla Situazione patrimoniale-finanziaria i crediti commerciali considerati definitivamente irrecuperabili dopo che tutte le necessarie procedure di recupero sono state completate.

Una passività finanziaria è cancellata dal bilancio quando l'obbligo sottostante la passività è estinto, o annullato o adempiuto.

Nei casi in cui una passività finanziaria esistente è sostituita da un'altra dello stesso prestatore, a condizioni significativamente diverse, oppure le condizioni di una passività finanziaria esistente vengono sostanzialmente modificate, tale scambio o modifica viene trattata come una cancellazione contabile della passività originale e la rilevazione di una nuova passività, con iscrizione a Conto economico di eventuali differenze tra valori contabili.

Il *fair value* di strumenti finanziari quotati in un mercato attivo si basa sui prezzi di mercato alla data di bilancio. Il *fair value* di strumenti che non sono quotati in un mercato attivo è determinato utilizzando tecniche di valutazione. In particolare, ai fini della valutazione del *fair value* dei derivati finanziari relativi a energia elettrica si segnala che, in assenza di una curva *forward* di mercato, sono state effettuate stime interne utilizzando modelli basati sulla *best practice* di settore.

Benefici ai dipendenti

Il trattamento di fine rapporto (TFR) e i fondi di quiescenza sono determinati applicando una metodologia di tipo attuariale; l'ammontare dei diritti maturati nell'esercizio dai dipendenti si imputa al Conto economico nella voce costo del lavoro, mentre l'onere finanziario figurativo che l'impresa sosterebbe se si chiedesse al mercato un finanziamento di importo pari al TFR si imputa tra i proventi (oneri) finanziari netti. Gli utili e le perdite attuariali che riflettono gli effetti derivanti da variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate sono rilevati in una apposita riserva di Patrimonio netto tenendo conto della rimanente vita lavorativa media dei dipendenti.

A seguito della Legge Finanziaria del 27 dicembre 2006 n. 296, si è valutato ai fini dello IAS 19 solo la passività relativa al TFR maturato rimasto in azienda, poiché le quote in maturazione vengono versate ad un'entità separata (Forma pensionistica complementare o Fondi INPS). In conseguenza di tali versamenti l'azienda non avrà più obblighi connessi all'attività lavorativa prestata in futuro dal dipendente.

I benefici garantiti ai dipendenti erogati in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro, attraverso programmi a benefici definiti (sconto energia, assistenza sanitaria, altri benefici) o benefici a lungo termine (premio di fedeltà), sono riconosciuti nel periodo di maturazione del diritto.

La passività relativa ai programmi a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata da attuari indipendenti sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente alle prestazioni di lavoro necessarie per l'ottenimento dei benefici.

Gli utili e le perdite derivanti dall'effettuazione del calcolo attuariale sono imputati a Conto economico come costo o ricavo.

Operazioni di reverse factoring

La società ha posto in essere accordi di *factoring*, tipicamente nella forma tecnica di *reverse factoring*. Sulla base delle strutture contrattuali in essere il fornitore ha la possibilità di cedere a propria discrezione, i crediti vantati verso la società ad un istituto finanziatore. In taluni casi, i tempi di pagamento previsti in fattura sono oggetto di ulteriori dilazioni concordate tra il fornitore e la società; tali dilazioni possono essere sia di natura onerosa che non onerosa.

In presenza di dilazioni, viene eseguita un'analisi quantitativa finalizzata alla verifica della sostanzialità o meno della modifica dei termini contrattuali, tramite predisposizione del test quantitativo in accordo con quanto previsto dallo IAS 39 AG 62. In tale contesto i rapporti, per i quali viene mantenuta la primaria obbligazione con il fornitore e l'eventuale dilazione, ove concessa, non comporti una sostanziale modifica nei termini di pagamento, mantengono la loro natura e pertanto rimangono classificati tra le passività commerciali.

Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di esistenza certa o probabile che, alla data di chiusura dell'esercizio, sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza. Gli accantonamenti sono rilevati quando si è in presenza di una obbligazione attuale (legale o implicita) che deriva da un evento passato, qualora sia probabile un esborso di risorse per soddisfare l'obbligazione e possa essere effettuata una stima attendibile sull'ammontare dell'obbligazione.

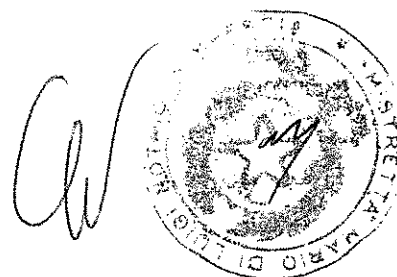
Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa pagherebbe per estinguere l'obbligazione, ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell'esercizio. Se l'effetto di attualizzazione del valore del denaro è significativo, gli accantonamenti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

Se la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), il fondo iniziale è rilevato in contropartita all'attività a cui si riferisce; la rilevazione dell'onere a Conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento dell'immobilizzazione materiale alla quale l'onere stesso si riferisce.

La voce accoglie, altresì, gli accantonamenti effettuati in ragione dell'onerosità delle obbligazioni attuali presenti in contratti onerosi.

Ricavi e costi

I ricavi sono rilevati nella misura in cui è possibile determinarne attendibilmente il valore (*fair value*) ed è probabile che i relativi benefici economici saranno fruiti. Secondo la tipologia di operazione, i ricavi sono rilevati sulla base dei criteri specifici di seguito riportati:



- i ricavi per vendita e trasporto di energia elettrica e gas sono rilevati al momento dell'erogazione della fornitura o del servizio, ancorché non fatturati, e sono determinati integrando con opportune stime quelli rilevati in base a prefissati calendari di lettura. Tali ricavi si basano, ove applicabili, sulle tariffe e i relativi vincoli tariffari previsti dai provvedimenti di legge e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas italiana e organismi analoghi esteri, in vigore nel corso dell'esercizio;
- i ricavi ed i costi connessi al ritiro di quantità inferiori o superiori alle quote di spettanza sono valorizzate ai prezzi previsti dal relativo contratto di acquisto o di vendita;
- i ricavi sono iscritti al netto di resi, sconti, abbuoni e premi, nonché delle imposte direttamente connesse;
- i ricavi per la vendita di certificati verdi sono contabilizzati al momento delle cessioni.

I costi sono relativi a beni o servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica, ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi sono riconosciuti ed imputati a conto economico.

Risultato da transazioni non ricorrenti

La voce "Risultato da transazioni non ricorrenti" è destinata ad accogliere le plusvalenze/minusvalenze rilevate a seguito della valutazione al *fair value* al netto dei costi di vendita o della dismissione delle attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come "*held for sale*" ai sensi dell'IFRS 5, i risultati da cessione di partecipazioni in società controllate e collegate e altri oneri/proventi non operativi.

Proventi ed oneri finanziari

Sono rilevati come proventi finanziari a seguito dell'accertamento gli interessi attivi di competenza registrati utilizzando il metodo dell'interesse effettivo, che è il tasso che attualizza esattamente i flussi finanziari futuri attesi in base alla vita attesa dello strumento finanziario.

Gli oneri finanziari si rilevano a Conto economico secondo il criterio della competenza temporale e sono iscritti per l'importo dell'interesse effettivo.

Dividendi

I dividendi sono rilevati quando è stabilito il diritto degli azionisti a ricevere il pagamento e sono classificati nel Conto economico tra i proventi finanziari.

Imposte sul reddito

Imposte correnti

Gli oneri per imposte dell'esercizio rappresentano la somma delle imposte correnti e differite.

Ai fini IRES la società ha aderito al cd. "consolidato nazionale", di cui agli articoli da 117 a 129 del DPR 917/86, con la controllante A2A S.p.A..

A tal fine è stato stipulato un apposito contratto per la regolamentazione dei vantaggi/svantaggi fiscali trasferiti, con specifico riferimento alle poste correnti. Le imposte anticipate e differite ai fini dell'IRES non vengono trasferite alla controllante e quindi transitano nel conto economico della società ogni qualvolta si manifesta una effettiva divergenza temporanea nella tassazione.

La contrattualizzazione della fiscalità consolidata corrente porta quindi a contabilizzare un "provento/onere da consolidato" che è riferito alla regolazione dei rapporti intercorrenti con la controllante in luogo dell'IRES corrente.

Le imposte correnti sul reddito dell'esercizio sono determinate sulla base della stima del reddito imponibile e in conformità alle disposizioni in vigore o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio, tenendo conto delle esenzioni applicabili e dei crediti d'imposta eventualmente spettanti.

Imposte anticipate e differite

Le imposte anticipate e differite sono calcolate sulle differenze temporanee tra il valore attribuito ad attività e passività in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali, ad eccezione dell'avviamento non deducibile fiscalmente e di quelle differenze derivanti da investimenti in società controllate per le quali non si prevede l'annullamento nel prevedibile futuro. Le aliquote applicate sono quelle stimate che saranno in vigore nel momento in cui le differenze temporanee si riverseranno. Le imposte anticipate sono iscritte solo nella misura in cui è probabile che sia disponibile un reddito imponibile a fronte del quale possano essere utilizzate tali attività. Il valore contabile dei crediti per imposte anticipate viene ridotto nella misura in cui non è più probabile che il relativo beneficio fiscale sia realizzabile. Nella valutazione delle imposte anticipate si tiene conto del periodo di pianificazione aziendale per il quale sono disponibili piani aziendali.

Quando i risultati sono rilevati direttamente a Patrimonio netto, le imposte correnti, le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono anch'esse imputate direttamente al Patrimonio netto. Le imposte differite sugli utili non distribuiti da società del Gruppo sono stanziati solo se vi è la reale intenzione di distribuire tali utili e, comunque, se la tassazione non viene annullata dalla presenza di un consolidato fiscale.

Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti.

Le imposte sono compensabili quando sono applicate dalla medesima autorità fiscale, vi sia un diritto legale di compensazione e sia attesa la liquidazione del saldo netto.

Uso di stime

La redazione del bilancio e delle note esplicative ha richiesto l'utilizzo di stime e assunzioni sia nella determinazione di alcune attività e passività che nella valutazione delle attività e passività potenziali. I risultati a posteriori che deriveranno dal verificarsi degli eventi potrebbero differire da tali stime.

Le stime sono state utilizzate nella valutazione per determinare alcuni ricavi di vendita, per i fondi per rischi e oneri, i fondi rischi su crediti e gli altri fondi svalutazioni, le valutazioni degli strumenti derivati, i benefici ai dipendenti e le imposte. Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ciascuna variazione sono immediatamente iscritti a conto economico.

Di seguito, vengono illustrate le principali assunzioni chiave utilizzate dal *management* nel processo di valutazione delle predette stime contabili. La criticità insita in tali stime è determinata, infatti, dal ricorso ad assunzioni e/o a giudizi professionali relativi a tematiche per loro natura incerte. Le modifiche delle condizioni alla base delle assunzioni e dei giudizi adottati potrebbero determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

Impairment test

Il valore contabile delle attività non correnti (ivi compreso l'avviamento e le altre immobilizzazioni immateriali) e delle attività destinate alla dismissione viene sottoposto a verifica periodica e ogni qualvolta le circostanze o gli eventi ne richiedano una più frequente verifica. Qualora si ritenga che il valore contabile di un gruppo di attività immobilizzate abbia subito una perdita di valore, lo stesso è svalutato fino a concorrenza del relativo valore recuperabile, stimato con riferimento al suo utilizzo o alla cessione futura, in relazione a quanto precisato nei più recenti piani aziendali. Si ritiene che le stime



di tali valori recuperabili siano ragionevoli, tuttavia possibili variazioni dei fattori di stima su cui si basa il calcolo dei predetti valori recuperabili potrebbero produrre valutazioni diverse. Per ulteriori dettagli sulle modalità di esecuzione e sui risultati dell'*impairment test* si rinvia allo specifico paragrafo.

Rilevazione dei ricavi

I ricavi delle vendite ai clienti al dettaglio o all'ingrosso sono rilevati secondo il principio della competenza. I ricavi delle vendite di energia elettrica e gas ai clienti sono rilevati al momento della fornitura in base a letture periodiche; comprendono, inoltre, una stima del valore dei consumi di energia elettrica e gas dalla data di ultima lettura alla fine dell'esercizio di riferimento. I ricavi tra la data di ultima lettura e la fine dell'esercizio si basano su stime del consumo giornaliero del cliente, fondate sul suo profilo storico, rettificato per riflettere le condizioni atmosferiche o altri fattori che possono influire sui consumi oggetto di stima.

Fondo rischi e oneri

L'identificazione della sussistenza o meno di un'obbligazione corrente (legale o implicita) è in alcune circostanze di non facile determinazione. Gli amministratori valutano tali fenomeni caso per caso, congiuntamente alla stima dell'ammontare delle risorse economiche richieste per l'adempimento dell'obbligazione. La stima degli accantonamenti è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte del *management* della società. Quando gli amministratori ritengono che il manifestarsi di una passività sia soltanto possibile, i rischi vengono indicati nell'apposita sezione informativa su impegni e rischi, senza dar luogo ad alcun stanziamento.

Fondo rischi su crediti

Il fondo rischi su crediti riflette le stime delle perdite connesse al portafoglio crediti della società. Sono stati effettuati accantonamenti a fronte di specifiche situazioni di insolvenza, nonché in relazione a perdite attese su crediti stimate in base all'esperienza passata con riferimento a crediti con analoga rischiosità creditizia.

Pur ritenendo congruo il fondo stanziato, l'uso di ipotesi diverse o il cambiamento delle condizioni economiche, a maggior ragione in questo periodo caratterizzato da una congiuntura economica negativa, potrebbero riflettersi in variazioni del fondo rischi su crediti.

Ammortamenti

L'ammortamento delle immobilizzazioni costituisce un costo rilevante per la società. Le immobilizzazioni sono ammortizzate in modo sistematico lungo la loro vita utile stimata. La vita utile economica delle immobilizzazioni della società è determinata dagli amministratori, con l'ausilio di esperti tecnici, nel momento in cui l'immobilizzazione è stata acquistata. La società valuta periodicamente i cambiamenti tecnologici e di settore, gli oneri di smantellamento/chiusura e il valore di recupero per aggiornare la residua vita utile. Tale aggiornamento periodico potrebbe comportare una variazione nel periodo di ammortamento e quindi anche della quota di ammortamento degli esercizi futuri.

Valutazione degli strumenti derivati

Gli strumenti finanziari derivati utilizzati sono valutati a *fair value* rispetto alla curva *forward* di mercato della data di riferimento del bilancio, qualora il sottostante del derivato sia negoziato in mercati che presentano quotazioni di prezzo *forward* ufficiali e liquide. Nel caso in cui il mercato non presenti quotazioni *forward*, vengono utilizzate curve di prezzo previsionali basate su modelli di simulazione

sviluppati internamente alle società del Gruppo. Gli effetti a consuntivo dei derivati potrebbero tuttavia differire dalle valutazioni effettuate.

Si segnala che le forti turbolenze sui mercati di riferimento delle *commodities* energetiche trattate dalla società, dei cambi e dei tassi di interesse potrebbero determinare maggiore volatilità nei *cash flows* e nei risultati attesi.

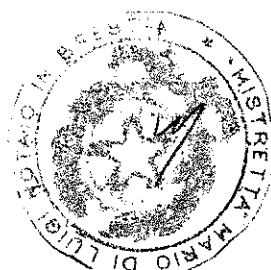
Benefici ai dipendenti

I calcoli delle spese e delle passività associate sono basati su ipotesi attuariali. Gli effetti derivanti da eventuali modifiche di tali ipotesi attuariali sono rilevati interamente a Conto economico.

Imposte correnti e recupero futuro di imposte anticipate

Le incertezze esistenti sulle modalità applicative di alcune norme fiscali hanno comportato da parte della società l'assunzione in sede di stanziamento delle imposte correnti ai fini di bilancio di posizioni interpretative che potrebbero essere smentite a seguito di chiarimenti ufficiali da parte dell'amministrazione finanziaria.

La contabilizzazione delle imposte differite attive è effettuata sulla base delle aspettative di reddito fiscale attese negli esercizi futuri. La valutazione dei redditi attesi ai fini della contabilizzazione delle imposte differite dipende da fattori che possono variare nel tempo e determinare effetti significativi sulla valutazione delle imposte differite attive.



NOTE ILLUSTRATIVE ALLA SITUAZIONE PATRIMONIALE E FINANZIARIA

ATTIVITA'

ATTIVITA' NON CORRENTI

1) IMMOBILIZZAZIONI IMMATERIALI

(migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014
Diritti di brevetto industriale e utilizzo op.dell'ingegno	2.081	1.795
Avviamento	-	35
Immobilizzazioni in corso	8	489
Altre immobilizzazioni immateriali	71.904	85.380
Totale immobilizzazioni immateriali	73.993	87.699

Al 31 dicembre 2015 le "Immobilizzazioni immateriali" sono pari, al netto delle quote di ammortamento dell'esercizio che ammontano a 756 migliaia di euro, a 73.993 migliaia di euro (al 31 dicembre 2014 la voce risultava pari a 87.699 migliaia di euro) e si riferiscono alla capitalizzazione di costi aventi utilità pluriennale. Esse sono relative in particolare:

- per 2.081 migliaia di euro ai "Diritti di brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno", relativi a *software*;
- per 8 migliaia di euro a "Immobilizzazioni in corso";
- per 71.904 migliaia di euro a "Altre immobilizzazioni immateriali", relativi a certificati ambientali e a quote CO₂ industriali.

Nel corso dell'esercizio è stato svalutato l'avviamento iscritto nel 2014 per l'acquisizione del ramo d'azienda da Edipower S.p.A. per 35 migliaia di euro.

La composizione della voce "Immobilizzazioni immateriali" e le variazioni intervenute nel corso dell'esercizio sono esposte in un apposito prospetto allegato alle presenti Note Illustrative.

2) PARTECIPAZIONI

(migliaia di euro)	Valore al 31/12/2014	Variazioni dell'esercizio	Valore al 31/12/2015
Partecipazioni in imprese controllate	1.031	-	1.031
Totale partecipazioni	1.031	-	1.031

Partecipazioni in imprese controllate

Le "Partecipazioni in imprese controllate", invariate rispetto all'esercizio precedente, sono pari a 1.031 migliaia di euro e si riferiscono alla partecipazione, pari al 70% del capitale sociale, nella società A2A Alfa S.r.l. acquisita per il 100% nel corso dell'esercizio 2008 e della quale è stata ceduta una quota pari al 30% a IREN Mercato S.p.A. nel mese di novembre 2009.

A2A Alfa S.r.l. a sua volta detiene una partecipazione pari al 50% del capitale sociale di PremiumGas S.p.A., che A2A Alfa S.r.l. controlla congiuntamente con Gazprom Germania GmbH. A2A Alfa S.r.l. ha chiuso l'esercizio 2015 con una perdita pari a 36 migliaia di euro e un patrimonio netto pari a 1.467 migliaia di euro. Pertanto il valore esposto in bilancio risulta superiore di 4 migliaia di euro alla quota di patrimonio netto.

3) ATTIVITA' PER IMPOSTE ANTICIPATE

	Valore al	Variazioni	Valore al
(migliaia di euro)	31/12/2014	dell'esercizio	31/12/2015
Attività per imposte anticipate	58.722	(31.734)	26.988

Le "Attività per imposte anticipate" ammontano a 26.988 migliaia di euro (58.722 migliaia di euro al 31 dicembre 2014). La voce accoglie l'effetto netto delle passività per imposte differite e delle attività per imposte anticipate a titolo di IRES e IRAP su variazioni e accantonamenti effettuati esclusivamente ai fini fiscali. Si ritiene probabile la recuperabilità delle "Attività per imposte anticipate" iscritte in bilancio, in quanto i piani futuri prevedono redditi imponibili futuri sufficienti per l'utilizzo della attività fiscali differite.

Le imposte anticipate sono state determinate, per quanto attiene all'IRAP utilizzando l'aliquota fiscale vigente. Per quanto riguarda l'IRES, a seguito della previsione dell'art. 1, co. 61, della Legge 208/2015, che ha disposto la riduzione di 3,5 punti percentuali dell'aliquota IRES a decorrere dal 1° gennaio 2017, con effetto per i periodi d'imposta successivi a quello in corso al 31 dicembre 2016, nel presente bilancio si è provveduto ad adeguare la consistenza della fiscalità anticipata e differita alla nuova aliquota (24%).

I valori al 31 dicembre 2015 relativi alle attività per imposte anticipate/passività per imposte differite sono stati esposti al netto (cd. "Offsetting") in applicazione dello IAS 12.

Di seguito si riporta la tabella di dettaglio della composizione della voce:

	Bilancio 31/12/2015	Bilancio 31/12/2014
(migliaia di euro)		
Differenze di valore delle Immobilizzazioni materiali		1
Altre imposte differite	1.240	1.421
Passività per Imposte differite (A)	1.240	1.422
Fondi rischi tassati	25.855	53.738
Fondo svalutazione crediti	724	829
Applicazione del principio degli strumenti finanziari (IAS 39)	1.541	5.463
Ammortamenti e svalutazioni	9	
Altre imposte anticipate	99	114
Attività per imposte anticipate (B)	28.228	60.144
Effetto netto imposte differite attive/passive (B-A)	26.988	58.722



Per maggiori informazioni si rimanda al commento della voce “Oneri per imposte sui redditi” nelle Note Illustrative di Conto Economico.

4) ALTRE ATTIVITA' NON CORRENTI

	Valore al	Variazioni	Valore al
(migliaia di euro)	31/12/2014	dell'esercizio	31/12/2015
Altre attività non correnti	143	0	143

La voce in esame accoglie i crediti per depositi cauzionali, pari a 143 migliaia di euro, invariati rispetto alla chiusura dell'esercizio precedente, che si riferiscono principalmente al versamento per la partecipazione al mercato austriaco del gas.

ATTIVITÀ CORRENTI

5) RIMANENZE

	Valore al	Variazioni	Valore al
(migliaia di euro)	31/12/2014	dell'esercizio	31/12/2015
Rimanenze	204.313	(88.733)	115.580
- <i>Combustibili</i>	<i>103.141</i>	<i>(12.329)</i>	<i>90.812</i>
- <i>Altre</i>	<i>94.127</i>	<i>(72.622)</i>	<i>21.505</i>
- <i>Merci presso terzi</i>	<i>7.045</i>	<i>(3.782)</i>	<i>3.263</i>

Al 31 dicembre 2015 le “Rimanenze” sono pari 115.580 migliaia di euro (204.313 migliaia di euro al 31 dicembre 2014). Tale voce è composta dalle rimanenze di combustibili per la produzione di energia elettrica, dalle rimanenze per l'attività di vendita e stoccaggio del gas, dalle rimanenze di certificati ambientali relativi al portafoglio di *trading*, nonché dalle merci presso terzi riferite a carbone presso il magazzino di Capodistria non ancora sdoganate in Italia. Il decremento è dovuto sia alle minori rimanenze finali di certificati ambientali relativi al portafoglio di *trading* sia alla diminuzione delle rimanenze di gas.

6) CREDITI COMMERCIALI

(migliaia di euro)	Valore al 31/12/2014	Variazioni dell'esercizio	Valore al 31/12/2015
<i>Crediti verso clienti</i>			
Crediti verso clienti	349.855	(41.942)	307.913
Fondo rischi su crediti	(4.573)	93	(4.480)
Totale crediti verso clienti	345.282	(41.849)	303.433
<i>Crediti vs parti correlate</i>			
- verso controllante	2.418	37.494	39.912
- verso correlate	184.915	(18.299)	166.616
Totale crediti verso parti correlate	187.333	19.195	206.528
Totale Crediti commerciali	532.615	(22.654)	509.961

Al 31 dicembre 2015 i "Crediti commerciali" risultano pari a 509.961 migliaia di euro (532.615 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e presentano un decremento netto pari a 22.654 migliaia di euro principalmente relativo:

- per 41.849 migliaia di euro, al decremento dei crediti verso clienti;
- per 19.195 migliaia di euro, all'incremento dei crediti verso parti correlate dovuti all'aumento dei crediti verso la società controllante in parte compensato dalla diminuzione dei crediti verso le società correlate.

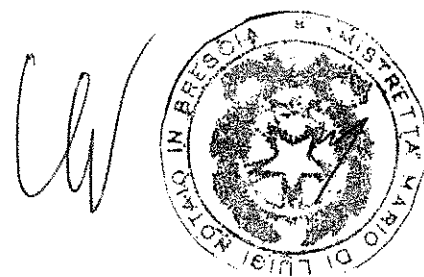
Al 31 dicembre 2015 il fondo rischi su crediti ammonta a 4.480 migliaia di euro e presenta un decremento pari a 93 migliaia di euro, a seguito del rilascio di parte del fondo precedentemente accantonato.

La movimentazione dei fondi rettificativi dei valori dei crediti viene evidenziata nel seguente prospetto:

(migliaia di euro)	Valore al 31/12/2014	Accanton.	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31/12/2015
Fondo rischi su crediti	4.573	(93)	-	-	4.480

7) ALTRE ATTIVITÀ CORRENTI

(migliaia di euro)	Valore al 31/12/2014	Variazioni dell'esercizio	Valore al 31/12/2015
Strumenti derivati correnti	51.030	(12.355)	38.675
Altre attività correnti	36.056	4.149	40.205
Totale Altre attività correnti	87.086	(8.206)	78.880



Le “Altre attività correnti” presentano al 31 dicembre 2015 un saldo pari a 78.880 migliaia di euro e presentano un decremento netto dell’esercizio pari a 8.206 migliaia di euro dovuto all’effetto delle seguenti variazioni:

- la diminuzione per 12.355 migliaia di euro degli strumenti derivati correnti, riferibili al decremento dei derivati su *commodity*, per effetto principalmente delle valutazioni a *fair value* dell’esercizio;
- l’incremento per 4.149 migliaia di euro delle Altre attività correnti imputabile ai maggiori anticipi a fornitori, in parte compensati dalla diminuzione del credito per IVA.

8) ATTIVITÀ PER IMPOSTE CORRENTI

	Valore al	Variazioni	Valore al
(migliaia di euro)	31/12/2014	dell'esercizio	31/12/2015
Attività per imposte correnti	7.916	(1.741)	6.175

Al 31 dicembre 2015 tale posta risulta pari a 6.175 migliaia di euro (7.916 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e si riferisce ai crediti verso l’Erario per IRES (Robin Tax) versata nel corso degli esercizi precedenti.

9) DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI

	Valore al	Variazioni	Valore al	di cui comprese nella PFN	
				31/12/2014	31/12/2015
(migliaia di euro)	31/12/2014	dell'esercizio	31/12/2015		
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	4.402	23.338	27.740	4.402	27.740

Al 31 dicembre 2015 sono pari a 27.740 migliaia di euro (4.402 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e si riferiscono al saldo del conto corrente aperto al fine di regolare le operazioni sia sulla Borsa Elettrica Francese sia sulla Borsa Elettrica Tedesca.

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'**PATRIMONIO NETTO**

La composizione del patrimonio netto, il cui valore al 31 dicembre 2015 risulta pari a 86.701 migliaia di euro (negativo per 109.547 migliaia di euro al 31 dicembre 2014), è dettagliata nella seguente tabella:

(migliaia di euro)	Valore al 31/12/2014	Variazioni dell'esercizio	Valore al 31/12/2015
Capitale sociale	1.000	-	1.000
Riserve	7.962	(10.988)	(3.026)
Risultato d'esercizio	(118.509)	207.236	88.727
Totale patrimonio netto	(109.547)	196.248	86.701

10) CAPITALE SOCIALE

Al 31 dicembre 2015 il "Capitale sociale" ammonta a 1.000 migliaia di euro, invariato rispetto al 31 dicembre 2014. Nel corso dell'esercizio la società ha utilizzato completamente il capitale sociale a parziale copertura della perdita dell'esercizio 2014, contestualmente è stato ricostituito grazie al versamento effettuato dalla capogruppo A2A S.p.A..

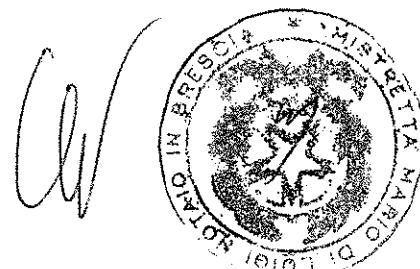
11) RISERVE

(migliaia di euro)	Valore al 31/12/2014	Variazioni dell'esercizio	Valore al 31/12/2015
Riserve	7.962	(10.988)	(3.026)
di cui:			
Variazione <i>fair value</i> derivati <i>Cash flow hedge</i>	(17.399)	11.876	(5.523)
Effetto fiscale	5.463	(3.922)	1.541
Riserve di <i>Cash flow hedge</i>	(11.936)	7.954	(3.982)
Variazione riserve IAS 19 <i>Revised</i> - Benefici a dipendenti	(212)	208	(4)
Effetto fiscale	34	(75)	(41)
Riserve IAS 19 <i>Revised</i> - Benefici a dipendenti	(178)	133	(45)

Le riserve, che al 31 dicembre 2015 presentano un saldo negativo pari a 3.026 migliaia di euro (7.962 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e un decremento complessivo pari a 10.988 migliaia di euro.

Nel corso dell'esercizio, come da atto notarile del 4 maggio 2015, la società ha utilizzato per la copertura del risultato negativo dell'esercizio 2014 e delle riserve negative IAS 32/39 e IAS 19 tutte le riserve disponibili, il versamento effettuato dalla capogruppo A2A S.p.A., nonché il risultato del 1° trimestre 2015 approvato dal Consiglio di Amministrazione e, contestualmente, si è iscritta una riserva sovrapprezzo azioni.

Al 31 dicembre 2015, la riduzione delle riserve IAS 32/39 e IAS 19 ha reso possibile l'iscrizione di altre riserve disponibili per 9.027 migliaia di euro, pari al valore delle stesse al 31 marzo 2015.



Le riserve *Cash Flow Hedge* e le riserve IAS 19 *Revised* relativi ai “Benefici a dipendenti”, hanno prodotto i seguenti effetti:

- incremento per 7.954 migliaia di euro relativo alla riserva di *Cash Flow Hedge* che riguarda la valorizzazione, al 31 dicembre 2015, dei derivati che rispondono ai requisiti dell'*Hedge accounting* a fine esercizio, al netto dell'effetto fiscale;
- incremento per 133 migliaia di euro relativo alla riserva IAS 19 *Revised* “Benefici a dipendenti”, al netto dell'effetto fiscale.

12) RISULTATO D'ESERCIZIO

Risulta positivo per 88.727 migliaia di euro ed accoglie il risultato dell'esercizio 2015.

Si precisa che il totale degli accantonamenti e rettifiche di valore effettuati ai sensi dell'art. 109 co. 4 lett. B del T.U.I.R. ammontano a 3.591 migliaia di euro, al netto del fondo imposte differite correlato agli importi dedotti.

PASSIVITA'

PASSIVITA' NON CORRENTI

13) Benefici a dipendenti

Al 31 dicembre 2015 tale posta risulta pari a 1.486 migliaia di euro (1.932 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e presenta le seguenti variazioni dell'esercizio:

(migliaia di euro)	Valore al 31/12/2014	Accanto- namento	Utilizzi	Riclassif.	Altre Variazioni	Valore al 31/12/2015
Trattamento fine rapporto	1.532	329	(88)		(522)	1.251
Benefici a dipendenti	400		(21)		(144)	235
Totale	1.932	329	(109)	-	(666)	1.486

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale del TFR e dei fondi benefici a dipendenti sono le seguenti:

	2015	2014
Tasso di attualizzazione	dallo 0,24% al 2,03%	1,49%
Tasso di inflazione annuo	dall' 1,5% al 2%	dallo 0,6% al 2%

14) Fondi rischi e oneri

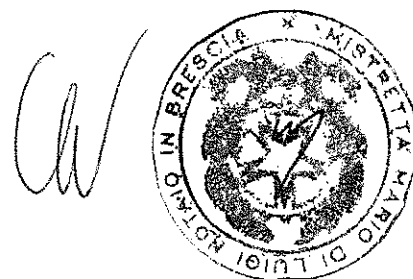
(migliaia di euro)	Valore al 31/12/2014	Accant.	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31/12/2015
Fondi rischi	171.052	313	(20.149)	(58.595)	92.621

Figurano a bilancio per 92.621 migliaia di euro (171.052 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e presentano un decremento netto pari a 78.431 migliaia di euro riferito principalmente al rilascio dell'accantonamento effettuato nel corso dell'esercizio 2014 per l'onerosità delle obbligazioni attuali presenti nei contratti di *tolling* in essere con la società correlata Edipower S.p.A., per il venir meno dei presupposti dello stesso, in parte compensato dall'adeguamento dell'accantonamento effettuato per l'onerosità delle obbligazioni attuali presenti nei contratti di *tolling* in essere con la società Ergosud S.p.A., come meglio descritto alla nota "19) Costi operativi" delle Note illustrative di Conto Economico. Relativamente al contratto di *tolling* con Abruzzoenergia non sono emerse criticità relativamente all'onerosità dello stesso.

PASSIVITA' CORRENTI

15) Debiti commerciali e altre passività correnti

(migliaia di euro)	Valore al 31/12/2014	Variazioni dell'esercizio	Valore al 31/12/2015
Debiti verso fornitori	508.113	(81.119)	426.994
Debiti commerciali verso parti correlate:	158.252	(50.795)	107.457
- verso controllante	99.979	(21.357)	78.622
- verso correlate	58.273	(29.438)	28.835
Totale debiti commerciali	666.365	(131.914)	534.451
Debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale	424	9	433
Altri debiti:	34.417	(7.768)	26.649
- debiti per consolidato fiscale	31.808	(19.315)	12.493
- debiti verso il personale	1.520	(216)	1.304
- debiti per IVA e diversi	266	1.200	1.466
- altri	823	10.563	11.386
Strumenti derivati correnti	67.464	(23.767)	43.697
Totale Altre passività correnti	102.305	(31.526)	70.779
Totale	768.670	(163.440)	605.230



I debiti commerciali e le altre passività correnti risultano pari a 605.230 migliaia di euro (768.670 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e presentano un decremento complessivo pari a 163.440 migliaia di euro dovuto:

- per 131.914 migliaia di euro al decremento debiti commerciali sia verso i fornitori terzi sia verso la controllante A2A S.p.A. e le società correlate;
- per 31.526 migliaia di euro alla diminuzione delle altre passività correnti ed in particolare dei debiti per strumenti derivati, nonché dei debiti per consolidato fiscale con la controllante A2A S.p.A..

La società a partire dall'esercizio 2014 ha implementato alcuni accordi di *factoring*, tipicamente nella forma tecnica di *reverse factoring*, come più ampiamente descritto al paragrafo "principi contabili e criteri di valutazione", a cui si rinvia. Tali operazioni, poiché non hanno comportato una modifica dell'obbligazione primaria e non hanno comportato una sostanziale modifica nei termini medi di pagamento per la società, mantengono la loro natura e pertanto rimangono classificate tra le passività commerciali. Al 31 dicembre 2015 il valore dei debiti commerciali oggetto di adesione a schemi di reverse factoring è pari a 95.465 migliaia di euro (119.742 migliaia di euro al 31 dicembre 2014).

16) PASSIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI

(migliaia di euro)	Valori al 31/12/2014	Variazioni dell'esercizio	Valori al 31/12/2015	di cui comprese nella PFN	
				31/12/2014	31/12/2015
Passività finanziarie vs controllante	151.820	(97.958)	53.862	151.820	53.862

Tale voce presenta, al 31 dicembre 2015, un saldo pari a 53.862 migliaia di euro (151.820 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) si riferisce al debito di natura finanziaria rappresentato dal saldo del conto corrente infragruppo intrattenuto dalla società con la controllante A2A S.p.A.. Si segnala che i tassi di interesse sul conto corrente infragruppo sono ottenuti applicando uno *spread* all'Euribor a tre mesi.

17) DEBITI PER IMPOSTE

(migliaia di euro)	Valore al 31/12/2014	Variazioni dell'esercizio	Valore al 31/12/2015
Debiti per imposte	-	591	591

La voce presenta un saldo pari a 591 migliaia di euro al 31 dicembre 2015 (nessun valore al 31 dicembre 2014) e si riferisce ai debiti verso l'Erario per IRAP.

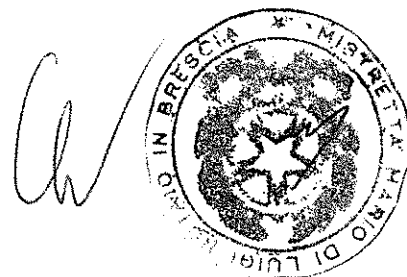
18) INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

Di seguito si riportano i dettagli dell'indebitamento finanziario netto

Note **31/12/2015** **31/12/2014**

(migliaia di euro)

Passività finanziarie verso controllante	16	53.862	151.820
Totale indebitamento a breve termine		53.862	151.820
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	9	(27.740)	(4.402)
<i>Totale indebitamento finanziario corrente netto</i>		26.122	147.418
<i>Indebitamento finanziario netto</i>		26.122	147.418



NOTE ILLUSTRATIVE ALLE VOCI DI CONTO ECONOMICO

19) RICAVI

I "Ricavi" al 31 dicembre 2015 risultano pari a 2.475.129 migliaia di euro (2.583.802 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e presentano un decremento pari a 108.673 migliaia di euro. Di seguito si riporta il dettaglio delle componenti di ricavo più significative.

Ricavi (migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014
Ricavi di vendita	2.454.136	2.556.009
Ricavi da prestazioni	10.747	10.540
Totale ricavi di vendita e prestazioni	2.464.883	2.566.549
Altri ricavi operativi	10.246	17.253
Totale ricavi	2.475.129	2.583.802

Di seguito il dettaglio delle voci più significative:

Ricavi (migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014
Vendite di energia elettrica di cui:	1.686.517	1.737.561
- clienti terzi	1.402.855	1.383.520
- controllante		
- correlate	283.662	354.041
Vendite gas e combustibili di cui:	606.390	608.159
- clienti terzi	220.720	160.616
- controllante	-	-
- correlate	385.670	447.543
Proventi da coperture su derivati operativi	-	-
Oneri da coperture su derivati operativi	-	-
Vendita certificati e diritti di emissione di cui:	161.229	210.289
- clienti terzi e variazione rimanenze	58.324	83.115
- controllante	35.799	74.531
- correlate	67.106	52.643
Totale ricavi di vendita	2.454.136	2.556.009
Prestazioni di servizi di cui:		
- clienti terzi	2.716	2.399
- controllante	4.792	5.187
- correlate	3.239	2.954
Totale ricavi per prestazioni	10.747	10.540
Totale ricavi di vendita e prestazioni	2.464.883	2.566.549
Altri Ricavi operativi di cui :		
- controllante	6.930	
- correlate	896	310
Altri ricavi diversi	2.420	16.943
Totale altri ricavi operativi	10.246	17.253
Totale ricavi	2.475.129	2.583.802

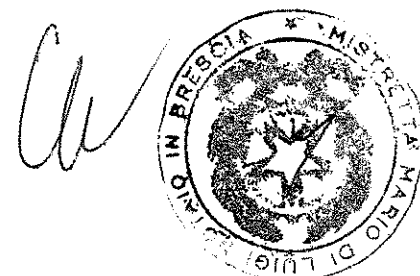
Di seguito vengono analizzate le principali variazioni dell'esercizio:

- il decremento, pari a 51.044 migliaia di euro, dei ricavi per le vendite di energia elettrica è dovuto ai seguenti fattori di segno opposto:
 - per 19.335 migliaia di euro, all'incremento dei ricavi per vendite di energia elettrica a grossisti e a operatori istituzionali (Gestore Mercato Elettrico S.p.A., Terna S.p.A.), anche mediante vendite sui mercati IPEX (*Italian Power Exchange*). L'andamento crescente di tale voce rispetto all'esercizio 2014 è da attribuire all'incremento dei prezzi unitari di vendita nonostante le quantità vendute abbiano registrato un decremento di circa l'11%;
 - per 70.379 migliaia di euro, al decremento dei ricavi per vendita di energia elettrica verso le società del Gruppo. Il decremento è dovuto essenzialmente alle minori vendite di energia elettrica alla correlata A2A Energia S.p.A.. Tali ricavi risultano dalla commercializzazione di 5.245 milioni di kWh, in riduzione rispetto alle vendite registrate nell'esercizio 2014 (-7%);
- la diminuzione, pari a 1.769 migliaia di euro, dei ricavi per le vendite di gas e combustibili dovuto ai seguenti fattori di segno opposto:
 - per 60.104 migliaia di euro, all'incremento dei ricavi per vendite di gas a clienti, risultanti principalmente dalla commercializzazione di 447 milioni di metri cubi di gas (320 milioni di metri cubi nel precedente esercizio). L'incremento è da attribuire alle maggiori quantità vendute (40%) che hanno più che compensato la riduzione dei prezzi di vendita;
 - per 61.873 migliaia di euro, alla diminuzione dei ricavi per vendita gas verso le società del Gruppo, dovuto alla riduzione dei prezzi di vendita nonostante le quantità di gas naturale vendute alle altre società del Gruppo abbiano registrato un incremento rispetto al precedente esercizio del 3%;
- il decremento, pari a 49.060 migliaia di euro, dei ricavi per la vendita di Certificati Verdi, Certificati Bianchi e Diritti di Emissione sia a terzi, sia a società del Gruppo, comprensivo della variazione di rimanenze verificatesi nell'esercizio in esame;
- l'incremento, pari a 207 migliaia di euro, dei ricavi per prestazioni di servizi, ed in particolare delle prestazioni verso le società correlate in parte compensati dai minori ricavi per prestazioni di servizi verso la società controllante A2A S.p.A.;
- la diminuzione, pari a 7.007 migliaia di euro, degli altri ricavi operativi, relativa principalmente alle minori sopravvenienze attive per differenze di stanziamenti degli esercizi precedenti.

20) COSTI OPERATIVI

I "Costi operativi" al 31 dicembre 2015 risultano pari a 2.325.105 migliaia di euro (2.729.278 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e presentano un decremento pari a 404.173 migliaia di euro. Di seguito si riporta il dettaglio delle principali componenti.

Costi operativi (migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014
<i>Costi per materie prime e di consumo</i>	2.030.586	2.139.822
<i>Costi per servizi</i>	73.916	70.534
Totale costi per materie prime e servizi	2.104.502	2.210.356
Altri costi operativi	220.603	518.922
Totale costi operativi	2.325.105	2.729.278



Di seguito il dettaglio delle voci più significative:

Costi operativi (migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014
Acquisti di energia e combustibili di cui:	1.859.827	1.955.714
- fornitori terzi	1.673.658	1.704.335
- controllante	7.113	6.994
- correlate	179.056	244.385
Variazione delle rimanenze di combustibili	12.329	3.485
Acquisti di materiali di cui:	9	1
- fornitori terzi	1	-
- controllante	8	-
Proventi da coperture su derivati operativi di cui:	(8.042)	(6.403)
- terzi	(8.042)	(6.403)
Oneri da coperture su derivati operativi di cui:	6.475	1.869
- terzi	6.475	1.869
Acquisti di certificati e diritti di emissione di cui:	159.988	185.156
- fornitori terzi	72.434	45.844
- controllante	73.828	122.290
- correlate	13.726	17.022
Totale costi per materie prime e di consumo	2.030.586	2.139.822
Spese per dispacciamento/vettoriamiento:	57.037	50.401
- fornitori terzi	54.247	48.102
- controllante	-	-
- correlate	2.790	2.299
Prestazioni di servizi di cui:	16.879	20.133
- fornitori terzi	8.790	15.093
- controllante	4.349	4.943
- correlate	3.740	97
Totale costi per servizi	73.916	70.534
Totale costi per materie prime e servizi	2.104.502	2.210.356
Altri Costi operativi di cui :		
- controllante	160.920	158.685
- correlate	(1.756)	258.664
Altri costi operativi	61.439	101.573
Totale altri costi operativi	220.603	518.922
Totale costi operativi	2.325.105	2.729.278

I costi operativi, nell'esercizio in esame, sono pari a 2.325.105 migliaia di euro (2.729.278 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e si riferiscono:

- per 1.859.827 migliaia di euro, con un decremento pari a 95.887 migliaia di euro rispetto al 2014, ai costi per gli acquisti di energia e combustibili che risentono sia del decremento dei prezzi dei acquisti, sia dei minori volumi di energia elettrica acquistati, nonostante il volume acquistato di gas naturale nel corso dell'esercizio abbia riportato un incremento di circa il 21%;
- per 12.329 migliaia di euro al saldo negativo della variazione delle rimanenze di combustibili dovuta alle minori rimanenze finali di gas naturale alla chiusura dell'esercizio;
- per 9 migliaia di euro, agli acquisti di materiali (1 migliaio di euro al 31 dicembre 2014);
- per 8.042 migliaia di euro ai proventi da copertura su derivati operativi;
- per 6.475 migliaia di euro agli oneri da copertura su derivati operativi;
- per 159.988 migliaia di euro, agli acquisti di Certificati Verdi, Certificati Bianchi e di Diritti di Emissione, che presentano, rispetto all'esercizio precedente, un decremento pari a 25.168 migliaia di euro;
- per 57.037 migliaia di euro, ai costi di logistica per il trasporto sulla rete nazionale di gas naturale che presentano, rispetto al 31 dicembre 2014, un incremento pari a 6.636 migliaia di euro in relazione alle maggiori quantità di gas commercializzate;
- per 16.879 migliaia di euro ai costi per prestazioni di servizi che presentano un decremento, rispetto al 2014, pari a 3.254 migliaia di euro. Tali costi si riferiscono prevalentemente a costi di stoccaggio del gas, a consulenze tecniche, ad altri costi per certificazione, a prestazioni di servizi da società correlate, nonché a costi per prestazioni di servizi dalla controllante A2A S.p.A., che riguardano servizi di natura amministrativa, fiscale, legale, direzionale e tecnica. Tale voce comprende i compensi per il collegio sindacale per 70 migliaia di euro;
- per 220.603 migliaia di euro agli altri costi operativi che si riferiscono essenzialmente alla contrattualizzazione degli impianti di produzione idroelettrica "*purchase power agreement*" e termoelettrica "*tolling agreement*" di proprietà della controllante A2A S.p.A. e delle correlate Abruzzoenergia S.p.A. e Edipower S.p.A., ai costi relativi all'utilizzo di una quota della capacità elettrica di Ergosud S.p.A. nell'ambito del contratto di "*tolling*" e di somministrazione stipulato tra le parti, nonché alle sopravvenienze passive ordinarie relative a rettifiche di stanziamenti di esercizi precedenti. Il decremento di tale posta è da imputarsi principalmente al rilascio per 97.800 migliaia di euro dell'accantonamento effettuato nello scorso esercizio in relazione al contratto di *Tolling* per l'utilizzo degli impianti termoelettrici di proprietà di Edipower S.p.A. i cui presupposti di impossibilità di rinegoziazione dei contratti sono venuti meno a seguito dell'accordo sottoscritto tra A2A S.p.A. e Cellina Energy, società interamente partecipata da Società Elettrica Altoatesina S.p.A., che ha approvato il progetto di scissione non proporzionale di Edipower S.p.A. avente come obiettivo la riorganizzazione complessiva degli assetti proprietari della società cosicché ad esito dell'operazione A2A S.p.A. venga a detenere il 100% di Edipower S.p.A.. In relazione invece al contratto di *Tolling* per l'utilizzo degli impianti termoelettrici di proprietà di Ergosud S.p.A. nel corso dell'esercizio in esame sono stati utilizzati 20.105 migliaia di euro del fondo iscritto a bilancio al 31 dicembre 2014 per complessivi 73.000 migliaia di euro ed inoltre si è reso necessario un ulteriore accantonamento a fondo oneri futuri (di seguito definito contratto oneroso), sempre quale conseguenza dell'impossibilità di rinegoziazione il contratto, per un ammontare tale da renderlo adeguato allo scenario dei mercati energetici nazionali attuali per complessivi 39.205 migliaia di euro. La valorizzazione di quest'ultimo contratto oneroso è stata definita da un perito indipendente incaricato dalla controllante A2A S.p.A. all'interno del processo di *Impairment Test* delle partecipazioni di proprietà di A2A S.p.A. in fase di redazione del bilancio al 31 dicembre 2015. Si precisa inoltre che per effetto degli accordi con Sorgenia S.p.A. e Sorgenia Power S.p.A., nel corso del 2015 la società ha rilevato minori costi per la contrattualizzazione



Abruzzoenergia S.p.A. per 4.168 migliaia di euro, mentre ha sostenuto costi per la contrattualizzazione dell'impianto di Bertonico (Lodi) per 8.815 migliaia di euro.

Margine attività di trading

La tabella sottostante riporta i risultati derivanti dalle negoziazioni dei Portafogli di *trading*; tali risultati si riferiscono ai Portafogli di *trading* sull'energia elettrica, sul gas e sui certificati ambientali.

(migliaia di euro)	Note	31/12/2015	31/12/2014
Margine attività di trading			
Ricavi	19	1.145.428	1.908.254
Costi operativi	20	(1.136.343)	(1.892.529)
Totale Margine di attività di trading		9.085	15.725

21) COSTI PER IL PERSONALE

Al 31 dicembre 2015 il costo del lavoro è risultato complessivamente pari a 7.841 migliaia di euro (8.462 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e presenta un decremento di 621 migliaia di euro principalmente dovuto al decremento del numero dei dipendenti in forza. Di seguito si riporta il dettaglio delle principali componenti:

Costi del personale (migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014
Salari e stipendi	5.585	5.792
Oneri sociali	1.784	1.861
Trattamento di fine rapporto	311	329
Altri costi	161	480
Totale costi del personale	7.841	8.462

La tabella qui di seguito espone il numero medio di dipendenti rilevato nell'esercizio in esame ripartito per qualifica:

	2015	2014
Dirigenti	7	8
Quadri	20	18
Impiegati	67	70
Totale	94	96

Tale posta comprende inoltre il compenso corrisposto da A2A Trading S.r.l. al Consiglio di Amministrazione per 40 migliaia di euro.

22) MARGINE OPERATIVO LORDO

Alla luce delle dinamiche sopra delineate, il “Margine operativo lordo” al 31 dicembre 2015 presenta un saldo positivo pari a 142.183 migliaia di euro (negativo per 153.938 migliaia di euro al 31 dicembre 2014).

23) AMMORTAMENTI, ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI

Gli ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni al 31 dicembre 2015 sono pari a 1.011 migliaia di euro (902 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e presentano un incremento pari a 109 migliaia di euro. Di seguito si riporta il dettaglio delle principali componenti:

Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni (migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014
Ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	756	928
Totale ammortamenti	756	928
Altre svalutazioni delle immobilizzazioni	35	
Accantonamento per rischi su crediti compresi nell'attivo circolante	(93)	(48)
Accantonamenti per rischi	313	22
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	1.011	902

Gli ammortamenti risultano pari a 756 migliaia di euro e si riferiscono alla quota a carico dell'esercizio dei beni immateriali aventi utilità pluriennale in particolare relativi a *software*.

Le svalutazioni di immobilizzazioni si riferiscono all'Avviamento del Ramo d'azienda acquisito nel precedente esercizio da Edipower S.p.A..

L'accantonamento per rischi su crediti risulta negativo e pari a 93 migliaia di euro (negativo per 48 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e riguarda il rilascio, precedentemente accantonato, di parte del fondo rischi su crediti a rettifica dei crediti verso clienti.

Nel corso dell'esercizio in esame sono stati effettuati accantonamenti per rischi per 313 migliaia di euro (22 migliaia di euro nell'esercizio precedente) in relazione a contenziosi di natura fiscale.

24) RISULTATO OPERATIVO NETTO

Il risultato operativo netto risulta positivo e pari a 141.172 migliaia di euro (negativo e pari a 154.840 migliaia di euro al 31 dicembre 2014).



25) GESTIONE FINANZIARIA

La gestione finanziaria presenta un saldo negativo pari a 5.982 migliaia di euro (negativo per 11.047 migliaia di euro al 31 dicembre 2014). Di seguito si riporta il dettaglio delle componenti più significative.

Proventi finanziari

Proventi finanziari (migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014
Proventi da crediti/titoli iscritti nelle attività correnti:	52	55
- da imprese controllante	-	-
- da altri:	52	55
a) su c/c bancari		1
b) su altri crediti	52	54
Utili su cambi	506	132
Totale proventi finanziari	558	187

I proventi finanziari presentano un valore complessivo pari a 558 migliaia di euro (187 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e si riferiscono a:

- proventi da crediti/titoli iscritti nelle attività correnti per 52 migliaia di euro (55 migliaia di euro al 31 dicembre 2014), che riguardano interessi su conti correnti bancari;
- utili su cambi per 506 migliaia di euro (132 migliaia di euro al 31 dicembre 2014).

Oneri finanziari

Oneri finanziari (migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014
Oneri da passività finanziarie	6.540	11.234
- da imprese controllante	5.632	10.354
- da altri:	908	880
Totale oneri finanziari	6.540	11.234

Gli oneri finanziari ammontano complessivamente a 6.540 migliaia di euro (11.234 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e si riferiscono ad oneri da passività finanziarie così composti:

- interessi verso la società controllante per 5.632 migliaia di euro (10.354 migliaia di euro nell'esercizio 2014) relativi agli oneri finanziari maturati sul conto corrente infragruppo;
- altri oneri finanziari per 908 migliaia di euro (880 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) che riguardano sia le perdite su cambi, sia altri oneri finanziari.

26) ONERI/PROVENTI PER IMPOSTE SUI REDDITI

Oneri/proventi per imposte sui redditi (migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014
Imposte correnti	18.699	4.907
Imposte anticipate	(181)	(51.950)
Imposte differite passive	27.945	(335)
Totale oneri/proventi per imposte sui redditi	46.463	(47.378)

Si premette che ai fini dell'IRES la società ha aderito al cd. "consolidato nazionale" di cui agli articoli da 117 a 129 del DPR 917/86, con la controllante A2A S.p.A.. A tal fine è stato stipulato un apposito contratto per la regolamentazione dei vantaggi/svantaggi fiscali trasferiti, con specifico riferimento alle poste correnti. Le imposte anticipate e differite ai fini dell'IRES non vengono trasferite alla controllante e vengono fatte transitare nel conto economico della società ogni qualvolta vi è un'effettiva divergenza tra imponibile fiscale e risultato civilistico, dovuta alla presenza di eventuali differenze temporanee.

Pertanto nel seguito si darà separata indicazione del cd. "provento/onere da consolidato", riferito appunto alle regolazioni relative ai rapporti intercorrenti con la controllante, in luogo dell'IRES corrente, e dell'IRES differita.

L'IRAP, sia corrente che differita, è sempre presente nel conto economico della società, in quanto non influenzata dal consolidato fiscale.

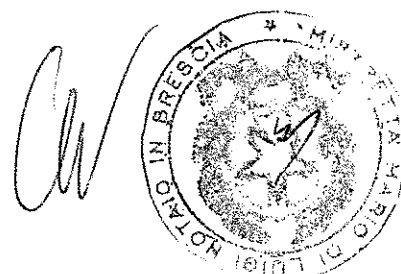
Al 31 dicembre 2015 i proventi/oneri e le imposte differite relative alle poste IRES e le imposte sul reddito dell'esercizio (IRAP) sono pari a 46.463 migliaia di euro (-47.378 migliaia di euro alla fine dell'esercizio precedente) e sono così distinte:

- 16.391 migliaia di euro per onere di consolidamento corrente, derivante dal trasferimento alla controllante dell'utile fiscale dell'esercizio;
- -27 migliaia di euro per trasferimento a riserva di PN di parte delle imposte dell'esercizio;
- 2.443 migliaia di euro per IRAP corrente dell'esercizio;
- -108 migliaia di euro per minori imposte da esercizi precedenti;
- 27.945 migliaia di euro per imposte anticipate a titolo di IRES e IRAP;
- -181 migliaia di euro per imposte differite passive a titolo di IRES.

L'onere di consolidamento corrente costituisce la remunerazione da corrispondere alla controllante per il versamento delle imposte sul reddito trasferito dalla società. Tale onere è determinato in misura pari all'aliquota IRES del 27,5%, attualmente vigente, applicata sul reddito trasferito.

A seguito del nuovo contratto di consolidato, stipulato con la controllante A2A S.p.A., alla società non è più riconosciuta alcuna remunerazione sugli eventuali interessi passivi/eccedenze di ROL trasferite in base all'art. 96, co. 7, D.P.R. 917/86.

L'ammontare complessivo dell'IRAP è stato determinato assoggettando il valore netto della produzione, opportunamente rettificato tramite le variazioni in aumento e in diminuzione previste dalla normativa fiscale, all'aliquota del 3,90%.



Le imposte differite sono iscritte a conto economico al fine di rappresentare il carico fiscale di competenza dell'esercizio, tenuto conto degli effetti fiscali relativi alle differenze temporanee nella tassazione.

Si segnala che la società, ai sensi dell'art. 96 del D.P.R. 917/86, ha eccedenze di ROL ai fini IRES (al 31 dicembre 2014), non trasferite al consolidato fiscale, per un ammontare di circa 1,7 milioni di euro. Su dette eccedenze, che costituiscono un beneficio potenziale per la società, non sono state stanziare imposte anticipate.

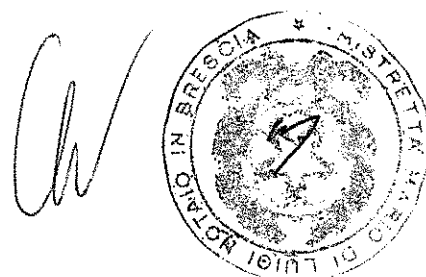
A seguito della previsione dell'art. 1, co. 61, della Legge 208/2015, che ha disposto la riduzione del 3,50% dell'aliquota IRES a decorrere dal 1° gennaio 2017, con effetto per i periodi d'imposta successivi a quello in corso al 31 dicembre 2016, nel presente bilancio si è provveduto ad adeguare la consistenza della fiscalità anticipata e differita alla nuova aliquota (24%). L'effetto netto è pari a 1.785 migliaia di euro di maggiori imposte.

Si segnala inoltre che non sono state escluse voci dal computo della fiscalità differita e che tali imposte differite e anticipate vengono rilevate secondo il metodo dello stato patrimoniale.

Di seguito si riportano i prospetti esplicativi della determinazione delle imposte IRAP, dei proventi/oneri di consolidamento e delle imposte correlate all'IRES sia correnti che di competenza dell'esercizio, nonché i prospetti di riconciliazione tra l'onere fiscale da bilancio e l'onere fiscale teorico, come stabilito dai principi contabili.

(valori all'unità di euro)	IRES- Proventi/oneri di consolidamento determinati sul reddito imponibile
Utile ante imposte	135.189.941
Variazioni operate in applicazione di norme tributarie	-75.586.067
Reddito imponibile	59.603.874
Provento/onere da consolidamento (al 27,5%)	16.391.065

(valori all'unità di euro)	IRAP- Determinazione sul valore della produzione
Valore netto della produzione	148.907.656
Variazioni operate in applicazione della normativa IRAP	-86.259.247
Reddito imponibile	62.648.409
IRAP al 3,90%	2.443.288



DETERMINAZIONE PROVENTI/ONERI E IMPOSTE DELL'ESERCIZIO

(valori all'unità di euro)

IRES corrente sul reddito dell'esercizio (voce 22a del C.E.)		16.391.065
Rettifica imposte correnti per trasferimento a PN		-27.022
IRES da esercizi precedenti		-108.399
-Imposte IRES anticipate per differenze temporanee dell'esercizio	-9.504.422	
+ Adeguamento crediti per imposte anticipate	1.966.120	
+/- Rettifiche relative a esercizi precedenti	1.338	
+ Rigiro imposte anticipate per differenze temporanee relative ad esercizi precedenti	32.441.484	
TOTALE IMPOSTE ANTICIPATE		24.904.520
+Imposte IRES differite passive per differenze temporanee dell'esercizio	468	
- Adeguamento fondo imposte differite	-180.800	
+/- Rettifiche relative a esercizi precedenti	-1.073	
- Rigiro imposte differite passive per differenze temporanee relative ad esercizi precedenti	0	
TOTALE IMPOSTE DIFFERITE PASSIVE		-181.405
= Imposte IRES di competenza dell'esercizio		40.978.759

DETERMINAZIONE IRAP DI COMPETENZA DELL'ESERCIZIO

(valori all'unità di euro)

IRAP corrente sul reddito dell'esercizio (voce 22a del C.E.)		2.443.288
IRAP da esercizi precedenti		0
-Imposte IRAP anticipate per differenze temporanee dell'esercizio	-1.543.481	
+ Adeguamento crediti per imposte anticipate	0	
+/- Rettifiche relative a esercizi precedenti	-16.479	
+ Rigiro imposte anticipate per differenze temporanee relative ad esercizi precedenti	4.600.792	
TOTALE IMPOSTE ANTICIPATE		3.040.832
+Imposte IRAP differite passive per differenze temporanee dell'esercizio	76	
- Adeguamento fondo imposte differite	0	
+/- Rettifiche relative a esercizi precedenti	-152	
- Rigiro imposte differite passive IRAP per differenze temporanee relative ad esercizi precedenti	0	
TOTALE IMPOSTE DIFFERITE PASSIVE		-76
= Imposte IRAP di competenza dell'esercizio		5.484.044

IRES- RICONCILIAZIONE TRA ONERE FISCALE EFFETTIVO E TEORICO

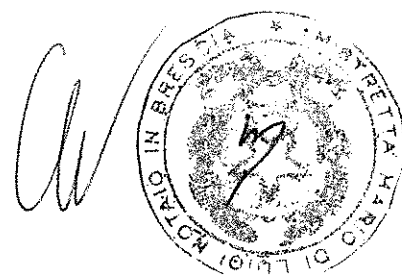
Risultato prima delle imposte	135.189.941	
Onere fiscale teorico		37.177.234
Differenze permanenti	2.783.159	
Risultato prima delle imposte rettificato dalle differenze permanenti	137.973.100	
Proventi/oneri correnti sul reddito dell'esercizio		37.942.602
Differenze temporanee deducibili in esercizi successivi	39.601.757	
Differenze temporanee tassabili in esercizi successivi	-1.950	
Rigiro differenze temporanee	-117.969.033	
Imponibile fiscale	59.603.874	
Proventi/oneri correnti sul reddito dell'esercizio		16.391.065

IRAP- RICONCILIAZIONE TRA ONERE FISCALE EFFETTIVO E TEORICO

Differenza tra valore e costi della produzione	148.907.656	
Costi non rilevanti ai fini IRAP	-7.864.696	
Totale	141.042.960	
Onere fiscale teorico (3,90%)		5.500.675
Differenze temporanee deducibili in esercizi successivi	39.576.432	
Differenze temporanee tassabili in esercizi successivi	-1.950	
Rigiro differenze temporanee da esercizi precedenti	-117.969.033	
Imponibile IRAP	62.648.409	
IRAP corrente sul reddito dell'esercizio		2.443.288

Ai sensi dell'art. 2427, n. 14, del c.c., nel seguito si illustra la situazione delle imposte anticipate/differite, con riferimento a:

- differenze temporanee che hanno dato luogo allo stanziamento/utilizzo di imposte anticipate/differite ai fini IRES;
- differenze temporanee che hanno dato luogo allo stanziamento/utilizzo di imposte anticipate/differite ai fini IRAP.



PREVENIRE - IMPOSTE ANTICIPATE E DIFFERITE DI COMPETENZA

Differenze temporale impossibile!

[illegible]

Differenzio temporaneo deducibile

[illegible]

YIN YUEN YUEN / 尹允允

[illegible][illegible]

27) RISULTATO D'ESERCIZIO

Il risultato d'esercizio risulta positivo e pari a 88.727 migliaia di euro (negativo per 118.509 migliaia di euro al 31 dicembre 2014).

28) Nota sui rapporti con le parti correlate

I rapporti finanziari con la controllante riguardano il servizio di tesoreria centralizzata con la quale la capogruppo, attraverso conti correnti intrattenuti tra le parti, svolge le operazioni di incasso e pagamento per conto della controllata sulla base di un mandato conferitole da quest'ultima.

Tali rapporti sono regolati a tassi di mercato.

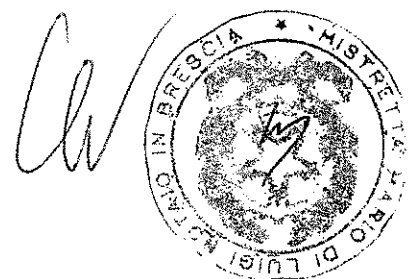
La capogruppo A2A S.p.A. fornisce alla controllata servizi di natura amministrativa, fiscale, legale, direzionale e tecnica, al fine di ottimizzare l'utilizzo delle risorse del Gruppo. Tali prestazioni sono regolate da appositi contratti di servizio stipulati annualmente tra le Parti.

I rapporti con società del Gruppo riguardano prestazioni a carattere tecnico impiantistico e sono regolate da appositi contratti stipulati tra le parti a valori di mercato.

Di seguito vengono riportati i prospetti riepilogativi dei rapporti economici e patrimoniali con la società controllante A2A S.p.A. e le società del Gruppo. Le voci patrimoniali ed economiche non includono i rapporti verso i Comuni di Milano e Brescia.

SITUAZIONE PATRIMONIALE E FINANZIARIA (migliaia di euro)	TOTALE 31/12/2015	di cui verso parti correlate				
		Controllate	Controllante	Correlate	Totale parti correlate	Incidenza % sulla voce di bilancio
TOTALE ATTIVITA' DI CUI:	840.491	1.031	47.190	166.636	214.857	25,6%
ATTIVITA' NON CORRENTI	102.155	1.031	-	-	1.031	1,0%
PARTECIPAZIONI	1.031	1.031	-	-	1.031	100,0%
ATTIVITA' CORRENTI	738.336	-	47.190	166.636	213.826	29,0%
CREDITI COMMERCIALI	509.961	-	39.912	166.616	206.528	40,5%
ALTRE ATTIVITA' CORRENTI	78.880	-	7.278	20	7.298	9,3%
TOTALE PASSIVITA' DI CUI:	753.790	-	236.092	57.670	293.762	39,0%
PASSIVITA' CORRENTI	659.683	-	144.977	28.835	173.812	26,3%
DEBITI COMMERCIALI	534.451	-	78.622	28.835	107.457	20,1%
ALTRE PASSIVITA' CORRENTI	70.799	-	12.493	-	12.493	17,6%
PASSIVITA' FINANZIARIE CORRENTI	53.862	-	53.862	-	53.862	100,0%

CONTO ECONOMICO (migliaia di euro)	TOTALE 31/12/2015	di cui verso parti correlate				
		Controllate	Controllante	Correlate	Totale parti correlate	Incidenza % sulla voce di bilancio
RICAVI	2.475.129	-	47.521	740.573	788.094	31,8%
Ricavi di vendita e prestazioni	2.464.883	-	40.591	739.677	780.268	31,7%
Altri ricavi operativi	10.246	-	6.930	896	7.826	76,4%
COSTI OPERATIVI	2.325.105	-	246.218	197.556	443.774	19,1%
Costi per materie prime e servizi	2.104.502	-	85.298	199.312	284.610	13,5%
Altri costi operativi	220.603	-	160.920	(1.756)	159.164	72,1%
Oneri finanziari	6.540	-	5.632	-	5.632	86,1%



29) Operazioni non ricorrenti

L'esercizio in esame non è stato interessato da operazioni atipiche e/o inusuali.

Garanzie ed impegni con terzi

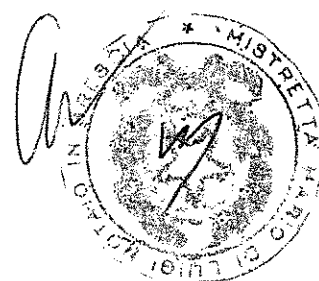
(migliaia di euro)	31/12/2015	31/12/2014
Conti d'ordine	1.147.503	949.939

Cauzioni ricevute

Al 31 dicembre 2015 ammontano a 96.650 migliaia di euro (101.300 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e si riferiscono alle fidejussioni ricevute dai clienti a garanzia dei corretti pagamenti delle forniture di energia elettrica.

Cauzioni prestate

Al 31 dicembre 2015 ammontano a 1.050.853 migliaia di euro (848.639 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e si riferiscono alle fidejussioni concesse a fornitori e a Terna S.p.A. a garanzia dei corretti pagamenti per gli acquisti di energia elettrica e di combustibili, sia sul mercato italiano che sui mercati esteri, e alle garanzie richieste per le operazioni svolte nei mercati gestiti dalla Borsa Elettrica Francese.



Altre informazioni

1) Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2015

Per la descrizione di tali eventi si rinvia alle “Relazione sulla gestione”.

2) Rischi e incertezze

Il Gruppo A2A opera nel mercato dell'energia elettrica, del gas naturale e del teleriscaldamento e, nell'esercizio della sua attività, è esposto a diversi rischi finanziari:

- a) rischio *commodity*;
- b) rischio di tasso di interesse;
- c) rischio tasso di cambio non connesso a *commodity*;
- d) rischio di liquidità;
- e) rischio di credito;
- f) rischio *equity*;
- g) rischio di *default e covenants*.

Il rischio prezzo delle *commodities* è il rischio connesso alla volatilità dei prezzi delle *commodity* energetiche (gas, elettricità, olio combustibile, carbone, ecc.) e dei certificati ambientali (diritti di emissione EUA/ETS, certificati verdi, certificati bianchi, ecc). Esso consiste nei possibili effetti negativi che la variazione del prezzo di mercato di una o più *commodities* possono determinare sui flussi di cassa e sulle prospettive di reddito della società incluso il rischio tasso di cambio relativo alle *commodities* stesse.

Il rischio di tasso di interesse è il rischio legato alla possibilità di conseguire un incremento dei costi finanziari per effetto di una variazione sfavorevole dei tassi di interesse.

Il rischio tasso di cambio non connesso a *commodity* è il rischio legato alla possibilità di conseguire perdite economiche per effetto di una variazione sfavorevole dei tassi di cambio fra le valute.

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

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalle controparti commerciali, di *trading* e finanziarie.

Il rischio *equity* è il rischio legato alla possibilità di conseguire perdite economiche in base ad una variazione sfavorevole del prezzo delle azioni.

Il rischio di *default e covenants* attiene alla possibilità che i contratti di finanziamento o i regolamenti dei prestiti obbligazionari, in capo ad una o più società del Gruppo, contengano disposizioni che legittimano le controparti, siano esse banche o detentori di obbligazioni, a chiedere al debitore, al verificarsi di determinati eventi, l'immediato rimborso delle somme prestate.

Di seguito si evidenzia il dettaglio dei rischi cui A2A Trading S.r.l. è esposta.

Rischio di prezzo delle *commodities* e tasso di cambio connesso all'attività in *commodities*

A2A Trading S.r.l. è esposta al rischio prezzo, ivi compreso il relativo rischio tasso di cambio, su tutte le *commodities* energetiche trattate, ossia energia elettrica, gas naturale, calore, carbone, olio combustibile e certificati ambientali; i risultati economici relativi alle attività di produzione, acquisto e vendita risentono delle relative fluttuazioni dei prezzi. Tali fluttuazioni agiscono tanto

direttamente quanto indirettamente attraverso formule e indicizzazioni presenti nelle strutture di *pricing*.

Per stabilizzare i flussi di cassa e per garantire l'equilibrio economico e finanziario di A2A Trading S.r.l. e del Gruppo A2A, il Gruppo stesso si è dotato di una Energy Risk Policy che definisce chiare linee guida per la gestione ed il controllo dei rischi sopramenzionati e che recepisce le indicazioni del *Committee of Chief Risk Officers Organizational Independence and Governance Working Group* ("CCRO") e del *Group on Risk Management* di Euroelectric. Sono stati presi a riferimento inoltre gli accordi del Comitato di Basilea per la vigilanza bancaria approvati nel giugno 2004 (c.d. Basilea 2) e le prescrizioni sancite dai principi contabili internazionali riferiti alle modalità di rilevazione, sulle poste di Conto Economico e della Situazione patrimoniale-finanziaria, della volatilità dei prezzi delle *commodities* e dei derivati finanziari.

Nel Gruppo A2A la valutazione del rischio in oggetto è centralizzata in capo alla *holding*, che ha istituito, all'interno della Struttura Organizzativa Amministrazione, Finanza e Controllo, l'Unità Organizzativa di *Group Risk Management* con il compito di gestire e monitorare il rischio mercato e di *commodity*, di elaborare e valutare i prodotti energetici strutturati, di proporre strategie di copertura finanziaria del rischio energetico, nonché di supportare i vertici aziendali nella definizione di politiche di *Energy Risk Management* di Gruppo.

Il perimetro delle attività soggette al controllo del rischio riguarda il portafoglio costituito da tutte le posizioni sul mercato fisico dei prodotti energetici sia in acquisto/produzione che in vendita e da tutte le posizioni sul mercato dei derivati energetici delle società appartenenti al Gruppo.

Ai fini del monitoraggio dei rischi, vengono segregati e gestiti in modo differente il Portafoglio Industriale da quello di *Trading*. In particolare si definisce Portafoglio Industriale l'insieme dei contratti sia fisici che finanziari direttamente connessi all'attività industriale del Gruppo, ossia che hanno come obiettivo la valorizzazione della capacità produttiva anche attraverso l'attività di commercializzazione all'ingrosso e al dettaglio di gas, energia elettrica e calore.

Il Portafoglio di *Trading* è costituito dall'insieme di tutti quei contratti, sia fisici che finanziari, sottoscritti con la finalità di ottenere un profitto aggiuntivo rispetto a quello ottenibile dall'attività industriale, ossia di tutti quei contratti che pur accessori all'attività industriale non sono strettamente necessari alla stessa.

Al fine di individuare l'attività di *Trading*, il Gruppo A2A si attiene alla Direttiva Capital Adequacy e alla definizione di attività "*held for trading*" come da Principio Contabile Internazionale IAS 39 che definisce tali le attività finalizzate a conseguire un profitto dalla variazione a breve termine nei prezzi e nei margini di mercato, senza scopo di copertura, e destinate a generare un portafoglio ad elevato *turnover*.

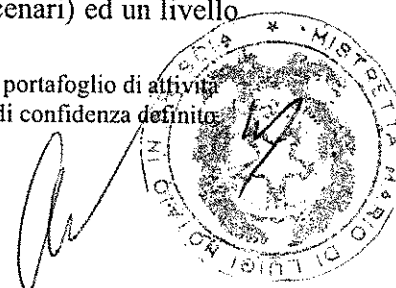
Data quindi la diversa finalità, i due Portafogli sono segregati e monitorati separatamente con strumenti e limiti specifici. In particolare, le attività di *Trading* sono soggette ad apposite procedure operative di controllo e gestione dei rischi, declinate nei Deal Life Cycle.

I vertici aziendali vengono aggiornati sistematicamente sull'evoluzione del rischio *commodity* del Gruppo dall'Unità Organizzativa di *Group Risk Management* che controlla l'esposizione netta, calcolata centralmente, sull'intero portafoglio di *asset* e di contratti e monitora il livello complessivo di rischio economico assunto dal Portafoglio Industriale e dal Portafoglio di *Trading* (*Profit at Risk - PaR, Value at Risk - VaR, Stop Loss*).

Energy Derivatives, valutazione dei rischi

Per valutare l'impatto che le oscillazioni del prezzo di mercato del sottostante ha sui derivati finanziari sottoscritti da A2A Trading ascrivibili al Portafoglio Industriale, viene utilizzato lo strumento del *PaR*¹ o *Profit at Risk*, ossia la variazione del valore del portafoglio di strumenti finanziari derivati entro ipotesi di probabilità prestabilite per effetto di uno spostamento degli indici di mercato. Il *PaR* viene calcolato con il metodo Montecarlo (minimo 10.000 scenari) ed un livello

¹ Profit at Risk: misura statistica del massimo scostamento potenziale negativo del margine di un portafoglio di attività in caso di movimenti sfavorevoli dei mercati, in un dato orizzonte temporale e con un intervallo di confidenza definito.



di confidenza del 99% e prevede la simulazione di scenari per ogni *driver* di prezzo rilevante in funzione della volatilità e delle correlazioni ad essi associate utilizzando, come livello centrale, le curve *forward* di mercato alla data di bilancio ove disponibili. Attraverso tale metodo, dopo aver ottenuto una distribuzione di probabilità associata alle variazioni di risultato dei contratti finanziari in essere, è possibile estrapolare la massima perdita attesa nell'arco temporale dato dall'esercizio contabile ad un prestabilito livello di probabilità. Sulla base della metodologia descritta, nell'arco temporale pari all'esercizio contabile ed in caso di movimenti estremi dei mercati, corrispondenti ad un intervallo di confidenza del 99% di probabilità, la variazione attesa massima sui derivati in oggetto in essere al 31 dicembre 2015 risulta pari a 50.789 migliaia di euro (18.475 migliaia di euro al 31 dicembre 2014).

Di seguito si riportano i risultati della simulazione con le variazioni massime associate:

Valori espressi in migliaia di euro

	31.12.2015		31.12.2014	
	worst case	best case	worst case	best case
Profit at Risk (PaR)				
Livello di confidenza 99%	-50.789	62.560	-18.475	18.200

Ciò significa che A2A Trading si attende, con una probabilità del 99% di non perdere, rispetto al *fair value* al 31 dicembre 2015, più di 50.789 migliaia di euro sull'intero portafoglio degli strumenti finanziari per effetto di eventuali oscillazioni avverse del prezzo delle *commodities*. Nel caso si manifestassero variazioni negative dei *fair value* sui derivati, tali variazioni sarebbero compensate dalle variazioni del sottostante conseguente al variare dei prezzi di mercato.

Per valutare l'impatto che le oscillazioni dei prezzi di mercato del sottostante hanno sui derivati finanziari sottoscritti da A2A Trading ascrivibili al Portafoglio di *Trading*, viene utilizzato lo strumento del VaR^2 o *Value at Risk*, ossia la variazione negativa del valore del portafoglio di strumenti finanziari derivati entro ipotesi di probabilità prestabilite per effetto di uno spostamento avverso degli indici di mercato. Il *VaR* viene calcolato con la metodologia *RiskMetrics*, in un periodo di riferimento (*holding period*) pari a 1 giorno e un livello di confidenza pari al 99%. Per i contratti per i quali non è possibile effettuare la stima giornaliera del *VaR* vengono utilizzate metodologie alternative quali il c.d. *stress test analysis*.

Sulla base della metodologia descritta, in caso di movimenti estremi dei mercati, corrispondenti ad un intervallo di confidenza del 99% di probabilità e con un periodo di riferimento pari a 1 giorno, la perdita attesa massima sui derivati in oggetto in essere al 31 dicembre 2015 risulta pari a 1.067 migliaia di euro (1.606 migliaia di euro al 31 dicembre 2014).

Rischio di cambio

A2A Trading S.r.l. è esposta al rischio di cambio che è concentrato nelle formule di acquisto e di vendita del gas e di energia, e può quindi essere ricompreso all'interno del rischio prezzo: per la gestione attuata dalla società si rimanda quindi al paragrafo antecedente.

Rischio di tasso

La società è esposta al rischio di tasso di interesse in misura correlata al conto corrente di corrispondenza, il cui tasso di interesse è indicizzato all'*Euribor*: a tal proposito le esposizioni al tasso di interesse sono governate centralmente, all'interno della gestione accentrata della tesoreria.

² Value at Risk: misura statistica del massimo scostamento potenziale negativo del fair value di un portafoglio di attività in caso di movimenti sfavorevoli dei mercati, in un dato orizzonte temporale e con un intervallo di confidenza definito.

Rischio di credito

L'esposizione al rischio credito è connessa in modo preponderante all'attività commerciale della società. Al fine di controllare tale rischio, la cui gestione operativa è demandata specificatamente alla funzione di *Credit Management* allocata centralmente nella Direzione Amministrazione, da tempo è stata implementata centralmente una *Credit Policy* che disciplina la valutazione del *credit standing* della clientela, il monitoraggio dei relativi flussi di incassi attesi, le opportune azioni di sollecito, l'eventuale concessione di dilazioni anche supportate da adeguate garanzie e le eventuali azioni di recupero. In funzione del merito creditizio, la *Credit Policy* prevede la richiesta alla clientela di procurare il rilascio di garanzie bancarie o assicurative, di primario *standing* creditizio, a prima richiesta e senza possibilità di sollevare alcuna eccezione (art.1945 del Codice Civile). E' in corso il processo di implementazione della *Credit Policy* anche per la società A2A Trading S.r.l.. Le controparti per la gestione di risorse finanziarie temporaneamente in eccesso e per la stipula di contratti di copertura finanziaria (strumenti derivati) sono sempre di elevato *standing* creditizio.

I tempi di pagamento applicati alla generalità della clientela prevedono diverse scadenze in linea con la normativa applicabile e con gli *standard* di mercato. Nei casi di ritardato pagamento, in linea con le esplicite previsioni dei sottostanti contratti, si procede ad addebitare gli interessi di mora nella misura prevista dai contratti stessi o dalle vigenti leggi in materia (applicazione del Tasso di Mora ex D.Lgs. 231/2002).

I crediti commerciali sono esposti in bilancio al netto di eventuali svalutazioni; si ritiene che tale valore dia una corretta rappresentazione del *fair value* del monte crediti commerciali. Di seguito si riporta l'analisi dei crediti commerciali lordi e del relativo fondo rischi su crediti.

* valori espressi in migliaia di euro	31/12/2015	31/12/2014
Crediti commerciali verso terzi lordi	307.913	349.855
Fondo rischi su crediti (-)	(4.480)	(4.573)
Crediti commerciali verso controllante	39.912	2.418
Crediti commerciali verso correlate	166.616	184.915
Crediti commerciali	509.961	532.615
Di cui:		
Crediti scaduti da 9 a 12 mesi	-	141
Di cui verso Enti Pubblici	-	-
Di cui verso il Gruppo	-	46
Crediti scaduti oltre i 12 mesi	11.638	11.357
Di cui verso Enti Pubblici	-	-
Di cui verso il Gruppo	-	-

I crediti commerciali scaduti da più di 12 mesi ammontano a 11.638 migliaia di euro e si riferiscono per 6.649 migliaia di euro al credito verso la società correlata Ergon Energia, che non presenta rischio di incasso e per 4.989 migliaia di euro a crediti verso privati che risultano in gran parte svalutati.



Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità rappresenta il rischio che le risorse finanziarie disponibili all'azienda non siano sufficienti per far fronte alle obbligazioni finanziarie e commerciali nei termini e scadenze prestabiliti. A2A Trading utilizza il servizio di tesoreria accentrata (*cash pooling*) del Gruppo A2A, servizio attraverso il quale la controllante ottimizza il fonte-impieghi di Gruppo, gestendo centralmente i flussi di liquidità, corrisposti alle controllate sul conto corrente di corrispondenza. A tal proposito si segnala che il Gruppo A2A non incontra problematiche di *funding*, avendo linee sia con primari istituti di credito che emissioni quotate.

La tabella che segue analizza il *worst case* con riferimento alle passività finanziarie (compresi i debiti commerciali) nel quale tutti i flussi indicati sono flussi di cassa nominali futuri non scontati, determinati con riferimento alle residue scadenze contrattuali, sia per la quota in conto capitale sia per la quota in conto interessi.

Anno 2015	da 1 a 3 mesi	da 3 mesi a 1 anno	oltre 1 anno
<i>* valori espressi in migliaia di euro</i>			
Debiti verso fornitori	99.786	3.005	-
Debiti verso controllante	22.667		
Debiti verso correlate			
Totale debiti commerciali	122.453	3.005	-

Anno 2014	da 1 a 3 mesi	da 3 mesi a 1 anno	oltre 1 anno
<i>* valori espressi in migliaia di euro</i>			
Debiti verso fornitori	150.032	10.091	-
Debiti verso controllante	38.110		
Debiti verso correlate	3.879		
Totale debiti commerciali	192.021	10.091	-

Rischio evoluzione contesto normativo e regolatorio

Una potenziale fonte di rischio rilevante è la costante evoluzione del contesto normativo e regolatorio di riferimento, che ha effetti essenzialmente sul funzionamento del mercato, sui piani tariffari, sui livelli di qualità del servizio richiesti e sugli adempimenti tecnico-operativi. Al riguardo A2A Trading S.r.l., attraverso il contratto di servizio con A2A, monitora i cambiamenti che intervengono di volta in volta, operando comunque per minimizzarne l'impatto economico eventualmente derivante, facendo leva sull'esperienza e le conoscenze della funzione Affari Legali e della funzione Affari Regolatori e Mercato della controllante.

Analisi delle operazioni a termine e strumenti derivati

Nella rappresentazione di bilancio delle operazioni di copertura, ai fini dell'eventuale applicazione dell'*hedge accounting*, si procede alla verifica della rispondenza ai requisiti di *compliance* con il principio contabile internazionale IAS 39. In particolare:

- 1) Operazioni definibili di copertura ai sensi dello IAS 39: si dividono in operazioni a copertura di flussi finanziari (*cash flow hedge*) e operazioni a copertura del *fair value* di poste di bilancio (*fair value hedge*). Per le operazioni di *cash flow hedge* il risultato maturato è compreso nel Margine Operativo Lordo quando realizzato, mentre il valore prospettico è esposto a Patrimonio Netto.
- 2) Operazioni non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39, il cui risultato maturato ed il valore prospettico sono iscritti a bilancio nel Margine Operativo Lordo, si dividono fra:
 - a. Copertura del margine: tutte le operazioni di copertura dei flussi di cassa o del valore di mercato in linea con politiche di rischio aziendali;
 - b. Operazioni di *trading*: tutte le operazioni di *trading*.

L'utilizzo dei derivati finanziari, nel Gruppo A2A, è disciplinato da un insieme coordinato di procedure (Energy Risk Policy, Deal Life Cycle) che si ispirano alla *best practice* di settore, ed è finalizzato a limitare il rischio di esposizione di Gruppo all'andamento dei prezzi sui mercati delle *commodity* di riferimento, sulla base di una strategia di gestione dei flussi di cassa (*cash flow hedge*).

Gli strumenti finanziari derivati sono valutati a *fair value* rispetto alla curva *forward* di mercato della data di riferimento del Bilancio qualora il sottostante del derivato sia negoziato in mercati che presentano una struttura dei prezzi a termine. In assenza di una curva *forward* di mercato, la valutazione a *fair value* è determinata sulla base di stime interne utilizzando modelli che fanno riferimento alla *best practice* di settore.

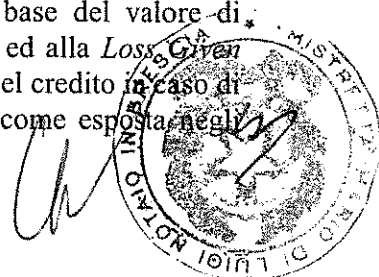
Nella valutazione del *fair value*, A2A Trading utilizza la cosiddetta forma di attualizzazione continua e come *discount factor* il tasso di interesse per attività prive di rischio, identificato nel tasso Eonia (Euro Overnight Index Average) e rappresentato nella sua struttura a termine dalla curva OIS (Overnight Index Swap). Il *fair value* relativo alle coperture di flussi di cassa (*cash flow hedge*) ai sensi dello IAS 39 è stato classificato in base al sottostante dei contratti derivati.

In ottemperanza a quanto disposto dal principio contabile internazionale IFRS 13, la determinazione del *fair value* di uno strumento finanziario OTC è effettuata prendendo in considerazione il rischio di inadempimento (*non performance risk*). Al fine di quantificare l'aggiustamento di *fair value* imputabile a tale rischio, A2A Trading ha sviluppato, coerentemente con le *best practices* di mercato, un modello proprietario denominato "Bilateral Credit Value Adjustment" (bCVA), che valorizza sia le variazioni del merito creditizio della controparte che le variazioni del proprio merito creditizio.

Il bCVA è composto da due addendi, calcolati considerando la probabilità di fallimento di entrambe le controparti, ovvero il *Credit Value Adjustment* (CVA) ed il *Debit Value Adjustment* (DVA):

- il CVA è un componente negativo e contempla la probabilità che la controparte sia inadempiente e contestualmente A2A Trading presenti un credito nei confronti della controparte.
- il DVA è un componente positivo e contempla la probabilità che A2A Trading sia inadempiente e contestualmente la controparte presenti un credito nei confronti di A2A Trading.

Il bCVA è calcolato quindi con riferimento all'esposizione, valutata sulla base del valore di mercato del derivato al momento del default, alla probabilità di default (PD) ed alla *Loss Given Default* (LGD). Quest'ultima, che rappresenta la percentuale non recuperabile del credito in caso di inadempienza, è valutata sulla base della Metodologia IRB *Foundation* così come esposta negli



accordi di Basilea 2, mentre la PD viene valutata sulla base del Rating delle controparti (*Internal Rating Based* ove non disponibile) e della probabilità di *default* storica ad esso associata e pubblicata annualmente da Standard & Poors.

L'applicazione della suddetta metodologia non ha comportato variazioni di rilievo nelle valutazioni del *fair value*.

- Derivati del Portafoglio Industriale definibili di Copertura

L'attività di copertura dal rischio prezzo attraverso l'utilizzo di strumenti finanziari derivati è finalizzata alla protezione dalla volatilità del prezzo dell'energia elettrica sul mercato di Borsa (IPEX), alla stabilizzazione dei margini di vendita dell'energia elettrica sul mercato all'ingrosso con particolare attenzione alle vendite ed agli acquisti a prezzo fisso ed alla stabilizzazione delle differenze di prezzo derivanti dalle diverse indicizzazioni del prezzo del gas e dell'energia elettrica. A tal fine, nel corso dell'esercizio, sono stati conclusi contratti di copertura sui contratti di acquisto e vendita di energia elettrica e contratti di copertura del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto di energia elettrica tra le zone del mercato IPEX (c.d. contratti CCC); sono stati inoltre conclusi contratti di copertura con primari istituti di credito sui contratti di acquisto di carbone e di gas con la finalità di proteggere il margine proveniente dalle vendite e contestualmente mantenere il profilo di rischio entro i limiti definiti sulla base di quanto stabilito dalla *Energy Risk Policy* di Gruppo.

A2A Trading, nell'ambito dell'ottimizzazione del portafoglio dei diritti di emissione di gas serra (vedi Direttiva 2003/87/CE), opera sulla borsa ICE ECX (*European Climate Exchange*), mediante l'utilizzo di contratti *Futures*. Queste operazioni si configurano contabilmente come operazioni di copertura nel caso di eccedenze/deficit di quote dimostrabili.

- Derivati del Portafoglio Industriale non definibili di Copertura

Sempre in un'ottica di ottimizzazione del portafoglio industriale, sono stati stipulati da A2A Trading contratti di copertura del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto di energia elettrica tra le zone del mercato IPEX (c.d. contratti CCC). Queste operazioni non si configurano contabilmente come operazioni di copertura in quanto non sussistono i requisiti richiesti dai principi contabili.

- Derivati del Portafoglio di Trading

A2A Trading ha stipulato, nell'ambito della sua attività di *Trading*, contratti *Future* sulle principali Borse europee dell'energia (Idex, EEX) e contratti *Forward* sul prezzo dell'energia elettrica con consegna in Italia e nei paesi limitrofi, quali Francia, Germania e Svizzera. A2A Trading ha stipulato inoltre, con gli operatori di Rete dei Paesi limitrofi, contratti di Interconnessione, che si configurano come acquisti di opzioni. Sono stati stipulati contratti *Futures* sul prezzo di Borsa dei certificati ambientali EUA (ECX ICE), che consentono sia la consegna dei diritti al prezzo contrattuale che il pagamento per cassa (*cash-settlement*) del differenziale tra prezzo di mercato e prezzo contrattuale. Sempre con riferimento all'attività di *Trading* sono stati stipulati contratti *Forward* sul prezzo di Borsa del gas (APX-Endex, CEGH).

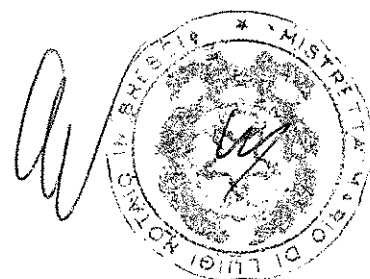
Gerarchia del *fair value*

L'IFRS 7 e l'IFRS 13 richiedono che la classificazione degli strumenti finanziari valutati al *fair value* sia effettuata sulla base della qualità delle fonti degli *input* utilizzati nella determinazione del *fair value* stesso.

In particolare l'IFRS 7 e l'IFRS 13 definiscono 3 livelli di *fair value*:

- livello 1: sono classificate in tale livello le attività/passività finanziarie il cui *fair value* è determinato sulla base di prezzi quotati (non modificati) su mercati attivi, sia Ufficiali che *Over the Counter* di attività o passività identiche;
- livello 2: sono classificate in tale livello le attività/passività finanziarie il cui *fair value* è determinato sulla base di *input* diversi da prezzi quotati di cui al livello 1, ma che per tali attività/passività, sono osservabili direttamente o indirettamente sul mercato;
- livello 3: sono classificate in tale livello le attività/passività finanziarie il cui *fair value* è determinato sulla base di dati di mercato non osservabili. Rientrano in questa categoria gli strumenti valutati sulla base di stime interne, effettuate con metodi proprietari sulla base delle *best practice* di settore.

Per la scomposizione delle attività e passività tra i diversi livelli di *fair value* si veda la tabella di seguito riportata "Strumenti in essere al 31 dicembre 2015".



Strumenti in essere al 31 dicembre 2015

Su commodity

Di seguito si riporta l'analisi dei contratti derivati su *commodity* non ancora scaduti alla data del presente bilancio, posti in essere al fine di gestire il rischio di oscillazione dei prezzi di mercato di *commodity*.

	Gerarchia Fair Value	Unità di misura del valore nozionale	Valore nozionale scadenza entro 1 anno	Valore nozionale scadenza entro 2 anni	Valore nozionale scadenza entro 5 anni	Valore di stato patrimoniale (*) (migliaia di euro)	Valore di stato patrimoniale (*) (migliaia di euro)	Effetto progressivo a Patrimonio Netto (Riserva CFHA) (**) (migliaia di euro)	Effetto progressivo a conto economico (***) (migliaia di euro)
Gestione del rischio prezzo di prodotti energetici						31/12/2015	31/12/2014		
A. a copertura di flussi di cassa (cash flow hedge) ai sensi IAS 39 di cui:						-5.523	-17.399	11.876	0
- Elettricità	1	TWh	4,1	0,5		-4.744	-16.686	11.942	0
- Elettricità	2	TWh	0,0			0	0	0	0
- Elettricità	3	TWh	2,2			-114	0	-114	0
- Petrolio	-	Bbl	0			0	0	0	0
- Carbone	-	Tonnellate	280.357			-807	-1.370	563	0
- Gas Naturale	-	Milioni di mc	23,0			-25	0	-25	0
- Cambio	-	Milioni di dollari	0			0	0	0	0
- Diritti di Emissione	1	Tonnellate	1.327.000			167	657	-490	0
B. definibili di copertura (fair-value hedge) ai sensi IAS 39						-	-		-
C. non definibili di copertura ai sensi IAS 39 di cui						501	965		-464
C.1 copertura del margine						3	0		3
- Elettricità	1	TWh				0	0		0
- Elettricità	2	TWh				0	0		0
- Elettricità	3	TWh	0,0			3	0		3
- Petrolio	-	Bbl				0	0		0
- Olio Combustibile	-	Tonnellate				0	0		0
- Gas Naturale	-	Mc				0	0		0
- Diritti di Emissione CO2	1	Tonnellate				0	0		0
- Diritti di Emissione CO2	2	Tonnellate				0	0		0
- Cambio	-	Milioni di dollari				0	0		0
C.2 operazioni di trading						498	965		-467
- Elettricità	1	TWh	32,8	4,7		-419	2.047		-2.466
- Elettricità	2	TWh				0	79		-79
- Elettricità	3	TWh	1,9	0,3		955	850		105
- Gas Naturale	1	TWh	8,0	0,6		169	-32		201
- Certificati Ambientali	2	MWh	0			0	2		-2
- Certificati Ambientali	2	Tep	0			0	26		-26
- Diritti di Emissione CO2	1	Tonnellate	1.022.000			-207	-2.007		1.800
TOTALE						-5.022	-16.434	11.876	-464

(*) Rappresenta il credito(+) o il debito(-) netto iscritto in stato patrimoniale a seguito della valutazione a fair value dei derivati

(**) Rappresenta l'adeguamento a fair value dei derivati iscritto progressivamente a riserva di CFHA. Il valore è al lordo dell'effetto imposte.

(***) Rappresenta l'adeguamento a fair value dei derivati iscritto progressivamente a conto economico dal momento della stipula del contratto fino alla data attuale

Analisi di sensitività per strumenti finanziari valutati al livello 3

Come richiesto dall'IFRS13, di seguito una tabella che evidenzia, per gli strumenti finanziari valutati al livello 3 della gerarchia, gli effetti derivanti dalla variazione dei parametri non osservabili utilizzati nella determinazione del *fair value*.

Strumento finanziario	Parametro	Variazione parametro	Sensitivity (migliaia di euro)
Derivati su Commodity	Probabilità di default (PD)	1%	0,3
Derivati su Commodity	Loss Given Default (LGD)	25%	0,0
Derivati su Commodity	Volatilità sottostante capacità interconnessione estero	1%	16,4
Derivati su Commodity	Correlazione sottostante capacità interconnessione estero	1%	-1,3
Derivati su Commodity	Sottostante capacità interconnessione zonale IDEX	1%	-18,2

Effetti patrimoniali ed economici dell'attività in derivati al 31 dicembre 2015

La tabella che segue evidenzia i saldi patrimoniali al 31 dicembre 2015 inerenti la gestione dei derivati.

Effetti patrimoniali

(migliaia di euro)

Note

ATTIVITA'		
ATTIVITA' CORRENTI		38.675
Altre attività correnti - Strumenti derivati	7	38.675
TOTALE ATTIVO		38.675
PASSIVITA'		
PASSIVITA' CORRENTI		43.697
Debiti commerciali e altre passività correnti - Strumenti derivati	15	43.697
TOTALE PASSIVO		43.697



(migliaia di euro)	Note	Realizzati nell'esercizio	Variazione Fair Value dell'esercizio	Valori iscritti a Conto Economico
RICAVI	20			
RICAVI DI VENDITA				
Gestione del rischio prezzo di prodotti energetici e gestione del rischio cambio su commodity				
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39		0	0	0
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39		13.672	-9.543	4.129
Totale ricavi di vendita		13.672	-9.543	4.129
COSTI OPERATIVI	21			
COSTI PER MATERIE PRIME E SERVIZI				
Gestione del rischio prezzo di prodotti energetici e gestione del rischio cambio su commodity				
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39		1.379	0	1.379
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39		-11.240	9.079	-2.161
Totale costi per materie prime e servizi		-9.861	9.079	-782
TOTALE ISCRITTO NEL MARGINE OPERATIVO LORDO (*)		3.811	-464	3.347

(*) Tali dati non recepiscono l'effetto della c.d. "net presentation" del margine di negoziazione dell'attività di trading

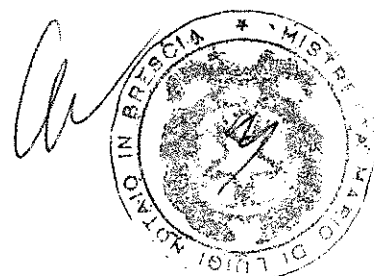
Classi di strumenti finanziari

A completamento delle analisi richieste dall'IFRS7, si riportano le tipologie di strumenti finanziari presenti nelle poste di bilancio, con l'indicazione dei criteri di valutazione applicati e, nel caso di strumenti finanziari valutati a *fair value*, dell'esposizione (conto economico o patrimonio netto). Nell'ultima colonna della tabella è riportato, ove applicabile, il *fair value* al 31 dicembre 2015 dello strumento finanziario.

Criteri applicati nella valutazione in bilancio degli strumenti finanziari							
Valori espressi in migliaia di euro	Note	Strumenti finanziari valutati a fair value con variazioni di quest'ultimo iscritte a:			Strumenti finanz. valutati al costo ammortizzato	Valore di bilancio al 31.12.15	Fair value al 31.12.15(*)
Tipologia di strumenti finanziari		Conto economico	Stato patrimoniale				
		(1)	(2)	(3)	(4)		
ATTIVITA'							
Altre attività non correnti	4				143	143	143
Crediti commerciali	6				509.961	509.961	509.961
Altre attività correnti (*)	7	38.505	170		40.205	78.880	78.880
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	9				27.740	27.740	27.740
PASSIVITA'							
Passività finanziarie							
Debiti commerciali	15				534.451	534.451	534.451
Altre passività correnti	15	38.004	5.693		27.082	70.779	70.779
Passività finanziarie correnti	16				53.862	53.862	53.862

(*) Per crediti e debiti non relativi a contratti derivati e finanziamenti non è stato calcolato il fair value in quanto il corrispondente valore di carico nella sostanza approssima lo stesso

- (1) Attività e passività finanziarie valutate a fair value con iscrizione delle variazioni di fair value a conto economico
 (2) Derivati di copertura (Cash Flow Hedge)
 (3) Attività finanziarie disponibili per la vendita valutate al fair value con utili/perdite iscritti a patrimonio netto
 (4) Loans & receivables e passività finanziarie valutate al costo ammortizzato



3) Aggiornamento delle principali vertenze giudiziarie e fiscali in corso

Inchiesta Centrale di Monfalcone

Nel novembre 2011, l'Autorità Giudiziaria di Trieste ha emesso, nelle Regioni Veneto, Friuli Venezia Giulia e Lombardia, provvedimenti restrittivi nei confronti di più persone, tra cui un dipendente della Centrale Termoelettrica di Monfalcone, per associazione a delinquere finalizzata alla truffa ai danni dello Stato, ai danni del privato e falso ideologico, nonché attività organizzata al traffico illecito di rifiuti.

Si tratta di un'inchiesta avviata con la denuncia, presentata nel marzo 2011 dai vertici del Gruppo A2A, nei confronti di personale A2A ed imprenditori terzi sospettati di essere i responsabili di una truffa perpetrata ai danni della società stessa, che - dietro cospicue somme di denaro - garantivano lo smaltimento di un traffico illecito di rifiuti speciali, la falsificazione dei formulari di identificazione dei rifiuti e dei certificati di analisi, in relazione alla fornitura di biomasse ed alla certificazione del loro potere calorifico. Nello specifico venivano registrati quantitativi di biomasse in ingresso superiori a quelli reali, oltre ad una maggiorazione del potere calorifico delle stesse.

A2A S.p.A., proprietaria del sito produttivo, ha disposto la sospensione cautelare del dipendente coinvolto nonché il blocco dei pagamenti delle fatture emesse dalle società fornitrici di biomasse che, a sua conoscenza, sono coinvolte nelle indagini.

In ogni caso si evidenzia il danno a carico esclusivo del Gruppo A2A ed in particolare della società A2A Trading S.r.l. per quanto riguarda le difformità qualitative e quantitative delle biomasse, in quanto quest'ultima, in qualità di *toller* e di responsabile del dispacciamento dell'impianto, ha un rischio possibile che a conclusione della fase istruttoria ne possa risultare impattata in termini di maggiori costi sostenuti per le biomasse non consegnate e di maggiori costi sostenuti per la (altrui) contraffazione del potere calorifico delle biomasse consegnate e non.

A ciò si aggiunga che l'utilizzo di maggior carbone in luogo di biomassa potrebbe avere come conseguenza un aggravio di oneri ambientali relativi al secondo semestre dell'esercizio 2009 e all'intero esercizio 2010, nonché una restituzione dei proventi o dei titoli ambientali contabilizzati in più rispetto a quelli reali (ci si riferisce ai Certificati Verdi). Infatti la società potrebbe aver presentato, con riferimento agli anni 2009 e 2010, delle dichiarazioni di generazione di titoli ambientali superiori a quelli in realtà prodotti, in quanto il conteggio avrebbe potuto essere affetto dall'errore di considerare un rapporto energia da biomassa su energia da fonte convenzionale superiore rispetto al reale.

In tal caso la società dovrebbe presentare delle rettifiche alle suddette dichiarazioni pregresse, nonché restituire i proventi o i titoli ambientali che potrebbero esserle stati riconosciuti in più.

Inoltre, A2A Trading S.r.l. ha presentato al GSE, secondo le procedure e le modalità in atto, richiesta di ottenimento di Certificati Verdi relativi all'anno 2011 il cui calcolo è stato effettuato sulla base delle reali quantità di biomasse consegnate in centrale e considerando, in accordo con la Procura, un possibile falso incremento dei poteri calorifici delle stesse del 20%. Nonostante il GSE abbia riconosciuto ad A2A Trading S.r.l. la correttezza dei calcoli effettuati per il 2011, ad oggi però i suddetti Certificati Verdi 2011 non sono stati ancora emessi.

Sono stati adottati alcuni provvedimenti nell'ambito di riti alternativi verso alcuni degli imputati, con riconoscimento di minimi indennizzi e rifusioni di spese in favore di A2A.

A2A Trading S.r.l. - Accertamenti IVA Certificati Verdi 2004 - 2010

L'Agenzia delle Entrate di Milano ha notificato ad A2A Trading S.r.l. in data 23 dicembre 2009 un avviso di accertamento IVA per l'anno 2004 contestando l'omessa fatturazione di operazioni imponibili con conseguente richiesta della maggiore imposta sul valore aggiunto, oltre sanzioni e interessi, per complessivi 3,3 milioni di euro.

In particolare, con l'accertamento in oggetto l'Agenzia delle Entrate ha sanzionato A2A Trading S.r.l. per aver omesso di fatturare nei confronti del *Tollee* (Edipower S.p.A.) presunte cessioni di Certificati Verdi.

Dopo gli opportuni approfondimenti, effettuati anche congiuntamente agli altri *Tollers*, si ritiene che le conclusioni dell'Agenzia delle Entrate non siano condivisibili. Infatti, nel regime del contratto di *Tolling*, i *Tollers* sono da un lato proprietari delle materie prime, compreso il combustibile, che forniscono al *Tollee* per la produzione di energia elettrica, dall'altro titolari "ab origine" dell'energia elettrica prodotta. La consegna dei Certificati Verdi al *Tollee* da parte dei *Tollers* non è quindi in alcun modo configurabile come trasferimento della proprietà degli stessi.

Nessuna violazione, pertanto, può essere imputata ad A2A Trading S.r.l. e, conseguentemente, non si è provveduto ad effettuare accantonamenti a fondo rischi.

Per le stesse ragioni, l'Agenzia delle Entrate di Milano ha notificato il 16 dicembre 2010 l'avviso di accertamento IVA per l'anno 2005 e il 31 ottobre 2011 l'avviso di accertamento IVA per l'anno 2006 con conseguente richiesta della maggiore imposta sul valore aggiunto, oltre sanzioni e interessi, rispettivamente per complessivi 5,2 milioni di euro e 11,2 milioni di euro. Come per il 2004, anche per il 2005 e per il 2006 nessuna violazione può essere imputata ad A2A Trading S.r.l. e, conseguentemente, non si è provveduto ad effettuare accantonamenti a fondo rischi.

A2A Trading S.r.l. ha presentato ricorso nelle opportune sedi avverso i suddetti avvisi di accertamento chiedendo il totale annullamento della pretesa impositiva.

Per le controversie relative a tutte le annualità contestate la Commissione Tributaria Provinciale di Milano ha accolto i ricorsi proposti dalla società.

Il 12 marzo 2013 l'Agenzia delle Entrate ha dichiarato, per il 2006, acquiescenza alla sentenza nella parte relativa al contenzioso sui Certificati Verdi e ha proposto appello per i restanti rilievi (283.454,16 euro). L'appello è stato respinto dalla Commissione Tributaria Regionale e l'Ufficio ha proposto ricorso avanti la Corte di Cassazione il 5 agosto 2014 a cui è seguito controricorso della società. Il 6 maggio 2013 l'Agenzia delle Entrate ha notificato la rinuncia all'appello e istanza di estinzione di giudizio per gli anni 2004 e 2005.

Si fa presente che a seguito della richiesta di documentazione relativa ai Certificati Verdi nell'ambito del medesimo contratto di *Tolling* per i periodi d'imposta dal 2007 al 2010, in data 28 ottobre 2011, la Guardia di Finanza – Nucleo di Milano – ha notificato il processo verbale di constatazione evidenziando le medesime violazioni di omessa fatturazione di operazioni imponibili per gli anni 2007, 2008 e 2010. Ad oggi non è stato notificato alcun avviso di accertamento.

4) Attività potenziali per certificati ambientali

La società non presenta al 31 dicembre 2015 alcuna attività potenziale.



ALLEGATI ALLE NOTE ILLUSTRATIVE

ALLEGATO 2

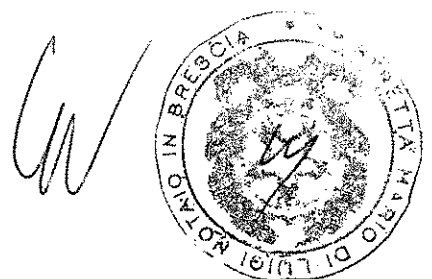
Principali dati patrimoniali ed economici dell'ultimo bilancio approvato della capogruppo A2A S.p.A.

(Valori all'euro)

SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA	AL 31/12/2014	AL 31/12/2013
ATTIVITA'		
ATTIVITA' NON CORRENTI	5.914.861.619	6.251.877.411
ATTIVITA' CORRENTI	1.459.575.541	1.399.898.454
ATTIVITA' NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA	-	-
TOTALE ATTIVO	7.374.437.160	7.651.775.865
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		
PATRIMONIO NETTO		
Capitale sociale	1.629.110.744	1.629.110.744
(Azioni proprie)	(60.891.196)	(60.891.196)
Riserve	748.270.204	874.376.650
Risultato d'esercizio	8.257.733	5.419.854
Totale Patrimonio netto	2.324.747.485	2.448.016.052
PASSIVITA'		
PASSIVITA' NON CORRENTI	4.191.854.967	4.111.258.316
PASSIVITA' CORRENTI	857.834.708	1.092.501.497
TOTALE PASSIVITA'	5.049.689.675	5.203.759.813
PASSIVITA' DIRETTAMENTE ASSOCIATE AD ATTIVITA' DESTINATE ALLA VENDITA	-	-
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	7.374.437.160	7.651.775.865
CONTO ECONOMICO	01/01/2014 31/12/2014	01/01/2013 31/12/2013
RICAVI DI VENDITA E PRESTAZIONI	553.616.259	414.558.491
ALTRI RICAVI OPERATIVI	24.539.144	14.644.794
TOTALE RICAVI	578.155.403	429.203.285
COSTI OPERATIVI	353.097.643	221.198.914
COSTI PER IL PERSONALE	131.530.088	122.223.138
MARGINE OPERATIVO LORDO	93.527.672	85.781.233
AMMORTAMENTI, ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI	207.946.812	224.897.807
RISULTATO OPERATIVO NETTO	(114.419.140)	(139.116.574)
RISULTATO DA TRANSAZIONI NON RICORRENTI	24.839.349	23.387.585
GESTIONE FINANZIARIA	70.858.732	58.140.582
RISULTATO AL LORDO DELLE IMPOSTE	(18.721.059)	(57.588.407)
ONERI PER IMPOSTE SUI REDDITI	(26.978.792)	(63.008.261)
RISULTATO DI ATTIVITA' OPERATIVE IN ESERCIZIO AL NETTO DELLE IMPOSTE	8.257.733	5.419.854
RISULTATO NETTO DA ATTIVITA' OPERATIVE CESSATE		
RISULTATO D'ESERCIZIO	8.257.733	5.419.854



RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE



RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE SUL BILANCIO

CHIUSO AL 31 DICEMBRE 2015

Ai signori soci della società A2A Trading Srl

L'attività del Collegio Sindacale nella attuale composizione, iniziata con la nomina avvenuta in data 28 aprile 2015, è stata ispirata alle disposizioni di legge e alle Norme di comportamento del Collegio sindacale raccomandate dai Consigli Nazionali dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri, oggi riuniti nell'unico Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili, così come modificati dall'O.I.C. (Organismo Italiano di Contabilità), in relazione alla riforma del diritto societario, nonché ai principi contabili emessi dall'O.I.C..

Il collegio sindacale ha esaminato il progetto di bilancio al 31 dicembre 2015 che il Consiglio di Amministrazione ha approvato in data 4 marzo 2016 e ha trasmesso al collegio sindacale stesso nei termini di legge.

Le principali risultanze contabili, raffrontate a quelle del bilancio precedente possono essere così riassunte:

Situazione Patrimoniale e Finanziaria

Voce	Esercizio 2015	Esercizio 2014
TOTALE ATTIVITA' NON CORRENTI	102.154.689	147.595.211
TOTALE ATTIVITA' CORRENTI	720.236.290	836.332.044
TOTALE ATTIVO	822.390.979	983.927.255

Voce	Esercizio 2015	Esercizio 2014
PATRIMONIO NETTO	86.701.283	(-109.546.878)
TOTALE PASSIVITA' NON CORRENTI	94.106.636	172.983.726
TOTALE PASSIVITA' CORRENTI	641.583.060	920.490.407
TOTALE PASSIVITA'	735.689.696	1.093.474.133

Conto Economico

Voce	Esercizio 2015	Esercizio 2014
TOTALE RICAVI	2.475.129.561	2.583.801.675
TOTALE COSTI OPERATIVI	2.325.105.214	2.729.277.891
COSTI PER IL PERSONALE	7.840.651	8.462.070
MARGINE OPERATIVO LORDO	142.183.696	(-153.938.286)
AMMORTAMENTI, ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI	1.011.223	901.612
RISULTATO OPERATIVO NETTO	141.172.473	(-154.839.898)
TOTALE GESTIONE FINANZIARIA	(-5.982.533)	(-11.047.742)
UTILE AL LORDO DELLE IMPOSTE	135.189.940	(-165.887.640)
ONERI PER IMPOSTE SUI REDDITI	46.462.803	(-47.378.529)
UTILE DI ATTIVITA' OPERATIVE IN ESERCIZIO AL NETTO DELLE IMPOSTE	88.727.137	(-118.509.111)
RISULTATO D'ESERCIZIO	88.727.137	(-118.509.111)

Sulle attività svolte nel corso dell'esercizio riferiamo quanto segue.

Abbiamo vigilato sull'osservanza della legge e dello statuto e sul principio di corretta amministrazione.

Abbiamo partecipato alle assemblee ordinarie e alle adunanze del Consiglio di Amministrazione, svoltesi nel rispetto delle norme statutarie, legislative e regolamentari che ne disciplinano il funzionamento e sulla base delle informazioni a noi rese disponibili possiamo ragionevolmente assicurare che le azioni deliberate sono conformi alla legge e allo statuto sociale e non sono manifestamente imprudenti, azzardate, in potenziale conflitto di interessi o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale.

Sulla base delle informazioni raccolte e disponibili non abbiamo rilevato violazioni della legge e dello statuto sociale, né operazioni manifestamente imprudenti, azzardate



o nelle quali sia emerso un interesse proprio di un qualche amministratore o comunque tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale.

Abbiamo acquisito conoscenza e vigilato sull'adeguatezza dell'assetto organizzativo della società, anche tramite la raccolta di opportune informazioni e, a tale riguardo, non abbiamo osservazioni particolari da riferire.

Abbiamo valutato e vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo e contabile, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante l'ottenimento di informazioni dai responsabili delle funzioni, dal soggetto incaricato del controllo contabile e l'esame dei documenti aziendali e, a tale riguardo, non abbiamo osservazioni particolari da riferire.

Nel corso dell'esercizio, nel rispetto delle previsioni di legge e statutarie, siamo stati periodicamente informati dagli Amministratori sull'andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione.

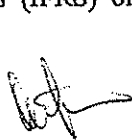
La struttura societaria è sempre stata disponibile alla collaborazione, fornendoci, con precisione e tempestività quanto, di volta in volta, avevamo a richiedere.

Non sono pervenute, nel corso dell'esercizio, né denunce ai sensi dell'art. 2408 c.c., né esposti.

OSSERVAZIONI E PROPOSTE SUL BILANCIO – (art. 2429, c. 2, c.c.)

Abbiamo esaminato il Bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2015, in merito al quale riferiamo quanto segue:

A) Il bilancio di esercizio della società A2A Trading s.r.l. è stato redatto in conformità con i Principi Contabili Internazionali (IAS/IFRS) promulgati dall'*International Accounting Standard Board* (IASB) e omologati dall'Unione Europea, includendo tra questi sia gli *International Accounting Standards* (IAS) che gli *International Financial Reporting Standards* (IFRS) oltre alle interpretazioni



dell'*International Financial Reporting Interpretation Committee* (IFRIC) nonché i provvedimenti emanati in attuazione dell'art.9 del D. Lgs. n. 38/2005.

B) Non essendo a noi demandato il controllo analitico sul contenuto del bilancio, abbiamo vigilato sull'impostazione generale data allo stesso, sulla sua generale conformità alla legge per quel che riguarda la sua formazione e struttura e, a tale riguardo, non abbiamo osservazioni particolari da riferire.

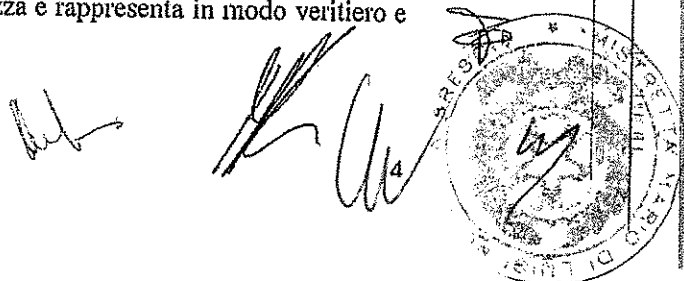
C) Il Consiglio di Amministrazione nella Relazione sulla gestione e nelle note di commento al bilancio ha fornito esaustiva illustrazione sulle operazioni, di natura ordinaria, di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale poste in essere con la società controllante e con le altre parti correlate, così come individuate dai principi contabili sopra richiamati ed a tale relazione e note rimandiamo per quanto di competenza.

D) Gli amministratori nella redazione del bilancio non hanno derogato alle norme di legge di cui all'art. 2423, comma 4, c.c.

E) Ai sensi dell'art. 2426 c.c., rispettivamente ai punti 5 e 6, rileviamo che non risultano esposte a bilancio le voci "spese di ricerca e sviluppo" e "avviamento", per le quali è richiesto il nostro consenso, segnaliamo solamente che la voce "avviamento" iscritta nel precedente bilancio, con il consenso del precedente collegio sindacale, e relativa all'acquisizione del ramo d'azienda di Edipower spa, non risulta più iscritta essendo stata svalutata integralmente nel corso del 2015.

F) Il Collegio sindacale ha tenuto riunioni con i responsabili della società di Revisione, nel corso dei quali non sono emersi fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente relazione.

G) La Società di revisione PriceWaterhouseCoopers S.p.A. ha rilasciato la relazione ai sensi dell'art. 14 del D.lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e dell'art. 165 del D.lgs. 24 febbraio 1998, n.58 per il bilancio di esercizio al 31.12.2015. Da tale relazione risulta che il bilancio di esercizio è conforme alle norme che ne disciplinano i criteri di redazione; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e



corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico della Società.

H) Il Collegio Sindacale non ha rilevato, né ha avuto indicazioni dal Consiglio di Amministrazione e dalla Società di revisione dell'esistenza di operazioni atipiche e/o inusuali con società del Gruppo, con terzi o con parti correlate.

I) Il Collegio sindacale ha preso visione e ottenuto informazioni sulle attività di carattere organizzativo e procedurale poste in essere ai sensi del D.lgs. 231/01 e sue successive modificazioni e/o integrazioni, sulla responsabilità amministrativa degli Enti per i reati previsti da tali normative. L'Organo di Vigilanza nelle sue relazioni semestrali non ha segnalato violazioni al modello, né irregolarità e/o rilievi.

L) Dall'attività di vigilanza e controllo non sono emersi fatti significativi suscettibili di segnalazione o menzione nella presente relazione.

Sulla base dell'attività di controllo svolta nel corso dell'esercizio il Collegio Sindacale non rileva motivi ostativi all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2015 ed alle proposte di delibera, anche in relazione alla destinazione dell'utile conseguito, così come formulate dal Consiglio di Amministrazione e che prevede la distribuzione di un dividendo complessivo pari a 85 milioni di euro.

Il Collegio Sindacale

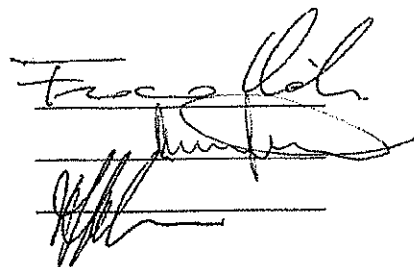
La presente relazione viene approvata ad unanimità dai componenti del Collegio Sindacale e viene sottoscritta dal Presidente del Collegio previa autorizzazione degli altri sindaci.

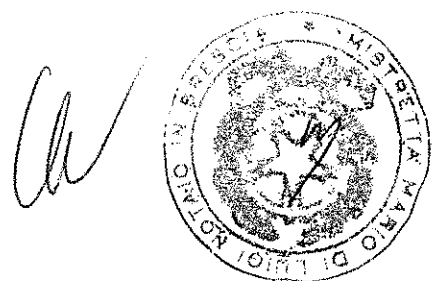
Roma, 24 marzo 2016

Dott. Francesco Orioli (Presidente)

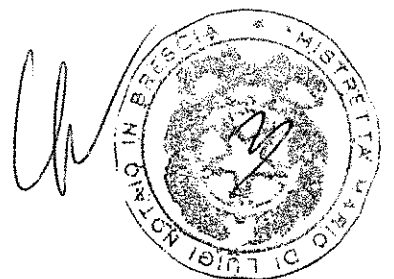
Dott. Antonio Fezzi

Dott. Mauro Segalini





RELAZIONE DELLA SOCIETA' DI REVISIONE



**RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE INDIPENDENTE AI SENSI
DELL'ARTICOLO 14 DEL DLGS 27 GENNAIO 2010, N°39 E DELL'ARTICOLO 165 DEL
DLGS 24 FEBBRAIO 1998, N°58**

All'Azionista della
A2A Trading Srl

Relazione sul bilancio d'esercizio

Abbiamo svolto la revisione contabile dell'allegato bilancio d'esercizio della A2A Trading Srl, costituito dalla situazione patrimoniale-finanziaria al 31 dicembre 2015, dal conto economico, dal conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data, da una sintesi dei principi contabili significativi e dalle altre note esplicative.

Responsabilità degli amministratori per il bilancio d'esercizio

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio d'esercizio che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea.

Responsabilità della società di revisione

E' nostra la responsabilità di esprimere un giudizio sul bilancio d'esercizio sulla base della revisione contabile. Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai Principi di revisione internazionali (ISA Italia) elaborati ai sensi dell'art. 11, comma 3, del DLgs 39/10. Tali principi richiedono il rispetto di principi etici, nonché la pianificazione e lo svolgimento della revisione contabile al fine di acquisire una ragionevole sicurezza che il bilancio d'esercizio non contenga errori significativi.

La revisione contabile comporta lo svolgimento di procedure volte ad acquisire elementi probativi a supporto degli importi e delle informazioni contenuti nel bilancio d'esercizio. Le procedure scelte dipendono dal giudizio professionale del revisore, inclusa la valutazione dei rischi di errori significativi nel bilancio d'esercizio dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali. Nell'effettuare tali valutazioni del rischio, il revisore considera il controllo interno relativo alla redazione del bilancio d'esercizio dell'impresa che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta al fine di definire procedure di revisione appropriate alle circostanze, e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno dell'impresa. La revisione contabile comprende altresì la valutazione dell'appropriatezza dei principi contabili adottati, della ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, nonché la valutazione della presentazione del bilancio d'esercizio nel suo complesso.

Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. Euro 6.890.000,00 i.v., C.F. e P.IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: Ancona 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 0712132311 - Bari 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 0805640211 - Bologna 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 0516186211 - Brescia 25123 Via Borgo Pietro Wuhler 23 Tel. 0303697501 - Catania 95129 Corso Italia 302 Tel. 0957532311 - Firenze 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 0552482811 - Genova 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 01029041 - Napoli 80121 Via dei Mille 16 Tel. 08136181 - Padova 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049873481 - Palermo 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 - Parma 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521275911 - Pescara 66127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 0854545711 - Roma 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - Torino 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011556771 - Trento 38122 Via Grazioli 73 Tel. 0461237004 - Treviso 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 - Trieste 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - Udine 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 - Verona 37135 Via Francia 21/C Tel. 0458263001

Giudizio

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della A2A Trading Srl al 31 dicembre 2015 e del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data, in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea.

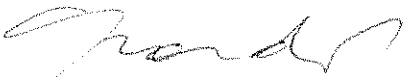
Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio d'esercizio

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere, come richiesto dalle norme di legge, un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione, la cui responsabilità compete agli amministratori della A2A Trading Srl, con il bilancio d'esercizio della A2A Trading Srl al 31 dicembre 2015. A nostro giudizio la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio d'esercizio della A2A Trading Srl al 31 dicembre 2015.

Milano, 25 marzo 2016

PricewaterhouseCoopers SpA



Giulio Grandi
(Revisore legale)



***Relazione e Bilancio d'esercizio
al 31 dicembre 2015***

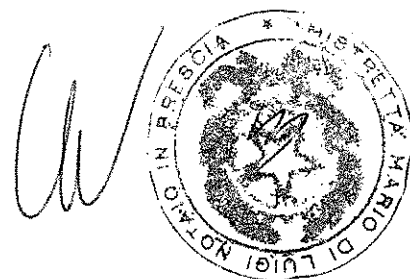
Sede Legale: Corso di Porta Vittoria 4 - 20122 Milano
Capitale sociale: euro 1.139.311.954 interamente versato
Registro Imprese di Milano e Codice Fiscale n. 13442230150
Partita IVA n. 13442230150
R.E.A. Milano n. 1651649
Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento di A2A S.p.A.



Indice

1. Organi Sociali	pag. 3
2. Grandezze significative dell'attività gestionale	pag. 4
3. La Società	pag. 5
4. Relazione sulla gestione	pag. 6
4.1. Quadro macroeconomico	pag. 13
4.1.1. Le prospettive	pag. 13
4.2. Mercato elettrico	pag. 15
4.3. Quadro normativo e regolamentare	pag. 16
4.4. La gestione della centrale di San Filippo Del Mela come Impianto essenziale	pag. 18
4.5. L'anno 2015	pag. 20
4.5.1. Produzione e vendita di energia elettrica	pag. 20
4.5.2. Esercizio e manutenzione	pag. 22
4.5.2.1. Impianti termoelettrici	pag. 22
4.5.2.2. Impianti idroelettrici	pag. 26
4.5.2.3. Unità servizi specialistici	pag. 28
4.5.3. Risorse umane	pag. 30
4.5.3.1. Sicurezza	pag. 30
4.5.3.2. Formazione e Sviluppo	pag. 33
4.5.3.3. Organizzazione	pag. 33
4.5.3.4. Relazioni industriali	pag. 34
4.5.4. Sistemi Informativi	pag. 34
4.5.5. Relazioni esterne e comunicazione	pag. 34
4.5.6. Ambiente	pag. 34
4.5.7. Investimenti, ricerca e sviluppo	pag. 36
4.5.7.1. Investimenti e progetti	pag. 36
4.5.7.2. Innovazione tecnologica	pag. 38
4.5.7.3. Attività di ricerca e sviluppo	pag. 38
4.6. Analisi della situazione economico, patrimoniale e finanziaria	pag. 39
4.7. Rischi e incertezze	pag. 44
4.7.1. Rischi finanziari	pag. 45
4.7.1.1. Rischio prezzo e cambio connesso all'attività in <i>commodity</i>	pag. 45
4.7.1.2. Rischio di tasso d'interesse	pag. 45
4.7.1.3. Rischio di credito	pag. 45
4.7.1.4. Rischio di liquidità	pag. 45
4.7.2. Rischi di contesto	pag. 45
4.7.2.1. Rischi connessi al quadro normativo e regolatorio	pag. 45
4.7.3. Rischi operativi	pag. 46
4.7.3.1. Rischi di interruzioni di business	pag. 46
4.7.3.2. Rischi connessi alla materia ambientale	pag. 47
4.7.3.3. Rischi <i>information technology</i>	pag. 47
4.7.3.4. Rischi <i>human resources</i>	pag. 47
4.7.4. Fondi rischi e oneri	pag. 47

4.8. Operazioni con parti correlate	pag. 47
5. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio 2015	pag. 48
6. Evoluzione prevedibile della gestione	pag. 48
7. Struttura di governo societario	pag. 48
7.1. Assemblea dei Soci	pag. 48
7.2. Consiglio di Amministrazione	pag. 48
7.3. Collegio Sindacale	pag. 48
7.4. Organismo di Vigilanza (ex Decreto Legislativo 231/01)	pag. 48
7.5. La Società di Revisione	pag. 49
8. Proposte del Consiglio di Amministrazione	pag. 49



Consiglio di Amministrazione

Presidente e Amministratore Delegato
Massimiliano Masi

Amministratori
Francesco Becchelli
Rita Daniela Giupponi

Collegio sindacale

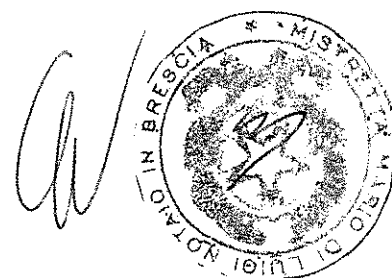
Presidente
Achille Frattini

Sindaci effettivi
Renato Colavolpe
Marco Orazi

Sindaci supplenti
Francesca Meneghel
Enrico Calabretta

GRANDEZZE SIGNIFICATIVE DELL'ATTIVITA' GESTIONALE

(in migliaia di euro)	2015	2014
Ricavi di vendita e prestazioni	399.480	443.144
Altri ricavi operativi	119.791	166.008
Totale ricavi	519.271	609.152
Costi operativi	(297.197)	(346.843)
Costi per il personale	(47.845)	(62.145)
Margine Operativo lordo	174.229	200.164
Ammortamenti e svalutazioni	(271.791)	(176.575)
Accantonamenti	(3.852)	1.064
Risultato operativo netto	(101.414)	24.653
Risultato da transazioni non ricorrenti		990
Oneri/proventi netti da gestione finanziaria	(8.989)	(24.444)
Altri costi non operativi	-	-
Risultato al lordo delle imposte	(110.403)	1.119
Imposte di competenza	9.169	(56.968)
Risultato netto d'esercizio	(101.234)	(55.769)
Capitale investito netto	1.175.386	1.404.100
Patrimonio netto	955.951	1.053.369
Posizione finanziaria netta	219.435	350.731
Dipendenti (numero medio)	637	714



3. La Società

Edipower S.p.A. dispone di una struttura produttiva costituita da centrali di produzione termoelettriche ed idroelettriche raggruppate in 7 unità produttive situate sull'intero territorio nazionale.

La potenza nominale (lorda) degli impianti di proprietà Edipower al 31 dicembre 2015 è la seguente:

Unità produttive	Potenza nominale (MW)	Tipo combustibile	Regione
Centrale Chivasso	1.179	ciclo combinato a gas	Piemonte
Chivasso 1			
Chivasso 2			
Centrale Piacenza	855	ciclo combinato a gas	Emilia Romagna
Centrale Sermide	1.154	ciclo combinato a gas	Lombardia
Sermide 3			
Sermide 4			
Centrale Brindisi Nord	640	carbone	Puglia
Brindisi 3			
Brindisi 4			
Centrale San Filippo del Mela	960	unità tradizionali a olio	Sicilia
San Filippo 1			
San Filippo 2			
San Filippo 5			
San Filippo 6			
Totale termoelettrico	4.708		
Nucleo di Mese	382		Lombardia
Nucleo di Udine	317		Friuli Venezia Giulia
Totale idroelettrico	699		
Totale Edipower	5.487		

I gruppi 3 e 4 della centrale di San Filippo del Mela sono in corso di demolizione e quindi esclusi dalla precedente tabella

Impianti fotovoltaici:

Impianti fotovoltaici	KW		
Centrale di Brindisi	717	tetto	Puglia
Centrale di Chivasso	870	campo a terra	Piemonte
Centrale di San Filippo del Mela	865	campo a terra e tetto	Sicilia
Centrale di Sermide	998	campo a terra	Lombardia
Totale fotovoltaico	3.450		

I gruppi di produzione termoelettrici sono costituiti da unità tradizionali, alimentate con un mix di combustibili variabile in funzione del rispetto dei limiti autorizzativi alle emissioni e di legge (Brindisi e San Filippo del Mela) e da cicli combinati a gas (centrali di Sermide, Chivasso e Piacenza).

Le centrali idroelettriche sono 38. Il parco centrali comprende le tipologie "ad acqua fluente", "a bacino" ed "a serbatoio". In generale la capacità di programmazione della produzione è agevolata dal fatto che Edipower S.p.A. possiede tutte le centrali ubicate sulle varie aste all'interno delle quali sono ricomprese le centrali stesse, con la sola eccezione della centrale di Chiavenna dove invece le centrali di monte sul fiume Mera sono di proprietà della svizzera EWZ.

Edipower mette a disposizione del solo Toller A2A Trading S.r.l. la propria capacità di generazione attraverso il *Tolling Agreement* per gli impianti di produzione termoelettrica e il *Power Purchase Agreement* per gli impianti di generazione idroelettrica.

La Società inoltre vende direttamente l'energia elettrica prodotta dagli impianti di cui alla delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (nel seguito "AEEGSI") n. 280/07 (cosiddetti mini-idro) e quella prodotta dagli impianti fotovoltaici.

A valle dell'assunzione del ruolo di utente del dispacciamento da parte di A2A Trading S.r.l. anche per gli impianti termoelettrici a ciclo combinato compresi nel *Tolling*, analogamente a quanto già avviene da 1° giugno 2012 per le unità di produzione comprese nel *Power Purchase Agreement*, Edipower rimane utente del dispacciamento per i soli impianti della centrale di San Filippo del Mela e di Brindisi.

4. Relazione sulla Gestione

Signori Azionisti,

il bilancio al 31 dicembre 2015 che presentiamo alla Vostra approvazione è stato redatto in conformità agli "International Financial Reporting Standards" ("IFRS") emessi dall'*International Accounting Standards Board*, in base al testo pubblicato nella Gazzetta Ufficiale delle Comunità Europee (G.U.C.E.).

Il bilancio al 31 dicembre 2015 è costituito dalla Situazione patrimoniale - finanziaria, dal Conto economico, dal Conto economico complessivo, dal Rendiconto finanziario, dal Prospetto di analisi dei movimenti del patrimonio netto e dalle Note esplicative.

In data 28 dicembre 2015 è stato stipulato l'atto di scissione parziale non proporzionale di Edipower S.p.A..

Per effetto di tale operazione viene assegnato a Cellina Energy S.r.l., società interamente partecipata da SEL - Società Elettrica Altoatesina - S.p.A., il compendio costituito dagli impianti idroelettrici di titolarità di Edipower S.p.A. costituenti il cd. "Nucleo di Udine", fatta eccezione per gli impianti idroelettrici di Ampezzo e Somplago, insieme ai rapporti giuridici attivi e passivi ad essi funzionali, unitamente ad un esborso di cassa per complessivi 38,5 milioni di euro. SEL S.p.A., già titolare dell' 8,54%, di Edipower S.p.A. ha acquisito le quote partecipative detenute dai Soci Finanziari Banca Popolare di Milano S.c.a.r.l., Fondazione Cassa di Risparmio di Torino e Mediobanca - Banca di Credito Finanziario S.p.A., pari all'11,96% del capitale sociale di Edipower S.p.A., incrementando la propria quota partecipativa al 20,50%.

La scissione avrà efficacia con decorrenza dal 1° gennaio 2016; è previsto un meccanismo di aggiustamento in relazione alla situazione patrimoniale del compendio scisso al 31 dicembre 2015. A valle di tale operazione, il capitale sociale di Edipower S.p.A. sarà interamente detenuto da A2A S.p.A..

Il progetto di scissione parziale non proporzionale di Edipower S.p.A., che rientra nell'ambito degli accordi sottoscritti in occasione dell'operazione di acquisizione di Edipower S.p.A. avvenuta il 24 maggio 2012, era stato approvato in data 26 ottobre 2015 dalle assemblee straordinarie di Edipower S.p.A. e di Cellina Energy S.r.l..

A seguito del perfezionamento dell'operazione sopradescritta la composizione azionaria di Edipower S.p.A. al 31 dicembre 2015 è di seguito riportata:

Socio	N. azioni	Categoria	% possesso sul capitale emesso
A2A S.p.A.	905.710.851	A	79,50
Società Elettrica Altoatesina "SEL" S.p.A.	233.601.103	D	20,50

Il capitale sociale è rappresentato da 1.139.311.954 azioni ordinarie di nominali 1 euro ciascuna. La Società non possiede azioni delle società di cui sopra né in proprio né per tramite di società fiduciaria o per interposta persona.

Tale operazione determinerà per Edipower un recupero in termini di competitività e per l'intero Gruppo A2A una significativa semplificazione gestionale.

Anche nell'anno 2015 le relazioni sindacali, a livello aziendale, si sono indirizzate ad individuare soluzioni operative finalizzate a mitigare i costi di esercizio degli impianti che, con particolare riferimento a quelli termoelettrici, continuano a scontare una situazione di particolare criticità. Si evidenziano a tale proposito gli Accordi sindacali sottoscritti per gli impianti di Mese e per la centrale di Chivasso.

Merita altresì specifica evidenziazione l'Accordo sindacale sottoscritto in data 13 ottobre 2015 che, nell'ambito di una pluralità di iniziative attivate nel Gruppo A2A per contrastare la situazione generale di crisi del settore termoelettrico e



particolare della centrale di Brindisi il cui progetto di riconversione non è stato accolto favorevolmente dalle Autorità locali deputate alla sua approvazione, ha previsto, specificatamente per quanto attiene Edipower, l'attivazione di una procedura di mobilità con accompagnamento alla pensione a valere per la centrale di Brindisi e per gli impianti idroelettrici di Mese e dell'area Friuli Venezia Giulia per un totale di 44 risorse che cesseranno tra gli ultimi mesi dell'anno 2015 e la fine del 2016. Ciò consentirà di gestire in modo non traumatico la fuoriuscita per pensionamento di parte del personale della centrale di Brindisi non più operativa, creando altresì le condizioni per un reimpiego ed una riqualificazione dei restanti lavoratori della centrale nell'ambito dell'area idroelettrica del Gruppo, meno impattata dalla crisi del settore.

Il prolungarsi della crisi economica è stato compensato da un'eccezionalità legata alle elevate temperature del periodo estivo che hanno determinato un aumento della produzione dei cicli combinati, supportate anche da una contrazione rispetto all'anno 2014 delle produzioni a livello nazionale delle fonti rinnovabili. Anche per la centrale di San Filippo del Mela si riscontra un notevole incremento della produzione. La produzione dei nuclei idroelettrici risulta inferiore rispetto a quella eccezionale registrata nell'anno 2014, e leggermente inferiore alla media storica decennale.

Per quanto attiene lo scenario del mercato elettrico nazionale, il fabbisogno netto di energia elettrica in Italia nell'anno 2015 è stato pari a 315.234 GWh (fonte: Terna), in aumento dell'1,5% rispetto al 2014 (310.535 GWh). In termini decalendarizzati la variazione risulta pari a +1,3%.

La produzione netta di energia elettrica si attesta nel 2015 a 270.703 GWh, in aumento dello 0,6% rispetto all'anno 2014. La normalizzazione dell'idraulicità ha determinato una forte contrazione della produzione da fonte idroelettrica, che si attesta a 44.751 GWh, registrando una diminuzione del 24,9% rispetto al 2014. Di tale diminuzione ha beneficiato la produzione di energia termoelettrica, che risulta in aumento dell'8,3% rispetto al 2014 attestandosi a 180.871 GWh. In aumento anche le produzioni da fonte fotovoltaica e geotermoelettrica, rispettivamente del +13,0% e +4,5. Sul fronte dei prezzi il PUN (Prezzo Unico Nazionale) Base Load, nell'anno 2015, registra un lieve aumento (+0,5%) rispetto all'anno precedente attestandosi a 52,3 €/MWh contro i 52,1 €/MWh del 2014. Il rapporto prezzo picco/baseload resta allineato ai livelli del 2014 con un differenziale 2015 di circa 6,4 €/MWh.

Nel contesto generale di perdurante crisi del settore termoelettico e in conformità ai principi contabili di riferimento la Società ha analizzato le prospettive del proprio parco industriale al fine di determinare la presenza di indicatori tali da far supporre l'esistenza di perdite di valore.

Per la centrale di San Filippo del Mela l'entrata in servizio del cavo Sorgente-Rizziconi prevista dalla fine dell'esercizio 2016 sarà sufficiente a garantire l'equilibrio del sistema energetico dell'isola, anche tenuto conto del livello basso della domanda di energia elettrica prevista nella regione Sicilia per gli anni futuri e del modesto merito economico degli impianti di San Filippo del Mela che sono alimentati a olio combustibile. Tutto ciò causa quindi una perdita di opportunità derivante dall'operatività sul mercato MSD (mercato della riserva), con conseguente perdita della marginalità dell'impianto stesso. Tale evento è identificabile come *impairment indicator* specifico dell'impianto, cosa che ha comportato la necessità di effettuare un *impairment test* specifico sulla CGU San Filippo del Mela. Inoltre, la prevista fuoriuscita degli impianti del Cellina a seguito della scissione non proporzionale si configura come *impairment indicator* con la conseguente necessità di effettuare l'*impairment test* sulla CGU CCGT/Idro.

A supporto delle valutazioni effettuate è stato affidato un incarico ad una società indipendente che ha, tra l'altro, analizzato le componenti e le ipotesi rilevanti delle proiezioni economico-finanziarie redatte dal *management* della Società, effettuato le comparazioni e le verifiche circa la correttezza delle fonti e delle ipotesi utilizzate, elaborato le ipotesi circa il tasso di crescita oltre l'orizzonte di piano per la determinazione dei flussi normalizzati fino a fine vita utile degli impianti.

La determinazione del valore recuperabile è stata effettuata con il metodo DCF, la cui applicazione è stata condotta coerentemente a quanto prescritto dagli IAS/IFRS.

A seguito delle considerazioni sopra esposte l'esperto ha svolto due *impairment test* separati, con riferimento da una parte alla CGU San Filippo del Mela e dall'altra sulla CGU CCGT/Idro. È stato quindi determinato il valore recuperabile in regime *merchant* per la CGU CCGT/Idro e per la CGU San Filippo del Mela.

Il valore recuperabile, è stato stimato con il cosiddetto metodo finanziario, i tassi di attualizzazione sono stati stimati mediante la determinazione del costo medio ponderato del capitale.

Sulla base del confronto dei valori recuperabili con i rispettivi valori contabili, l'analisi svolta dal perito evidenzia una *impairment loss* per circa 90 milioni di euro della CGU CCGT/Idro e per 62 milioni di euro della CGU San Filippo del Mela. Si sottolinea che ai fini dell'allocazione dell'*impairment loss* complessiva della CGU CCGT/Idro si è ritenuto di non imputare alcuna perdita di valore agli impianti idroelettrici. Ciò in ragione sia della redditività che contraddistingue tali impianti sia del criterio di valorizzazione al termine della concessione di tali asset che consentirebbe, in caso di perdita delle gare, di ottenere dei rimborsi dal concessionario entrante.

Per i CCGT sulla base di specifici parametri è stato possibile individuare in via induttiva il value in use, ragionevolmente attribuibile ai singoli impianti e tramite il confronto con i relativi valori di carico identificare la svalutazione ad essi eventualmente attribuibile.

I parametri utilizzati sono riferiti, con eguale ponderazione, all'indice di obsolescenza tecnica, all'indice di efficienza dei costi e all'indice di flessibilità tecnica. Dall'applicazione di tale metodologia è emerso che l'intera *impairment loss* di 90 milioni di euro della CGU CCGT/Idro è attribuibile alla centrale di Chivasso.

Nel corso del 2015 la produzione di Edipower è stata pari a 6,3 TWh contro i 5,4 TWh dell'esercizio 2014 ed è stata ottenuta per il 72,7% con impianti termoelettrici e per il restante 27,3% con impianti idroelettrici. Il dato ha risentito delle favorevoli condizioni meteo verificatesi nei mesi estivi, in particolare nel mese di luglio, ed è stato anche influenzato dalla decisione assunta dalla società circa il rientro nella disponibilità del mercato elettrico, a partire dal mese di ottobre, del modulo 1 da 800 MW della centrale di Chivasso.

La disponibilità statistica (avarie+manutenzioni occasionali+ code di manutenzione) delle unità di produzione è risultata inferiore a quella del 2014 (99,05% vs 99,91%). Ciò è dovuto essenzialmente al fuori servizio dell'impianto di Barcis: per allagamento del gruppo 2 dal 4 agosto al 12 dicembre (0,56%), e per coda di manutenzione sul gruppo 1 dal 19 settembre fino alla fine anno (0,26%).

L'esercizio richiesto ai gruppi di produzione termoelettrici, come nel 2014, è stato molto frammentato con numerosi avviamenti/spengimenti e con potenza media di funzionamento decisamente inferiore al valore nominale. L'esercizio degli impianti termoelettrici è stato caratterizzato da una intermittenza finalizzata allo sfruttamento ottimale di tutte le opportunità di dispacciamento. Nonostante la gravosità del servizio il valore complessivo di indisponibilità degli impianti termo è rimasto contenuto passando dal 2,80% del 2014 a 3,12% del 2015.

Il consumo specifico totale dell'esercizio 2015 risulta migliorato rispetto all'esercizio precedente. Le variazioni sono ascrivibili a due fattori concomitanti: da un lato un leggero miglioramento del fattore di carico (rapporto tra potenza media di funzionamento effettivo della centrale e la sua potenza nominale), dall'altro uno spostamento del mix di produzione verso i cicli combinati, alimentati a gas.

Per quanto riguarda l'idro, i risultati dell'anno 2015 risultano caratterizzati da una scarsa disponibilità di apporti (producibilità) pari a 1948 GWh a fronte di 3175 GWh nel 2014, 2388 GWh nel 2013, e 2190 GWh media del decennio 2005/2014; dunque la producibilità del 2015 è stata inferiore del 39% rispetto a quella del 2014 e del 11 % alla media storica decennale. La produzione lorda realizzata nel 2015 (1774 GWh) risulta inferiore sia a quella del 2014 (2937 GWh) sia alla media decennale (2096 GWh), del 40% e del 15% rispettivamente. Si rileva a fine anno un accumulo residuo di energia nei serbatoi pari a 128 GWh inferiore a quello di fine 2014 (139 GWh), ma superiore alla media decennale (113 GWh).

La disponibilità statistica (avarie+manutenzioni occasionali+ code di manutenzione) delle unità di produzione è risultata inferiore a quella del 2014 (99,05% vs 99,91%). Ciò è dovuto essenzialmente al fuori servizio dell'impianto di Barcis: per allagamento del gruppo 2 dal 4 agosto al 12 dicembre (0,56%), e per coda di manutenzione sul gruppo 1 dal 19 settembre fino alla fine anno (0,26%).

Terna S.p.A. ha confermato anche per il 2015 l'inclusione del gruppo San Filippo del Mela 150 kV (unità di produzione 1) e 220 kV (unità di produzione 2, 5 e 6) tra le unità essenziali al funzionamento del mercato elettrico.

Con Deliberazione 663/2015/R/eel l'Autorità ha infine riconosciuto l'essenzialità del gruppo San Filippo del Mela 150 kV anche per tutto il 2016, e del gruppo San Filippo del Mela 220 kV fino all'entrata in esercizio del potenziamento del cavo c.d. Sorgente-Rizziconi prevista entro il 30.06.2016.



Il margine operativo ammonta a 174,2 milioni di euro in riduzione di 25,9 milioni di euro rispetto all'esercizio 2014. Si evidenzia che il meccanismo contrattuale dei contratti di *Tolling* e *PPA* che prevede conguagli nei confronti del *Toller* sia relativamente ai costi operativi che agli oneri finanziari, rende non significativo il confronto a livello di margine operativo lordo.

I ricavi da vendite e prestazioni sono risultati pari a 399,5 milioni di euro in diminuzione rispetto ai 443,1 milioni di euro dell'esercizio 2014. La diminuzione di euro 43,6 milioni è in larga parte attribuibile alla riduzione dei ricavi di *Tolling* e *PPA* per effetto di maggiori conguagli a favore del *Toller* nell'esercizio 2015 in ragione della marcata riduzione dei costi e degli oneri finanziari rispetto all'esercizio 2014 e alla minor idraulicità degli impianti idroelettrici.

Contribuiscono alla riduzione dei ricavi delle vendite e prestazioni la diminuzione dei ricavi conseguiti sul mercato dalla centrale di San Filippo del Mela in ragione dei minor ricavi unitari.

I costi operativi registrati nell'esercizio 2015 ammontano a 297,2 milioni di euro, rispetto ai 346,8 milioni di euro dell'esercizio 2014. La diminuzione di 49,6 milioni è attribuibile principalmente a minori costi per la centrale di San Filippo del Mela (per circa 21,4 milioni di euro) in ragione dei minori oneri per combustibili derivanti da minori costi unitari e minori costi per acquisti di energia. Si registrano inoltre nella voce in esame minori oneri per manutenzioni e servizi diversi (circa 13,6 milioni) e minori oneri diversi di gestione per circa 10,8 milioni.

Il proseguimento anche nel 2015 delle politiche di razionalizzazione degli organici ha consentito la riduzione dei costi per il personale di 14,3 milioni di euro da 62,1 milioni di euro del 2014 a 47,8 milioni di euro registrati nel 2015, pur in presenza nel 2015 di oneri per mobilità ed esodo per 1,3 milioni di euro rispetto a 10,4 milioni di euro dell'esercizio 2014. Tale decremento, si accompagna al decremento del costo del lavoro pro-capite, risultato dalla minore consistenza media che passa da 714 risorse nel 2014 a 637 nel 2015.

Gli ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni sono stati pari a 275,6 milioni di euro in aumento di 100,1 milioni di euro rispetto ai 175,5 milioni di euro consuntivati nel 2014. La variazione è da attribuirsi principalmente alle maggiori svalutazioni, per 104 milioni di euro, derivanti dall'esito degli *Impairment Test* effettuati al 31 dicembre 2015 riferite alla centrale di Chivasso e alla centrale di San Filippo del Mela. Un'ulteriore svalutazione, (per 9 milioni di euro) ha riguardato principalmente la svalutazione dell'asset riferito alla centrale di Brindisi incrementatosi nell'esercizio a fronte dell'iscrizione di un fondo *decommissioning* per la messa in sicurezza dell'impianto stesso che tuttavia era già stato svalutato completamente nei precedenti esercizi. All'aumento delle svalutazioni si contrappongono minori ammortamenti per effetto della rideterminazione della vita utile degli impianti CCGT a far data dal 1° luglio 2014. Si evidenzia inoltre maggiori accantonamenti rischi, al netto dei riversamenti dei fondi, principalmente riferiti ad IMU e canoni per l'uso d'acqua pubblica.

Il risultato operativo netto è negativo e ammonta a 101,4 milioni di euro rispetto al risultato positivo di 24,6 milioni di euro consuntivato nel 2014.

Nel corso del 2015 non sono state effettuate transazioni non ricorrenti, mentre nel 2014 risultava realizzata la plusvalenza di circa 1 milione di euro, derivante dalla cessione dei rami d'azienda servizi corporate e trading in parte ceduti ad A2A S.p.A e in parte ad A2A Trading S.r.l..

Gli oneri finanziari netti a carico dell'esercizio 2015 ammontano a 9,0 milioni di euro in diminuzione di 15,7 milioni di euro rispetto ai 24,7 milioni di euro del 2014. Tale diminuzione è quasi interamente riconducibile al minor debito finanziario medio nei due esercizi, ad una riduzione di spread (dal 3,3% nel 2014 al 1,75% nel 2015) e in minore misura alla riduzione del tasso euribor.

Il risultato al lordo delle imposte è negativo e ammonta a 110,4 milioni di euro, rispetto al risultato positivo di 1,1 milioni di euro conseguito nell'esercizio 2014.

Le imposte a conto economico nell'esercizio 2015 sono positive per 9,2 milioni di euro. Esse riflettono l'effetto delle svalutazioni sulle differite attive e recepiscono imposte per 11,2 milioni di euro per l'adeguamento delle imposte anticipate e differite IRES a seguito della previsione dell'art. 1, co. 61, della Legge 208/2015, che ha disposto la riduzione del 3,5 % dell'aliquota IRES a decorrere dal 1° gennaio 2017, con effetto per i periodi d'imposta successivi a quello in corso al 31 dicembre 2016.

L'esercizio 2015 evidenzia una perdita di euro 101,2 milioni di euro rispetto ad una perdita di 55,8 milioni di euro registrata nel 2014.

Dal punto di vista finanziario si ricorda che in data 24 dicembre 2013 era stato sottoscritto con A2A S.p.A. un contratto di finanziamento per complessivi euro 660.000.000, erogato in unica soluzione il 31 dicembre 2013. Il finanziamento infragruppo prevede rimborso in un'unica soluzione il 31 dicembre 2017.

Dal 31 dicembre 2015 è stata cancellata la clausola 4.2 *cash sweep* che, su base trimestrale, prevedeva rimborsi pari al 90% della liquidità al netto di un importo di 25 milioni di euro; rimane sempre la possibilità di effettuare rimborsi anticipati volontari senza penalità alcuna. Nel corso dell'esercizio 2015 non sono stati effettuati rimborsi, mentre nel 2014 erano stati rimborsati complessivamente 262 milioni di euro, di cui 87,5 milioni il 31 dicembre 2014. L'indebitamento lordo medio dell'esercizio 2015, pari a 398 milioni di euro, si è ridotto di 199 milioni di euro rispetto all'analogo dato di euro 597 milioni dell'esercizio 2014.

Anche nel 2015 Edipower ha perseguito una strategia di consolidamento e miglioramento della competitività strutturale dei propri asset, con investimenti contabilizzati nell'esercizio per 21,8 milioni di euro.

Di seguito gli interventi più rilevanti effettuati o in corso di autorizzazione.

Centrali termoelettriche

Centrale di Brindisi

Nel corso dell'anno sono proseguiti gli studi e la preparazione delle specifiche tecniche per il decommissioning dei gruppi 1 e 2 che hanno portato, nel periodo maggio-luglio, all'emissione di due richieste di acquisto: una per la demolizione delle caldaie dei gruppi 1 e 2 (caldaie, retrocaldaie, condotti fumo e ciminiera) l'altra per la bonifica gas free parco serbatoi OCD (due serbatoi da 50.000 m³ ed apparecchiature OCD dei gruppi 3&4). In seguito alla notifica del Ministero dell'Ambiente del 04/11/2015 che confermava ufficialmente ad Edipower il parere positivo con prescrizioni del 15/10/2015 da parte della Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale ribadendo tutte le prescrizioni di cui al parere del 06/3/2015 tra le quali l'obbligo di demolizione anche di tutte le fondazioni dei gruppi 1 e 2, Edipower, pur precedendo con ricorso avverso il provvedimento del MATTM presso il TAR del Lazio, ha emesso nel mese di dicembre una nuova richiesta di acquisto che escludeva la demolizione delle caldaie lasciando invece inclusi tutti gli item che per ragioni di sicurezza è opportuno alienare e bonificare al più presto (precipitatori elettrostatici, impianti retro caldaia, tubazioni olio, etc.). La demolizione delle caldaie dei gruppi 1 e 2 potrà poi essere completata a seguito della conclusione del procedimento amministrativo presso il TAR.

Centrale di San Filippo del Mela

Nel corso del 2015 sono proseguite le attività di demolizione delle caldaie, degli impianti retro caldaia, dei condotti fumo e della ciminiera delle unità 3 e 4, prescritte nell'aggiornamento della Autorizzazione Integrata Ambientale - Verbale della Conferenza dei Servizi del 6 settembre 2012 (pratica DVA-4RI-00 2012 0140). Le attività di scoibentazione e demolizione delle caldaie, degli impianti retro caldaia, dei condotti fumo, della sala macchine e della sala manovra dei gruppi 3 e 4 sono praticamente concluse (96% l'avanzamento al 31 dicembre) mentre l'attività di demolizione della ciminiera si



concluderà nel prossimo mese di marzo. Caricamento, trasporto e conferimento agli impianti di trattamento-smaltimento dei rifiuti pericolosi derivanti dalle suddette attività di bonifica e demolizione sono stati eseguiti ad A2A Ambiente così come il ritiro e la vendita di materiale ferroso e non ferroso risultante dalla demolizione di parti di impianto obsolete. Nel mese di settembre è stata emessa una richiesta di acquisto per la demolizione della sala macchine e dell'edificio ausiliari dei gruppi 3&4. E' continuata la progettazione per la realizzazione di un impianto di valorizzazione energetica del CSS (Combustibile Solido Secondario) della potenzialità di 200 MWt caratterizzato da due nuove e identiche caldaie a griglia (da 100 MWt ciascuna), dalle relative linee di depurazione fumi e da due nuove turbine a vapore da circa 30 MWe ciascuna. Edipower è anche partner industriale nello sviluppo di un'innovativa tecnologia solare termodinamica (CSP). Lo STEM (Solare termodinamico Magaldi) è un processo brevettato dalla Magaldi S.p.A. di Salerno (partner tecnologico) dove la radiazione solare captata dagli eliostati (specchi) è convogliata in un letto fluido di sabbia, in cui sono immersi i serpentine per la produzione di vapore, che costituisce il «core» dell'Unità di Generazione Solare. Nel corso del 2015, unitamente al partner Magaldi, si è ottenuta l'autorizzazione PAS da parte del Comune di San Filippo del Mela per l'installazione presso il sito di San Filippo del Mela di un impianto dimostrativo sperimentale di taglia industriale la cui realizzazione verrà finalizzata nel corso dell'anno 2016.

CCGT

Per le centrali a gas a ciclo combinato, sono in corso studi ed interventi di "Flessibilizzazione" per velocizzare i tempi di avviamento. Questi prevedono interventi sia sulle turbine a gas (modifiche ai bruciatori) sia sulle rimanenti parti di impianto (*Balance of Plant*).

Centrali idroelettriche

Nucleo di Udine

Sono proseguite le attività relative al rifacimento parziale della centrale di Somplago (3 unità Francis con potenza di circa 60 MWe ciascuna). Il Gruppo A ha effettuato il primo parallelo con la rete elettrica il 10 luglio.

Nel corso del mese di agosto (28/8) il Gruppo C (entrato in servizio nel dicembre 2012; fornitore Andritz) è stato interessato da un grave guasto alla tenuta turbina, la cui riparazione ha comportato quattro mesi di f.s. del gruppo, rientrato in servizio il 29/12/15.

Nel corso dell'anno i lavori di rifacimento della centrale di Savorgnana (1 unità da circa 2,2 MW) sono stati completati il 30 settembre; sono proseguiti i lavori di ricostruzione della centrale di Campagnola (2 Unità per circa 1,51 MW), che al 31.12.2015 sono ancora in corso.

Sono inoltre proseguite le attività di risoluzione delle *Punch List* per i gruppi B e C di Somplago, della centrale di Ampezzo, nonché delle centrali mini-idro del nucleo di Udine: Ronchi dei Legionari, Redipuglia, Fogliano, Monfalcone Anconetta e Luincis.

Nucleo di Mese

Sono stati avviati i lavori relativi ai progetti di sfruttamento del Deflusso Minimo Vitale (DMV) per le dighe di Isolato e di Villa di Chiavenna ed un nuovo salto sul torrente Drogo.

Edipower si è da tempo dotata di Sistemi di Gestione Ambientale conformi alle norme tecniche e comunitarie di riferimento. Si evidenzia difatti che, già a partire dal 2000, tutti gli impianti di Edipower sono stati progressivamente certificati UNI EN ISO 14001 e, ad eccezione della centrale di Brindisi, sono ad oggi tutti in possesso della registrazione EMAS.

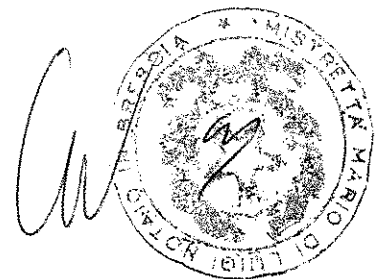
In materia di prestazioni ambientali del 2015, le emissioni specifiche nette in atmosfera dei principali inquinanti (anidride solforosa, ossidi di azoto, polveri e monossido di carbonio) risentono della discontinua modalità di produzione.

In merito all'andamento infortunistico del personale di Edipower, nel 2015 si sono verificati quattro infortuni sul lavoro.

Nel 2016 la focalizzazione sulla minimizzazione dei costi operativi, in un contesto previsionale di limitate produzioni degli impianti a ciclo combinato, unitamente al mantenimento della disponibilità e della flessibilità degli impianti disponibili rappresenterà una sfida gestionale e tecnica significativa. Proseguirà inoltre l'impegno nell'individuare nuove destinazioni d'uso per i siti industriali di Brindisi e San Filippo del Mela, nell'ottica per dare seguito alla vita industriale dei siti.

Sono inoltre allo studio operazioni di riorganizzazione societaria mirate alla riorganizzazione dei siti produttivi all'interno del Gruppo A2A, sempre nell'ottica di razionalizzazione e miglioramento competitivo.

In questo contesto di forte ridimensionamento delle attività produttive la Società continuerà a dedicare la massima attenzione agli aspetti ambientali e di sicurezza degli impianti e delle persone.



4.1. Quadro macroeconomico

Il 2015 è stato un anno nel quale l'economia globale ha scontato gli effetti di diversi fattori di instabilità. La crescita economica a livello mondiale registra una battuta d'arresto attestandosi a +3,1% contro un +3,3% del 2014, secondo le ultime stime del Fondo Monetario Internazionale (FMI). Tale ribasso è ascrivibile alla frenata della crescita in Cina e nelle economie emergenti quali Brasile e Russia, al calo del prezzo del petrolio ed alla stretta monetaria avviata dalla Federal Reserve (FED) a fine anno.

I dati sul PIL cinese nel quarto trimestre 2015 certificano la discesa del ritmo di espansione dell'economia di Pechino sotto la soglia del 7%. Nell'intero 2015 l'espansione è stata del 6,9% che per la Cina corrisponde a un record negativo: si tratta del risultato peggiore da ben 25 anni, al minimo dal 1990. Il rallentamento dell'economia è legato soprattutto alle attività manifatturiere. La produzione dell'acciaio è scesa del 2,3% nel 2015, quella di energia elettrica dello 0,2% così come quella del carbone. Il calo della produzione di acciaio riflette il rallentamento in settori come la meccanica, l'edilizia e la cantieristica navale. Gli Stati Uniti hanno ripreso ad essere la "locomotiva" principale dell'economia dei paesi industrializzati con una crescita del 2,6% nel 2015 ed una attesa del 2,8% per il 2016. Gli Stati Uniti si sono lasciati definitivamente alle spalle la crisi del 2008-2009 riuscendo anche a contenere la disoccupazione.

Nell'anno 2015 il PIL dell'Eurozona si attesta all'1,5% grazie all'incremento dei consumi privati sostenuti dalla caduta del prezzo del petrolio e dall'aumento dei redditi da lavoro dipendente. Da segnalare la crescita dell'economia tedesca nel 2015 con il PIL in rialzo dell'1,7% rispetto al 2014, registrando così il sesto aumento consecutivo (Fonte: FMI).

Relativamente all'Italia, l'Istat conferma le stime di ottobre con una crescita del PIL a +0,8% nel 2015 caratterizzata dal recupero della domanda interna. Rimangono invece deboli gli investimenti delle aziende. Segnali di lento miglioramento arrivano anche dal mercato del lavoro con l'occupazione in crescita dello 0,9% nel 2015.

L'inflazione mondiale è rimasta sostanzialmente inalterata su bassi livelli nelle principali economie avanzate. Al di fuori dell'OCSE perdurano generali pressioni deflazionistiche in Cina ed India, mentre l'indice dei prezzi al consumo si mantiene elevato in Russia e in Brasile.

L'inflazione resta fiacca nell'Area Euro con l'indice dei prezzi al consumo di dicembre che si attesta a +0,2%, lontanissimo dall'obiettivo europeo del 2%. A lasciare il segno è stato, soprattutto nella seconda parte dell'anno, il crollo dei prezzi del petrolio e quindi della componente energetica, che la politica monetaria della BCE è riuscita solo parzialmente a contrastare.

Relativamente all'Italia l'inflazione rallenta per il terzo anno consecutivo, portandosi a +0,1% nel 2015 da +0,2% del 2014. (Fonte: Istat).

Con riferimento ai tassi di interesse si segnala che il rialzo, deciso nella riunione del 15 e 16 dicembre della Federal Reserve (FED), ha avuto effetti complessivamente contenuti sui rendimenti a lungo termine. Nella riunione di dicembre 2015, il Consiglio Direttivo della BCE ha deciso di non intervenire e ha così mantenuto il tasso di riferimento allo 0,05%, il tasso sui depositi a un 0,3% mentre quello sulle operazioni di rifinanziamento marginale è stato confermato allo 0,3%. L'accentuazione della politica monetaria espansiva della BCE e l'avvio del rialzo dei tassi negli Stati Uniti si sono riflessi in maniera contenuta sul cambio EUR/USD, che dalla metà di ottobre si è deprezzato di circa il 4% nei confronti del dollaro. Il tasso di cambio medio EUR/USD si è attestato a 1,11 dollari nell'anno 2015, in contrazione del 16% rispetto al 2014.

4.1.1 Le Prospettive

Le prospettive di crescita dell'economia mondiale si sono indebolite e la ripresa sarà più graduale, in particolare nei mercati emergenti e nei Paesi in via di sviluppo, di quanto previsto in precedenza.

Secondo il Fondo Monetario Internazionale (FMI) le attuali previsioni di crescita globale sono soggette a rischi di ribasso collegati agli aggiustamenti in atto: un generalizzato rallentamento delle economie emergenti, il riequilibrio della Cina, il calo dei prezzi delle materie prime e la graduale uscita da condizioni monetarie straordinariamente accomodanti negli Stati

Uniti (la politica monetaria della FED). Se queste sfide non fossero gestite con successo la crescita globale potrebbe "deragliare".

Per quanto riguarda le stime il FMI prevede che l'economia mondiale crescerà rispettivamente del 3,4% nel 2016 e del 3,6% l'anno successivo, le economie avanzate viaggeranno invece ad un ritmo del 2,1% sia nel 2016 che nel 2017. Per quanto concerne gli Stati Uniti è previsto un +2,6% in entrambi gli anni condizionato dal rafforzamento del dollaro. Confermate le stime di crescita per la Cina: +6,3% nel 2016 e +6,0% nel 2017. Per quanto riguarda le economie emergenti, il prodotto interno lordo della Russia si contrarrà quest'anno più del previsto (calo dell'1,0%), per tornare a crescere nel 2017. Il FMI ha drasticamente rivisto al ribasso le già pessime previsioni economiche sul Brasile: per quest'anno si attende una recessione pari al 3,5% del PIL dopo il pesantissimo -3,8% già accusato nel 2015. Per il 2017 invece, l'istituzione prevede una stagnazione, con una variazione nulla del PIL. Confermate ed in controtendenza invece le stime per l'India, con una crescita prevista al +7,5% sia nel 2016 che nel 2017.

Con riferimento all'Eurozona, il FMI ha elaborato una previsione di crescita nel 2016 pari all'1,7%, così come per il 2017. Andando nel dettaglio delle maggiori economie europee, la Germania dovrebbe crescere dell'1,7% sia nel 2016 che nel 2017, mentre la Francia dovrebbe registrare un +1,3% e +1,5% rispettivamente. Continua la ripresa della Spagna: dopo il +3,2% del 2015, il PIL segnerà un +2,7% nel 2016 ed un +2,3% nel 2017.

Confermati i dati sull'Italia, per la quale il FMI prevede un incremento del PIL pari all'1,3% nel 2016 ed all'1,2% nel 2017. Numeri più contenuti rispetto alle stime fatte dal Governo che, nella nota di aggiornamento del Documento di Economia e Finanza (DEF), ha previsto una crescita dell'1,6% per quest'anno. Secondo il FMI, il motore della crescita è rappresentato dalla domanda interna più forte rispetto agli anni precedenti, ma permane grande incertezza relativamente agli investimenti, che in Italia ed in Europa potrebbero essere rinviati nel caso in cui aumentassero i timori per il possibile scoppio di una "bolla edilizia" in Cina e le quotazioni del greggio dovessero continuare a scendere.

La persistente debolezza dei prezzi dell'energia e delle commodity pone importanti rischi al ribasso sulla previsione di inflazione nelle principali economie avanzate per gli anni 2016-2017. Relativamente ai paesi emergenti, in Cina ed India continueranno le pressioni deflazionistiche mentre in Brasile e in Russia si registreranno elevati tassi di inflazione per effetto della svalutazione delle rispettive monete locali.

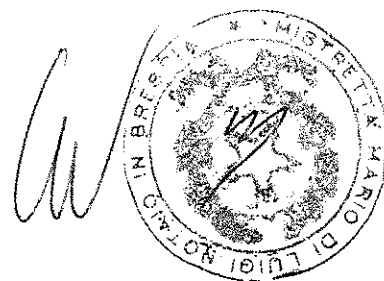
Per quanto concerne l'Area Euro, gli esperti della BCE hanno tagliato le stime sull'inflazione sia per quest'anno che per l'anno prossimo. Per il 2016 la stima sull'inflazione è tagliata allo 0,7% dall'1% precedente e per il 2017 è limata all'1,4% dall'1,5%. Nel 2018 il tasso si dovrebbe poi attestare all'1,6%.

Relativamente all'Italia la BCE prevede una crescita dei prezzi al consumo dell'1,0% nel 2016 grazie ad un graduale ripresa dei consumi delle famiglie e delle imprese.

Secondo la Banca d'Italia, la disoccupazione italiana si attesterà all'11,1% quest'anno e al 10,7% nel 2016 per effetto delle migliori prospettive di domanda e, in parte, delle misure di riduzione del costo del lavoro introdotte dal governo.

Il tasso di cambio EUR/USD mantiene un trend ribassista attestandosi, nei primi 20 giorni di gennaio 2016, ad un valore medio di 1,09 dollari, dopo che lo scorso dicembre la Federal Reserve (FED) ha avviato il rialzo dei tassi dopo anni di denaro a costo zero. Nel programma varato dalla FED a dicembre, si parla di quattro rialzi di un quarto di punto nel 2016. Nella riunione di fine gennaio la Federal Reserve ha mantenuto i tassi fermi, procrastinando la discussione su come e quanto alzarli all'incontro di marzo. Al momento la previsione è di un tasso di cambio EUR/USD all'1,09-1,10 per il biennio 2016-2017.

La Banca Centrale Europea (BCE), nella riunione del 21 gennaio 2016 ha deciso di mantenere i tassi invariati allo 0,05%, confermando l'intenzione di lasciarli tali per un lungo periodo di tempo a supporto di un rialzo dei listini europei. I tassi sui depositi bancari rimangono negativi allo -0,3% ed i tassi marginali allo 0,3%. L'obiettivo dell'azione della BCE è quello di portare l'inflazione vicino al 2% e per questo ha fissato una riunione a marzo per il possibile varo di nuovi stimoli monetari e per la revisione del programma di acquisti di titoli (*Quantitative Easing*) lanciato lo scorso anno; una revisione dai contorni ancora indefiniti.



4.2. Mercato elettrico

Nell'anno 2015 le quotazioni delle *commodity* energetiche hanno risentito fortemente delle incertezze del quadro macroeconomico mondiale e della debolezza dei fondamentali di domanda ed offerta dei mercati di riferimento.

Il prezzo medio del Brent nell'anno 2015 si è attestato a 53,7 \$/bbl, registrando una riduzione di circa il 46% rispetto a quanto consuntivato lo scorso anno (99,5 \$/bbl). L'andamento al ribasso ha visto una progressiva accelerazione dall'inizio dell'estate con un picco nel mese di dicembre quando il Brent ha raggiunto il livello più basso da giugno 2004 con un valore medio pari a 38,9 \$/bbl. Il prezzo del greggio ha proseguito nella discesa anche nei primi giorni del 2016, scendendo al di sotto dei 30 \$/bbl per poi risalire sensibilmente.

L'agenzia statunitense Energy Information Administration (EIA) prevede che il Brent sarà in media sui 40 \$/bbl durante il 2016 e sui 50 nel 2017. A tenere bassi i prezzi è un'offerta che anche nel 2016 continuerà a sorpassare la domanda, facendo così crescere le scorte. Nel 2015 sono stati soprattutto gli Stati Uniti la fonte principale dell'incremento della produzione. Nel 2016 e nel 2017, invece, la crescita sarà ascrivibile ai Paesi OPEC, soprattutto grazie alla ripresa delle esportazioni dell'Iran. La potenza mediorientale infatti, con la sospensione delle sanzioni, dovrebbe riprendere a pieno regime le estrazioni di greggio. Nel 2016 la produzione dei Paesi non-OPEC, secondo la EIA, calerà di 0,6 mb/g, ovvero la prima riduzione dal 2008. Circa i due terzi di questa diminuzione sarà imputabile agli Stati Uniti e sarà soprattutto la produzione di *tight oil* a crollare, il petrolio non convenzionale; questa tipologia di greggio per essere economicamente sostenibile richiederebbe prezzi del barile più alti di quelli attuali e di quelli previsti nel breve periodo ed è inoltre caratterizzata da tassi di declino molto elevati. La EIA si aspetta che il consumo di petrolio e dei combustibili liquidi cresca di 1,4 mb/g sia nel 2016 che nel 2017.

Sul mercato europeo del carbone non si è registrata alcuna ripresa nel corso del 2015. Le quotazioni si mantengono, con l'eccezione di febbraio e marzo, su valori sensibilmente inferiori ai 60 \$/tonn con un trend lievemente decrescente che, nel mese di dicembre, raggiunge il minimo storico degli ultimi undici anni pari a 47,9 \$/tonn. Il prezzo medio del carbone con delivery nei porti di Amsterdam-Rotterdam-Anversa (Coal CIF ARA) è stato pari a 56,5 \$/tonn nel 2015, in calo del 25% circa rispetto all'anno 2014.

Per quanto attiene lo scenario del mercato elettrico nazionale, il fabbisogno netto di energia elettrica in Italia nell'anno 2015 è stato pari a 315.234 GWh (fonte: Terna), in aumento dell'1,5% rispetto al 2014 (310.535 GWh). In termini *decalendarizzati* la variazione risulta pari a +1,3%.

La produzione netta di energia elettrica si attesta nel 2015 a 270.703 GWh, in aumento dello 0,6% rispetto all'anno 2014. La normalizzazione dell'idraulicità ha determinato una forte contrazione della produzione da fonte idroelettrica, che si attesta a 44.751 GWh, registrando una diminuzione del 24,9% rispetto al 2014. Di tale diminuzione ha beneficiato la produzione di energia termoelettrica, che risulta in aumento dell'8,3% rispetto al 2014 attestandosi a 180.871 GWh. In aumento anche le produzioni da fonte fotovoltaica e geotermoelettrica, rispettivamente del +13,0% e +4,5%. In sensibile calo la produzione eolica, che registra una diminuzione del 3,3% rispetto al 2014. Le ore medie di funzionamento stimate a livello nazionale per tutte le tecnologie termoelettriche per l'anno 2015 sono risultate in aumento dell'8% rispetto all'anno precedente. La produzione nazionale, al netto dei consumi da pompaggio, ha coperto l'85% della richiesta di energia elettrica, mentre le importazioni nette hanno soddisfatto la parte restante.

Sul fronte dei prezzi il PUN (Prezzo Unico Nazionale) Base Load, nell'anno 2015, registra un lieve aumento (+0,5%) rispetto all'anno precedente attestandosi a 52,3 €/MWh contro i 52,1 €/MWh del 2014. Il prezzo nelle ore di alto carico diminuisce dello 0,3% rispetto all'anno precedente (PUN Peak Load a 58,7 €/MWh vs 58,9 €/MWh), mentre il prezzo nelle ore a basso carico registra un aumento dell'1,0% rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente (PUN Off-Peak a 48,73 €/MWh vs 48,26 €/MWh).

Il rapporto prezzo picco/baseload resta allineato ai livelli del 2014 con un differenziale 2015 di circa 6,4 €/MWh.

4.3. Quadro normativo e regolamentare

Produzione

Il Decreto Legislativo 79/1999 (di seguito Decreto Bersani) ha liberalizzato la produzione di energia elettrica: al fine di favorire la concorrenza nel mercato, ha disposto che dal gennaio 2003 nessun produttore possa generare o importare direttamente o indirettamente più del 50% dell'energia elettrica complessivamente prodotta e importata nel nostro Paese.

Incentivazione della produzione da rinnovabili

Il Decreto Bersani ha previsto, nell'esercizio delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, l'obbligo di utilizzo prioritario dell'energia elettrica prodotta a mezzo di fonti energetiche rinnovabili, oltre che di quella prodotta mediante cogenerazione (priorità di dispacciamento).

A decorrere dal 2001, gli importatori e i soggetti responsabili degli impianti che, in ciascun anno, importano o producono più di 100 GWh di energia elettrica da fonti non rinnovabili, hanno l'obbligo di immettere nel sistema elettrico nazionale, nell'anno successivo, una quota di energia elettrica prodotta da impianti da fonti rinnovabili, al netto della cogenerazione, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, inizialmente pari al 2% del totale importato/prodotto. Tali soggetti possono adempiere all'obbligo anche acquistando, in tutto o in parte, l'equivalente quota o i relativi diritti (i Certificati Verdi, che attestano la produzione di un determinato ammontare di energia elettrica certificata in quanto prodotta da rinnovabili) da altri produttori o dal GRTN (ora GSE).

Con Decreto Legislativo n. 387/03, di attuazione della Direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità, sono state successivamente dettate ulteriori disposizioni in materia, tra cui:

- la previsione della regolazione, da parte dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed il Sistema Idrico, dei servizi di scambio sul posto per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili con potenza non superiore a 20 kW (con Legge 244/07 il diritto al servizio è successivamente stato esteso agli impianti di potenza fino a 200 kW) e di ritiro dedicato da parte del GSE dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza inferiore a 10 MVA, nonché da impianti di potenza qualsiasi alimentati dalle fonti rinnovabili eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice ed idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente;
- l'introduzione di specifiche misure per l'incentivazione del solare (nella forma di una tariffa incentivante di importo decrescente e di durata tale da garantire una equa remunerazione dei costi di investimento e di esercizio), che hanno poi portato ai Conti Energia.

Con Legge 244/07 (legge finanziaria per il 2008) è stata, inoltre, introdotta una Tariffa Onnicomprensiva, che costituisce il meccanismo di incentivazione, alternativo ai Certificati Verdi, riservato agli impianti qualificati IAFR (Impianto Alimentato da Fonti Rinnovabili), di potenza nominale media annua non superiore a 1 MW, o 0,2 MW per gli impianti eolici. La legge ha, inoltre, rivisto alcune disposizioni in materia di Certificati Verdi.

In attuazione delle previsioni di cui alla Direttiva Europea n. 2009/28/EC, con Decreto Legislativo n. 28/2011, sono stati normati i criteri per la definizione dei regimi incentivanti volti al conseguimento degli obiettivi di produzione da rinnovabili al 2020, poi attuati con il Decreto Ministeriale del 6 luglio 2012. Le disposizioni definite nel decreto trovano applicazione nei confronti degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili diversi dagli impianti fotovoltaici, aventi potenza non inferiore a 1 kW, ai quali vengono riconosciute tariffe incentivanti cui accedono direttamente per potenze al di sotto dei valori di soglia definiti dalla norma, o in esito a procedure d'asta per potenze superiori. Il decreto prevede inoltre, relativamente agli impianti che producono energia elettrica da fonte rinnovabile entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012 che abbiano maturato il diritto a fruire dei Certificati Verdi, il riconoscimento di un incentivo sulla produzione netta per il residuo periodo di diritto successivo al 2015. Pertanto, a partire dall'anno 2016, gli incentivi spettanti alla produzione di energia elettrica degli impianti, in continuità con le tempistiche previste per il ritiro dei Certificati Verdi, verranno erogati dal GSE sulla base della sottoscrizione di un'apposita convenzione.



Remunerazione impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

La Legge n. 116/14 dell'11 agosto 2014, di conversione del Decreto Legge n. 91/04 (cd. D.L. Competitività), tra le altre misure volte alla riduzione delle bollette elettriche a favore dei clienti finali forniti in bassa e media tensione (art. 23), ha previsto (comma 3-bis) che, fino all'entrata in operatività dell'elettrodotto 380 kV "Sorgente-Rizziconi" di collegamento tra la Sicilia e il Continente e degli altri interventi finalizzati al significativo incremento della capacità di interconnessione tra la rete elettrica siciliana e quella peninsulare, tutte le unità di produzione di energia elettrica di potenza superiore a 50 MW ubicate in Sicilia, con esclusione di quelle rinnovabili non programmabili, siano considerate risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, con obbligo di offerta sul mercato del giorno prima.

Dal 1° gennaio 2015 e fino alla data di entrata in operatività dell'elettrodotto (prevista per il primo semestre 2016), le modalità di offerta e remunerazione di tali unità sono state pertanto definite dall'AEEGSI rispettivamente con le Deliberazioni nn. 521 (di definizione del cd. regime 91/14) e 500/2014/R/eel.

In particolare, ai fini della definizione del regime 91/14, l'Autorità ha proposto di adottare l'impostazione della reintegrazione dei costi (art. 65 Deliberazione n. 111/06), che consente un riconoscimento puntuale dei costi, ivi inclusa l'equa remunerazione del capitale investito.

A seguito della presentazione da parte di Edipower dell'istanza per il riconoscimento del corrispettivo di reintegro dei costi per l'anno 2014 per gli impianti San Filippo del Mela 150 kV e San Filippo del Mela 220 kV, con Deliberazione 612/2015/R/eel l'AEEGSI ha disposto l'erogazione di un ulteriore acconto per il 2014 pari a 53 MIO€.

In data 30 dicembre 2014 la società Terna S.p.A. ha pubblicato l'elenco degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico valido per l'anno 2015, confermando l'inclusione degli impianti di San Filippo del Mela 150 e 220 kV tra le unità essenziali al funzionamento del mercato elettrico. Con Deliberazione 453/2015/R/eel l'Autorità ha poi di fatto rinnovato il regime di essenzialità per tutti gli impianti siciliani oltre i 50 MW (esclusi i FER), come previsto dal D.L. 91/2014, aggiornando contestualmente il corrispettivo di reintegrazione dei costi di generazione.

Con Deliberazione 663/2015/R/eel l'Autorità ha infine riconosciuto l'essenzialità del gruppo SFM 150 kV anche per tutto il 2016, e del gruppo SFM 220 kV fino all'entrata in esercizio del potenziamento del cavo c.d. Sorgente-Rizziconi prevista entro il 30.06.2016 ai sensi della Deliberazione 654/2015/R/eel (Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023).

Remunerazione della disponibilità di capacità produttiva

Il meccanismo attualmente vigente in Italia per la remunerazione della capacità produttiva è il cd. *Capacity Payment* che fu introdotto dal D.Lgs. n. 379 del 2003 come sistema transitorio e regolato dall'Autorità nel 2004. Si tratta di un meccanismo di tipo amministrato il cui scopo è garantire l'adequatezza del sistema elettrico a fronte della domanda complessiva nazionale soprattutto nei giorni, definiti critici, in cui la differenza tra offerta e domanda potrebbe essere ai livelli minimi.

La regolazione attuale prevede che l'Autorità definisca ex ante un gettito che viene erogato nei confronti della capacità produttiva esistente ed abilitata alla fornitura di servizi di dispacciamento.

Il citato D.Lgs. n. 379 del 2003 stabilisce che la remunerazione della capacità a regime debba essere basata su un meccanismo di mercato disciplinato dalla Delibera ARG/elt 98/11: un sistema ad asta in cui gli operatori vincitori acquisiscono il diritto a ricevere un premio (in €/MW/anno) e l'obbligo di offrire tutta la capacità aggiudicata sui mercati dell'energia e dei servizi e a restituire alla controparte (Terna) la differenza tra i prezzi di riferimento e i prezzi *strike*.

Inizialmente il *Capacity Market* prevedeva aste triennali con un orizzonte di pianificazione quadriennale, la prima asta era attesa per il 2017. Con la Deliberazione 95/2015/R/eel l'Autorità ha, però, proposto al MSE di anticipare la prima asta già a fine 2015 con periodo di consegna già nel 2017 e con un contratto di durata annuale (cd. Fase di prima attuazione).

Nell'ambito del procedimento avviato con Deliberazione 6/2014/R/eel, con Deliberazione 320/2014/R/eel l'AEEGSI ha esteso al Ministro dello Sviluppo Economico (MSE) una proposta per l'integrazione della disciplina del meccanismo

transitorio di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica, in attuazione delle previsioni di cui alla Legge di stabilità, in vigore dal 1° gennaio 2014, relativamente alla fornitura di servizi di flessibilità.

Ad agosto 2015 il Governo italiano ha pre-notificato alla DG Competition il meccanismo a regime ma non quello attuale, transitorio. La Commissione ha richiesto alcuni approfondimenti, forniti dal Governo a fine novembre. In attesa dell'approvazione da parte della UE alcuni provvedimenti dell'AEEGSI non sono stati ancora attuati (Deliberazione 320/2014/r/eel e Deliberazione 95/2015/r/eel).

Emission Trading

L'Emission Trading Scheme (ETS) è il principale sistema di controllo delle emissioni di gas climalteranti europeo al fine del raggiungimento degli obiettivi ambientali al 2020 e al 2030. Tale meccanismo è stato introdotto dalla Direttiva 2003/87/CE (Direttiva EU ETS) che obbliga i grandi impianti (sia di produzione termoelettrica che industriali) a limitare le emissioni dei gas effetto serra entro un "tetto" massimo stabilito. La direttiva EU ETS è stata modificata dalla Direttiva 2008/101/CE del 19 novembre 2008 e dalla Direttiva 2009/29/CE del 23 aprile 2009, con l'obiettivo di perfezionare il sistema EU ETS e di estenderlo sia ad attività ulteriori e diverse rispetto a quelle considerate inizialmente, sia a gas diversi dal biossido di carbonio.

Il meccanismo è di tipo *cap and trade* e prevede la fissazione di un *cap* alle emissioni di CO₂ a livello europeo e l'obbligo, per tutti gli impianti rientranti nell'ambito delineato dalla normativa, di disporre ogni anno di un determinato numero di permessi di emissione (quota di CO₂) pari alle tonnellate emesse in atmosfera. A partire dal 2013 è entrata in esercizio la Terza Fase (Fase I: 2005/2007, fase II: 2008/2012).

Al fine rendere il meccanismo dell'ETS in grado di adattarsi alle mutate condizioni economiche ed industriali dei recenti anni, e di mantenerne l'efficacia in relazione alla riduzione delle emissioni, il Parlamento Europeo – in data 7 luglio 2015 - e la Commissione Europea – in data 6 ottobre 2015 - hanno introdotto la Market Stability Reserve (MSR) tramite cui l'offerta di permessi diventa flessibile e potrà essere aggiustata per mantenere i prezzi dei permessi stabili all'interno di un range desiderato. La MSR entrerà in funzione nel 2019.

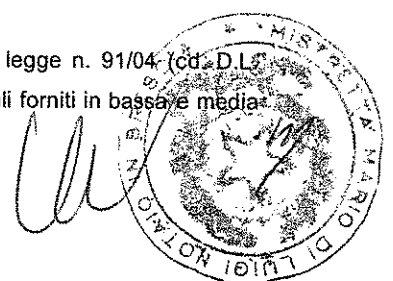
A dicembre 2015, nell'ambito della Legge di Stabilità 2016, è stata introdotta una norma che prevede di prorogare fino alla completa liquidazione i tempi per il rimborso da parte dello Stato di un importo pari al valore, interessi inclusi, delle "quote CO₂" non assegnate durante la Fase II in seguito all'esaurimento della Riserva dedicata ai nuovi impianti.

4.4. La gestione della centrale di San Filippo del Mela come Impianto Essenziale

Gli impianti San Filippo del Mela 150 kV e San Filippo del Mela 220 kV sono stati inseriti da Terna, ai sensi dell'Allegato A27 Rev18 al Codice di Rete del 8 aprile 2015, nell'elenco degli impianti essenziali di cui all'articolo 63 comma 1 della delibera 111/06 (nel seguito la "Delibera") e sono ammessi al regime di reintegrazione dei costi per l'anno 2015 sulla base dei seguenti provvedimenti:

- Delibera 668/2014/R/EEL del 29 dicembre 2014 con riferimento all'impianto essenziale San Filippo del Mela 150 kV;
- Il DL 91/14 e la conseguente delibera 521/2014/R/EEL del 23 ottobre 2014 prevedono che dal 1° gennaio 2015 sino al completamento dell'intervento "Sorgente-Rizziconi" tutte le Unità di produzione in Sicilia superiori a 50 MW siano considerate essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ed ammesse al regime di reintegrazione dei costi; la società Terna, in ottemperanza alla delibera 521/2014/R/EEL del 23 ottobre 2014, ha comunicato l'elenco delle unità essenziali ex DL 91/14 durante il "periodo di riferimento" (dal 1° gennaio 2015 sino al completamento dell'intervento "Sorgente-Rizziconi"), inserendo anche le unità di produzione SF2, SF5, SF6 che costituiscono l'impianto San Filippo del Mela 220 kV.

Si segnala, infine, che con Legge n. 116/14 dell'11 agosto 2014, di conversione del decreto legge n. 91/04 (cd. D.L. Competitività), tra altre misure volte alla riduzione delle bollette elettriche a favore dei clienti finali forniti in bassa e media



tensione (art. 23), è stato previsto (comma 3-bis) che, fino all'entrata in operatività dell'elettrodotto 380 kV "Sorgente-Rizziconi" di collegamento tra la Sicilia e il Continente e degli altri interventi finalizzati al significativo incremento della capacità di interconnessione tra la rete elettrica siciliana e quella peninsulare, tutte le unità di produzione di energia elettrica di potenza superiore a 50 MW ubicate in Sicilia, con esclusione di quelle rinnovabili non programmabili, siano considerate risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, con obbligo di offerta sul mercato del giorno prima.

La legge ha inoltre previsto che, in attesa di una riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti nell'ambito del mercato dei servizi di dispacciamento, l'AEEGSI proceda alla rimozione delle macrozone Sicilia e Sardegna. Con delibera 525/2014/R/eel, l'AEEGSI ha, pertanto, disposto, a decorrere dal 1° novembre 2014, la rimozione di tali macrozone, mediante la fusione delle medesime con la macrozona a queste fisicamente interconnessa (macrozona Sud).

4.5. L'anno 2015

Anche quest'anno Edipower ha continuato a perseguire una strategia di consolidamento e miglioramento della competitività strutturale dei propri *assets* secondo le linee guida di seguito riportate:

- investimenti di riqualifica degli impianti idroelettrici per l'ottenimento di certificati verdi, l'aumento dell'efficienza produttiva e il prolungamento della vita utile;
- sviluppo di iniziative volte ad aumentare la capacità produttiva di impianti idroelettrici;
- ricerca di alternative impiantistiche o "di assetto" per il miglioramento dell'efficienza degli impianti;
- attività di manutenzione per aumentare l'affidabilità e la disponibilità degli impianti.

4.5.1. Produzione e vendita di energia elettrica

La produzione di Edipower, pari a 6,32 TWh, è stata ottenuta per il 72,7% con impianti termoelettrici e per il restante 27,3% con impianti idroelettrici.

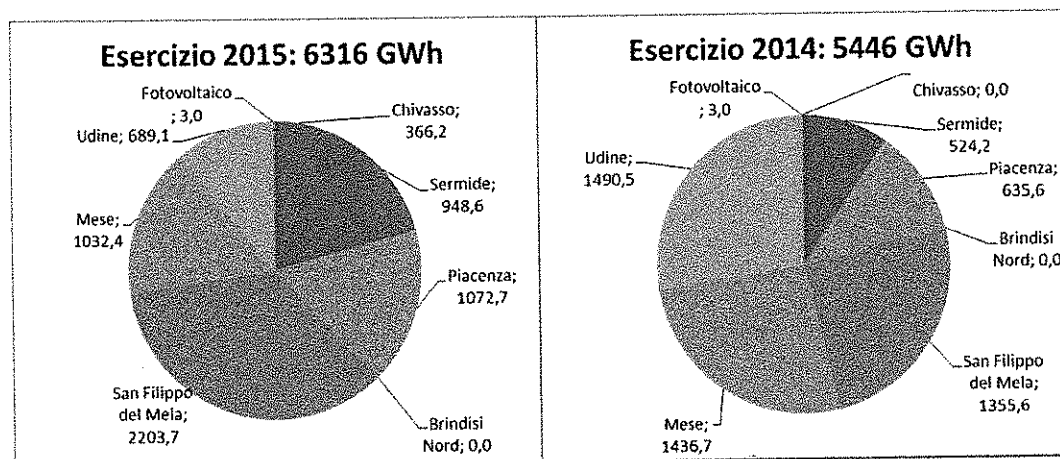
Viene di seguito evidenziata la produzione per centrale termoelettrica, nucleo idroelettrico e fotovoltaico.

Energia Immessa in rete (*) GWh	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Variazione
Chivasso	366,2	0,0	366,2
Sermide	948,6	524,2	424,4
Piacenza	1072,7	635,6	437,1
Brindisi Nord	0,0	0,0	0,0
San Filippo del Mela	2203,7	1355,6	848,1
Totale Termoelettrico	4591,2	2515,4	2075,8
Mese	1032,4	1436,7	-404,3
Udine	689,1	1490,5	-801,4
Totale Idroelettrico	1721,4	2927,2	-1205,8
Totale Fotovoltaico	3,0	2,9	0,1
Totale Energia Immessa	6315,6	5445,5	870,1

(*) i dati sono comprensivi di perdite

Il prolungarsi della crisi economica è stato compensato da un'eccezionalità legata alle elevate temperature ambientali del periodo estivo che hanno determinato un aumento della produzione dei cicli combinati, supportate anche da una contrazione rispetto all'anno 2014 delle produzioni a livello nazionale delle fonti rinnovabili. Anche per la centrale di San Filippo del Mela si riscontra un notevole incremento della produzione. La produzione dei nuclei idroelettrici risulta inferiore rispetto a quella eccezionale registrata nell'anno 2014, e leggermente inferiore alla media storica decennale.





Nel 2015 il volume complessivo di energia ceduta al di fuori del *Tolling Agreement* e del *Power Purchase Agreement* è stato di 2,25 TWh (di cui 2,2 TWh da San Filippo del Mela come Impianto Essenziale) rispetto ai 1,40 TWh del 2014 (di cui 1,35 TWh da San Filippo del Mela come Impianto Essenziale).

Energia Immessa in rete(*) GWh	Esercizio		Esercizio		Variazione
	2015	%	2014	%	
Tolling Agreement (CCGT)	2387,5	37,8	1159,8	21,3	1227,7
Power Purchase Agreement	1681,1	26,6	2886,2	53,0	-1205,1
Termo Merchant (Brindisi)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mini Idro e Fotovoltaico	43,4	0,7	43,9	0,8	-0,5
di cui Minidro	40,4	0,6	41,0	0,8	-0,6
di cui Fotovoltaico(***)	3,0	0,0	2,9	0,1	0,1
Impianti essenziali - San Filippo	2203,7	34,9	1355,6	24,9	848,1
Totale (**)	6315,6	100,0	5445,5	100,0	870,1

(*) i dati sono comprensivi di perdite

(***) dal 1° Giugno 2014 l'energia immessa dagli impianti fotovoltaici viene ceduta ad A2A Trading.

La gestione operativa della Società ha avuto come principale obiettivo la massimizzazione della disponibilità delle unità di produzione nel rispetto delle richieste di funzionamento flessibile in coerenza con gli obiettivi prestazionali definiti dai contratti industriali, l'ottimizzazione della gestione della centrale di San Filippo del Mela nell'ambito delle disposizioni della delibera AEEGSI 111/06 relativa alle Unità essenziali, la minimizzazione degli oneri di sbilanciamento e il miglioramento dell'efficienza gestionale.

Edipower, in qualità di utente del servizio di dispacciamento per la centrale di San Filippo del Mela, ha operato prevalentemente sui mercati dei servizi del dispacciamento per circa 1,8 TWh.

Mercati delle Energia e dei servizi di dispacciamento San Filippo del Mela GWh	Esercizio 2015		Esercizio 2014		Variazione	
	Acquisto ↓	Vendita ↑	Acquisto ↓	Vendita ↑	Acquisto ↓	Vendita ↑
Mercati Energia	55,7	500,9	53,3	369,6	2,4	131,3
Mercato servizi dispacciamento	57,0	1.849,3	58,6	1.134,2	1,6	715,1
Totale	112,7	2.350,2	111,9	1.503,8	0,8	846,4

4.5.2. Esercizio e manutenzione

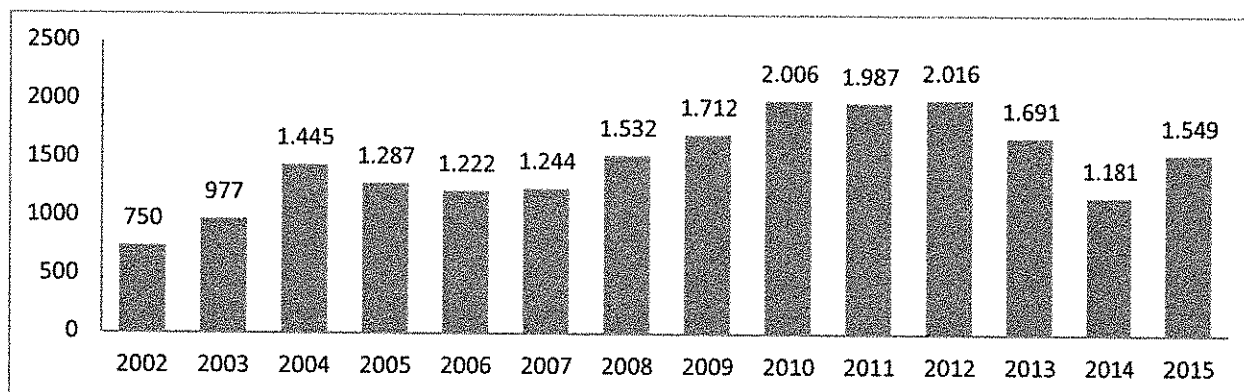
4.5.2.1. Impianti termoelettrici

La gestione del parco produttivo nell'esercizio 2015 è stata caratterizzata da un notevole aumento della produzione, pari a circa il 80% rispetto al 2014. Il dato ha risentito delle favorevoli condizioni meteo verificatesi nei mesi estivi, in particolare nel mese di luglio, ed è stato anche influenzato dalla decisione assunta dalla società circa il rientro nella disponibilità del mercato elettrico, a partire dal mese di ottobre, del modulo 1 da 800 MW della centrale di Chivasso.

Anche nel corso del 2015 l'esercizio è stato molto frammentato con numerosi avviamenti/spegnimenti e con potenza media di funzionamento decisamente inferiore al valore nominale.

Avviamenti	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
numero avviamenti	750	977	1.445	1.287	1.222	1.244	1.532	1.712	2.006	1.987	2.016	1.691	1.181	1.549
incremento % sul 2002		30	93	72	63	66	104	128	167	165	169	125	57	107
incremento % sull'anno precedente		30	48	-11	-5	2	23	12	17	-1	1	-16	-30	31

Avviamenti

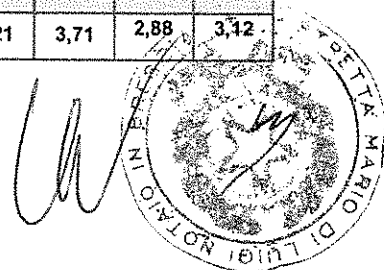


L'incremento del numero degli avviamenti (30%) è legata in parte (41%) al rientro in produzione della centrale di Chivasso, ed il resto al fatto che anche nel corso del 2015 l'esercizio degli impianti termoelettrici è stato caratterizzato da una forte intermittenza finalizzata allo sfruttamento di tutte le opportunità di dispacciamento.

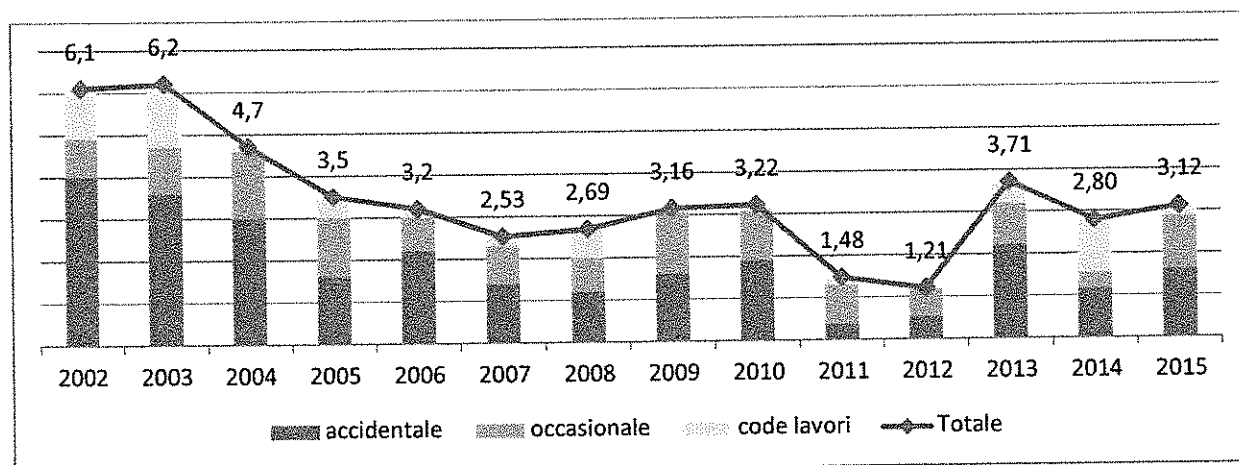
Nonostante la gravosità del servizio il valore complessivo di indisponibilità degli impianti è rimasto contenuto passando dal 2,80% del 2014 al 3,12% del 2015.

Indici di indisponibilità tecnica (termoelettrico)

%	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
accidentale	4,00	3,60	3,00	1,60	2,20	1,40	1,20	1,6	1,90	0,37	0,53	2,22	1,17	1,61
occasionale	0,90	1,10	1,60	1,40	0,80	0,90	0,80	1,46	1,17	0,92	0,68	0,98	0,38	1,26
code lavori	1,20	1,50	0,10	0,50	0,20	0,23	0,69	0,10	0,15	0,19	0,0	0,52	1,25	0,26
Totale	6,10	6,20	4,70	3,50	3,20	2,53	2,69	3,16	3,22	1,48	1,21	3,71	2,88	3,12



Indici di indisponibilità tecnica (termoelettrico)



Il consumo specifico totale dell'esercizio 2015 risulta migliorato rispetto all'esercizio precedente. Le variazioni sono ascrivibili a due fattori concomitanti: da un lato un leggero miglioramento del fattore di carico (rapporto tra potenza media di funzionamento effettivo della centrale e la sua potenza nominale), dall'altro uno spostamento del mix di produzione verso i cicli combinati, alimentati a gas.

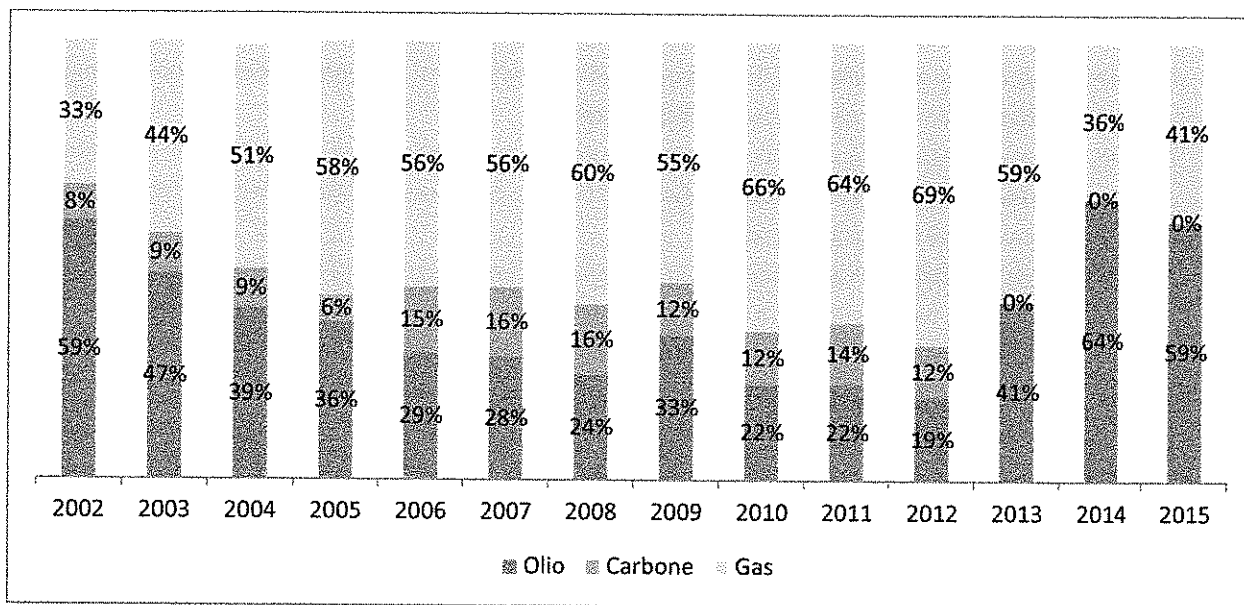
Nella tabella che segue è evidenziato l'andamento del consumo specifico dal 2002 al 2015.

Consumo specifico	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
consumo specifico (kcal/kWh)	2.303	2.274	2.098	1.973	1.936	1.965	1.941	1.984	1.934	1.964	1.934	2.122	2.466	2.305
incremento % rispetto al 2002		-1,26	-8,9	-14,33	-15,94	-14,68	-15,72	-13,85	-16,0	-14,7	-16,0	-7,9	7,1	0,1
incremento % sull'anno precedente		-1,26	-7,74	-5,96	-1,88	-1,5	-1,22	2,22	-2,5	1,6	-1,5	9,7	16,2	-6,5

Nella tabella che segue è evidenziato il mix di combustibili utilizzati nelle centrali termoelettriche di Edipower dal 2002 al 2015. Si evidenzia l'azzeramento del contributo del carbone dovuto alla mancata produzione, a partire dal 2013 della centrale di Brindisi.

Mix di combustibile %	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Olio	59	47	39	36	29	28	24	33	22	22	19	49	64	59
Carbone	8	9	9	6	15	16	16	12	12	14	12	0	0	0
Gas	33	44	51	58	56	56	60	55	66	64	69	51	36	41

Mix combustibile



L'indisponibilità non programmata è riconducibile alle modalità di esercizio caratterizzate da un funzionamento intermittente per cogliere sul mercato le opportunità di produzione economicamente convenienti; le fermate notturne degli impianti sono state quindi numerose. Ciò ha comportato, soprattutto negli impianti tradizionali a vapore, diversi episodi di indisponibilità di durata variabile che hanno interessato differenti parti d'impianto.

Particolare rilevanza hanno avuto due disservizi verificatisi nell'anno 2015, uno nella centrale di Sermide che ha coinvolto il trasformatore del turbogas e per il quale è stata necessaria la sostituzione dello stesso, ed il secondo evento presso la centrale di Piacenza dovuto ad un guasto che ha coinvolto una linea AT della stazione elettrica.

Una situazione particolare si è verificata sull'unità 1 della centrale di San Filippo nella quale si è registrato un prolungamento di 3 settimane della fermata programmata della turbina a vapore. L'evento è stato determinato soprattutto alle agitazioni sindacali che, con il blocco degli straordinari non solo dei lavoratori diretti ma anche degli indiretti, hanno compromesso la prevista pianificazione degli interventi di manutenzione.

Si elencano in seguito, suddivisi per impianto, i principali interventi di manutenzione e di investimento, rilevanti dal punto di vista tecnico, ambientale ed economico, effettuati durante l'esercizio 2015.

Brindisi

E' continuata l'attività di conservazione delle caldaie e delle turbine dei gruppi 3 & 4. Nello specifico:

- E' stato completato il trasferimento tramite autobotti dell'olio combustibile residuo presente nei serbatoi del parco, dalla centrale di Brindisi alla centrale di San Filippo del Mela, creando così una delle principali condizioni necessarie per l'uscita della centrale dall'applicazione della legge "Seveso".
- E' stato isolato in ingresso e uscita tutto il parco serbatoi combustibili liquidi ed è stato chiuso il registro fiscale dell'olio combustibile con i funzionari dell'Agenzia delle Dogane competente per territorio, onde consentire l'uscita della centrale dal regime della legge "Seveso".
- E' stata rimossa la stazione di lavaggio e sono stati restituiti ceduti all'Autorità Portuale, i cavi e gli impianti di illuminazione presso la banchina di Costa Morena Est, interrompendo così la loro alimentazione elettrica.
- E' stata effettuata la bonifica da amianto della vecchia linea di trasferimento OCD allo stabilimento Enichem.
- Sono proseguiti i lavori di messa in sicurezza dei gruppi 1 & 2.
- E' stata avviata l'attività di bonifica dei terreni per la rimozione di n°7 hot spot, come prescritto dal relativo Decreto Ministeriale.

Chivasso

L'unità 1 da 800 MW della centrale, in conservazione dal 1° gennaio 2014, è stata rimessa in servizio nel mese di ottobre dopo avere eseguito, a seguito di un accordo industriale sottoscritto con il costruttore dei turbogas – General Electric, alcuni importanti interventi di flessibilizzazione dell'impianto (sostituzione bruciatori dei turbogas con nuovi bruciatori a bassissime emissioni di NOx, installazione di un nuovo sistema di regolazione/supervisione, realizzazione di alcuni pacchetti software per il miglioramento delle prestazioni, ecc.) che hanno comportato per l'unità 1, un netto miglioramento sia delle prestazioni funzionali (ridotti tempi di avviamento, velocizzazione delle rampe di carico, minor consumo di combustibile, ecc.), sia di quelle ambientali, con una conseguente maggior appetibilità sul mercato dell'unità di produzione

Piacenza

Sono stati effettuati i seguenti interventi:

- la Minor Inspection sulle turbine a gas è stata effettuata con successo dal nuovo appaltatore del contratto LTSA – Ansaldo -, dopo la risoluzione del contratto in essere con Siemens,;
- completamento del rifacimento dell'illuminazione del piano di governo della sala macchine con un aumento dell'efficienza energetica;
- revisione parziale della turbina a vapore, la pulizia del condensatore, la manutenzione delle opere di presa e delle pompe;
- ispezione delle caldaie a recupero e la manutenzione delle valvole dei circuiti acqua e vapore;
- controlli non distruttivi per la verifica decennale PED come prescritto dalle norme di legge applicabili;
- manutenzioni dei sistemi elettrici, di quelli di misura e di regolazione, controllo e la manutenzione annuale della cabina di decompressione e di misura del gas metano;
- sostituzione del terminale AT del cavo nella stazione elettrica blindata, interessato dal guasto che ha provocato un lungo fuori servizio della centrale;
- installazione delle nuove regolazioni della portata di ricircolo delle pompe alimento e messa in servizio del nuovo sistema di telecontrollo per la regolazione della potenza reattiva.

Sermide

Sono stati effettuati i seguenti interventi:

- revamping dell'impianto antincendio e l'ammodernamento delle misure di livello dei serbatoi dell'olio combustibile;
- revamping dell'impianto di pretrattamento dell'acqua;
- scoibentazione dei serbatoi di olio combustibile causa l'ormai critica situazione delle lamiere di contenimento dei coibenti;

- reso funzionale il nuovo sistema di controllo dell'impianto ITAR nel sistema di supervisione e controllo a microprocessori centralizzato dell'impianto;
- sostituzione delle batterie 220 Vcc del gruppo 4;
- modifica delle logiche di regolazione del livello dei corpi cilindrici di AP-MP-BP delle caldaie a recupero;
- sostituzione della pompa di alimento della caldaia a recupero "H" e revisione generale del motore;
- sostituzione del trasformatore del turbogas "G" interessato da un grave guasto (corto circuito) con l'analogo trasformatore del gruppo 3 ormai non più disponibile per il dispacciamento;
- sostituzione del sistema operativo dei turbogas e aggiornati i relativi sistemi di avviamento (LCI).

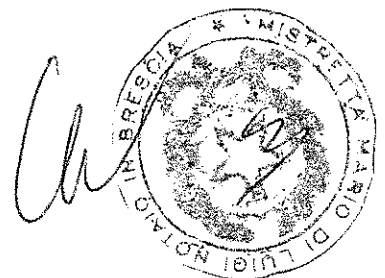
San Filippo del Mela

- Unità 1: è stata effettuata la manutenzione programmata della caldaia, della turbina a vapore, degli elettrofiltri e del sistema DeSOx, con esito positivo della prova idraulica del banco di risurriscaldamento (RH) e della caldaia. Sono state effettuate, con gli ispettori competenti, tutte le verifiche periodiche di legge per l'attestazione dell'integrità delle apparecchiature in pressione nell'ambito dei controlli di legge delle 100.000 ore;
- Unità 2: è stata effettuata la manutenzione programmata della caldaia, della turbina a vapore, degli elettrofiltri e del DeSOx. E' stata effettuata la manutenzione e la verifica della corretta taratura delle valvole di sicurezza del ciclo termico;
- Unità 5: è stata effettuata la manutenzione programmata della caldaia, della turbina a vapore, degli elettrofiltri e del DeSOx;
- Unità 6: è stata effettuata la manutenzione della caldaia, della turbina a vapore, degli elettrofiltri e del sistema DeSOx..
- Per quanto riguarda gli impianti comuni, sono stati avviati e quasi completati i lavori di rifacimento integrale della pensilina all'ingresso principale della centrale la cui struttura, a seguito di alcuni approfonditi controlli di stabilità era risultata ormai deteriorata e a rischio di cedimento,

4.5.2.2. Impianti idroelettrici

I risultati dell'anno 2015 risultano caratterizzati da una scarsa disponibilità di apporti (producibilità) pari a 1948 GWh a fronte di 3175 GWh nel 2014, 2388 GWh nel 2013, e 2190 GWh media del decennio 2005/2014; dunque la producibilità del 2015 è stata inferiore del 39% rispetto a quella del 2014 e del 11 % alla media storica decennale. La produzione lorda realizzata nel 2015 (1774 GWh) risulta inferiore sia a quella del 2014 (2937 GWh) sia alla media decennale (2096 GWh), del 40% e del 15% rispettivamente. Si rileva a fine anno un accumulo residuo di energia nei serbatoi pari a 128 GWh inferiore a quello rilevato a fine 2014 (139 GWh), ma superiore alla media decennale (113 GWh).

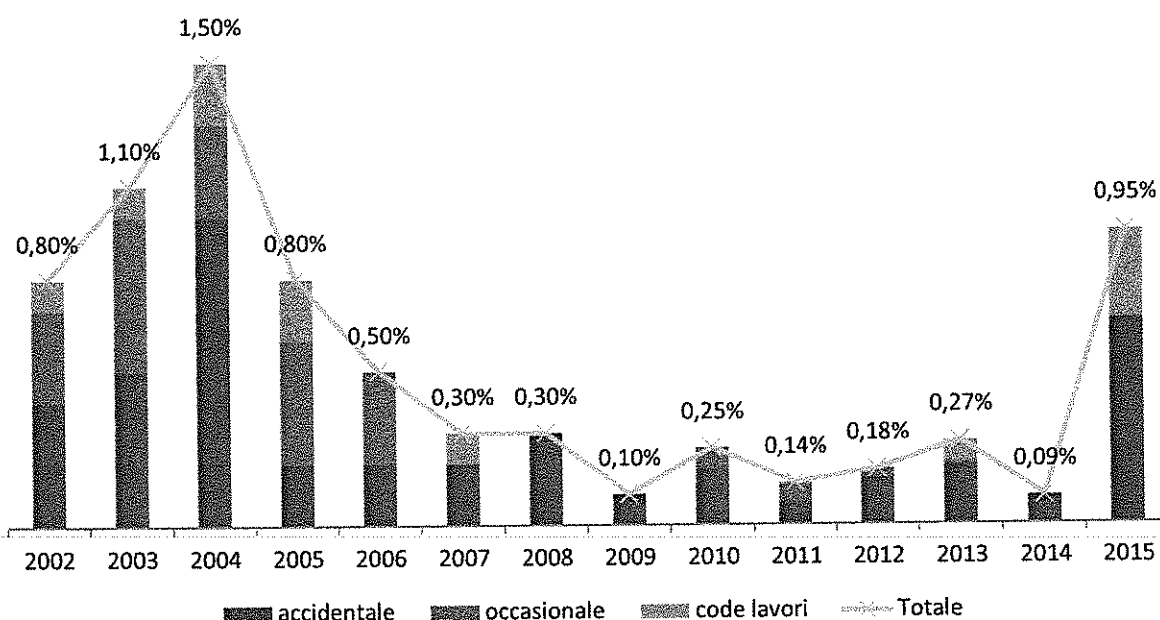
La disponibilità statistica (avarie+manutenzioni occasionali+ code di manutenzione) delle unità di produzione è risultata inferiore a quella del 2014 (99,05% vs 99,91%); in ragione dei fuori servizio dell'impianto di Barcis per l'allagamento del gruppo 2 dal 4 agosto al 12 dicembre (0,56%) e della coda di manutenzione sul gruppo 1 dal 19 settembre fino a fine anno (0,26%).



Indici di indisponibilità statistica (idroelettrico)

%	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
accidentale	0,40	0,50	1,00	0,20	0,20	0,20	0,30	0,10	0,18	0,07	0,15	0,19	0,09	0,66
occasionale	0,30	0,50	0,30	0,40	0,30	0,00	0,00	0,00	0,07	0,06	0,03	0,01	0,00	0,00
code lavori	0,10	0,10	0,20	0,20	0,00	0,10	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,07	0,00	0,29
Totale	0,80	1,10	1,50	0,80	0,50	0,30	0,30	0,10	0,25	0,14	0,18	0,27	0,09	0,95

Indici di indisponibilità tecnica (idroelettrico)



La quantità complessiva di energia “persa” sotto forma di sfiori idroelettrici è risultata inferiore di circa 9 GWh a quella dell'anno 2014. Il valore totale di sfiori di 205 GWh comprende:

- i rilasci per DMV (Deflusso Minimo Vitale), che costituiscono la quota preponderante (143 GWh);
- gli sfiori legati alle attività di rinnovamento e relative *punch list* per gli impianti del nucleo di Udine (28,7 GWh);
- 4 GWh per cause esterne(indisponibilità di rete, asciutte canali consortili, etc);
- gli sfiori legati alle manutenzioni programmate (10 GWh);
- gli sfiori legati agli eventi di indisponibilità statistica (19,2 GWh totali) sui quali ha pesato lo sfioro di 18,8 GWh legato al già citato fuori servizio dell'impianto di Barcis.

Sfiori idroelettrici (GWh)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
obblighi deflusso minimo vitale	44,0	45,0	46,6	45,5	45,5	64,3	81,7	110,7	127,0	127,0	127,0	134,5	150,4	143,2
altri	52,7	27,6	23,7	19,6	19,8	18,0	38,3	17,9	33,9	22,0	44,7	61,4	64,9	62,6
Totale	96,7	72,6	70,3	65,1	65,3	82,3	120,0	128,6	160,9	149,0	171,7	195,9	215,3	205,8

Di seguito si riassumono gli interventi ed attività più significativi portati a termine nel 2015.

Nucleo di Mese

- Gravedona – revisione generatore gr.1 e nuovi automatismi;
- Prestone – rifacimento sezione AT con nuovi interruttori;
- Madesimo – revisione generale turbina ed organi idraulici;
- Mese – nuova paratoia ed automazione presa Drogo;
- Madesimo – revisione paratoia di derivazione e scarico di fondo diga.

Nucleo di Udine

- Somplago - valvola a farfalla di valle gr. 1 con adeguamento sistema di sgancio;
- Barcis gr.1 – riautomazione gruppo, sostituzione rotativa, rinnovamento SOD automatismi ed eccitazione;
- Ovaro – revisione paratoie;
- Tramba –manutenzione straordinaria presa Frondizzon;
- Cordenons –revisione generale generatore gr.1;
- V.Rinaldi – manutenzione vasca di carico;
- S.Foca - manutenzione vasca di carico;
- Pineda – sostituzione interruttori MT;
- Barcis gr.2 – interventi straordinari a seguito di allagamento;
- Somplago gr.3 – riparazione tenuta.

Sicurezza opere civili ed idrauliche

E' stata eseguita con esiti positivi la verifica sismica della diga di Ambiesta in assolvimento delle disposizioni del cosiddetto Decreto Salvaitalia (Legge: 241/2012). Le verifiche sismiche ai sensi del citato decreto, sono state già eseguite nel 2013 per la diga di Barcis, sono in fase di completamento per la diga di Tul e nel 2015 dovranno eseguirsi per la diga di Lumiei, secondo un programma concordato con la Direzione Dighe del Ministero Infrastrutture e Trasporti.

E' stato inoltre approntato il progetto per la manutenzione straordinaria del giunto a valle del blocco 6 della condotta forzata di Ampezzo, intervento da effettuarsi nel 2017.

4.5.2.3. Unità Servizi Specialistici

Dal 1° marzo 2007 è stata costituita l'Unità Servizi Specialistici con sede a Sermide. L'Unità, che al 31 dicembre 2015 risulta costituita da 35 addetti, effettua sia presso gli impianti Edipower, sia presso gli altri impianti del Gruppo A2A (idroelettrici, termovalorizzatori, centrale di cogenerazione, ecc.) attività di carattere specialistico nell'ambito della manutenzione, delle prove e dei collaudi degli impianti e di parti di essi, nonché nelle attività di supporto ai cantieri.

L'unità risulta costituita, essenzialmente, da due aree, una meccanica ed una elettrostrumentale. La prima effettua attività di controlli non distruttivi (CND) che vengono eseguiti da personale qualificato e certificato secondo la norma UNI EN ISO 9712, attività di saldatura di componenti in alta pressione, nonché revisione di macchinari quale pompe, compressori,



motori elettrici 6 kV, supervisione durante revisioni dei principali macchinari, riporti e costruzioni di particolari meccanici. La seconda effettua attività di rilievi termografici, trattamento di degasazione oli trasformatori, analisi motori 6 kV, analisi, diagnosi e risoluzione di problemi in ambito automazione, supervisione e controllo di processo e su apparati di comando di tipo elettrico/pneumatico/idraulico, collaudo e verifica batterie, verifica impianti di terra, rilievi ambientali (campi elettromagnetici, microclima, rumore interno, etc.).

Nel corso del 2015 l'unità ha visto un impegno dei propri addetti in attività specialistiche per più 45.000 ore uomo, consentendo risparmi in termini di costi esterni evitati superiori al costo sostenuto per la gestione dell'unità stessa.

4.5.3. Risorse Umane

Al 31 dicembre 2015 l'organico complessivo di Edipower è pari a 598 addetti. Rispetto al 31 dicembre 2014 la situazione è la seguente:

	31.12.2014	31.12.2015	DELTA
STAFF SEDE	65	56	-9
UNITA' PRODUTTIVE	590	542	-48
TOTALE	655	598	-57

La differenza di addetti al termine del periodo, pari a 57 unità, è principalmente attribuibile alla politica di gestione del dimensionamento degli organici degli impianti impattati dai ridotti assetti produttivi, perseguita, sia attraverso la prosecuzione di quanto già intrapreso nel 2014 applicando misure di incentivazione all'esodo individuali e concludendo la procedura di mobilità rivolta al personale in possesso dei requisiti pensionistici di alcune unità operative termoelettriche sia ricorrendo alla ricollocazione territoriale e professionale di lavoratori verso aree aziendali meno impattate dalla crisi in applicazione dell'accordo sindacale sottoscritto nel mese di settembre 2014. Nel 2015 si sono conclusi i contratti di solidarietà difensiva attivati nel 2014 a Chivasso, che ha ripreso l'attività produttiva in corso d'anno, e a Brindisi. Nell'ultima parte dell'anno a Brindisi è stata data attuazione al piano conseguente alla cessazione delle attività produttive della centrale attivando una nuova procedura di mobilità, rivolta al personale in possesso dei requisiti pensionistici, e ricorrendo al trasferimento del personale, non necessario per le attività residue, presso altri siti/impianti del Gruppo A2A al fine di garantire la continuità occupazionale. Il procrastinarsi dell'essenzialità della centrale di San Filippo di Mela per tutto il 2015 ha invece portato alla traslazione della data di pensionamento di alcuni turnisti al 2016.

Anche nel perimetro idroelettrico, nel corso del mese di ottobre 2015, si è perfezionato il confronto sindacale con la sottoscrizione di alcuni accordi che consentiranno sia di favorire un piano di «solidarietà occupazionale» attraverso la rioccupabilità/riqualificazione professionale delle risorse all'interno del Gruppo sia di fornire positive risposte ai territori anche sul versante occupazionale.

Nel corso del secondo semestre 2015, inoltre, in conseguenza del progetto di scissione parziale non proporzionale che ha interessato la Società si è proceduto a dimensionare il ramo di azienda che ha coinvolto 27 dipendenti di Impianti Udine che dal 1° gennaio 2016 sono transitati, insieme ad una quota di impianti, a Cellina Energy S.r.l.

Il costo del personale relativo all'anno 2015 è stato pari a 47.845 migliaia di euro (contro 62.145 migliaia di euro dell'anno 2014).

4.5.3.1. Sicurezza

Come negli anni precedenti, anche nel 2015 è proseguita l'attività di supporto e indirizzo in merito al rispetto della normativa vigente in materia di salute e sicurezza dei lavoratori e per il miglioramento salute delle stesse in azienda.

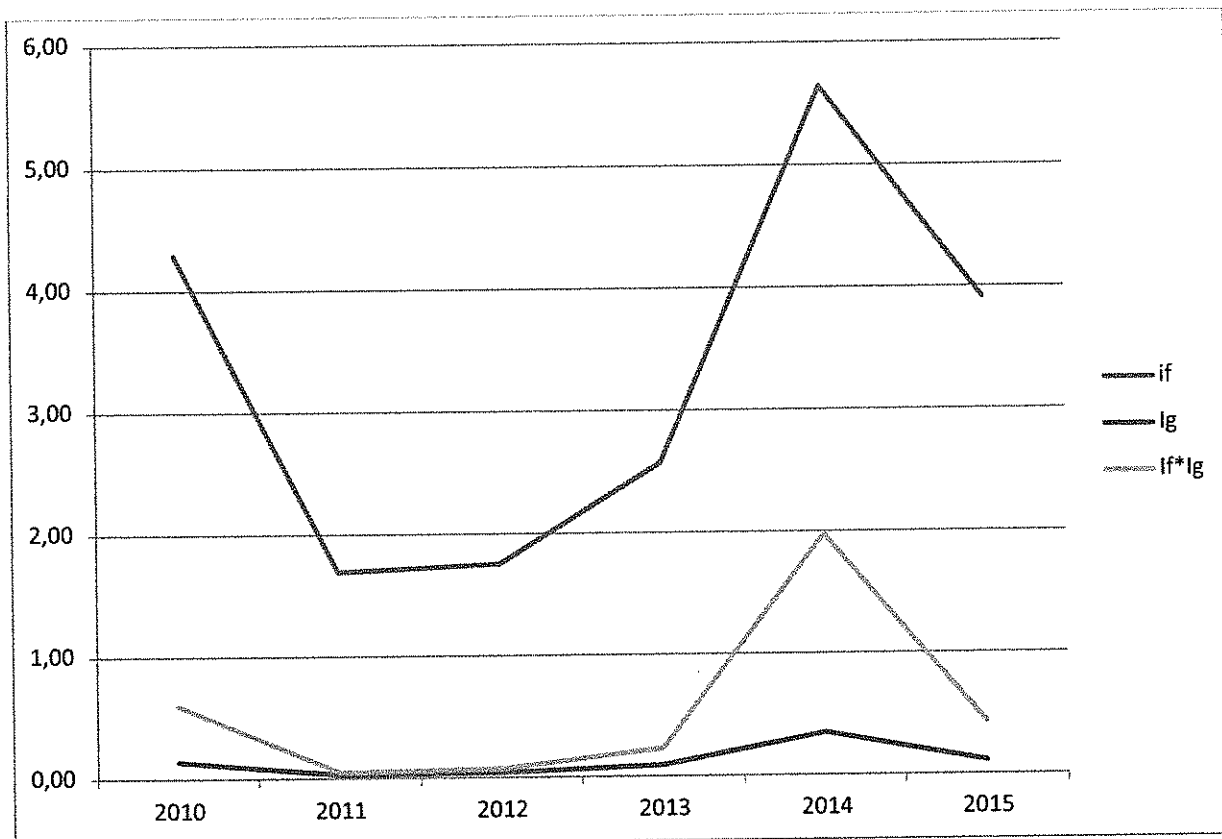
Sono inoltre continuate le attività per il mantenimento del Sistema di Gestione per la Sicurezza certificato ai sensi della norma internazionale OHSAS 18001 ed implementato presso tutti gli impianti produttivi; alle unità certificate si è aggiunta la struttura di Ingegneria.

Per quanto riguarda l'attività di *audit* di sicurezza, nel 2015 sono state effettuate 7 *audit* interni sul SGS OHSAS 18001, 2 sul SGS 334 presso gli impianti e 8 *audit* esterni con l'Ente di Certificazione.

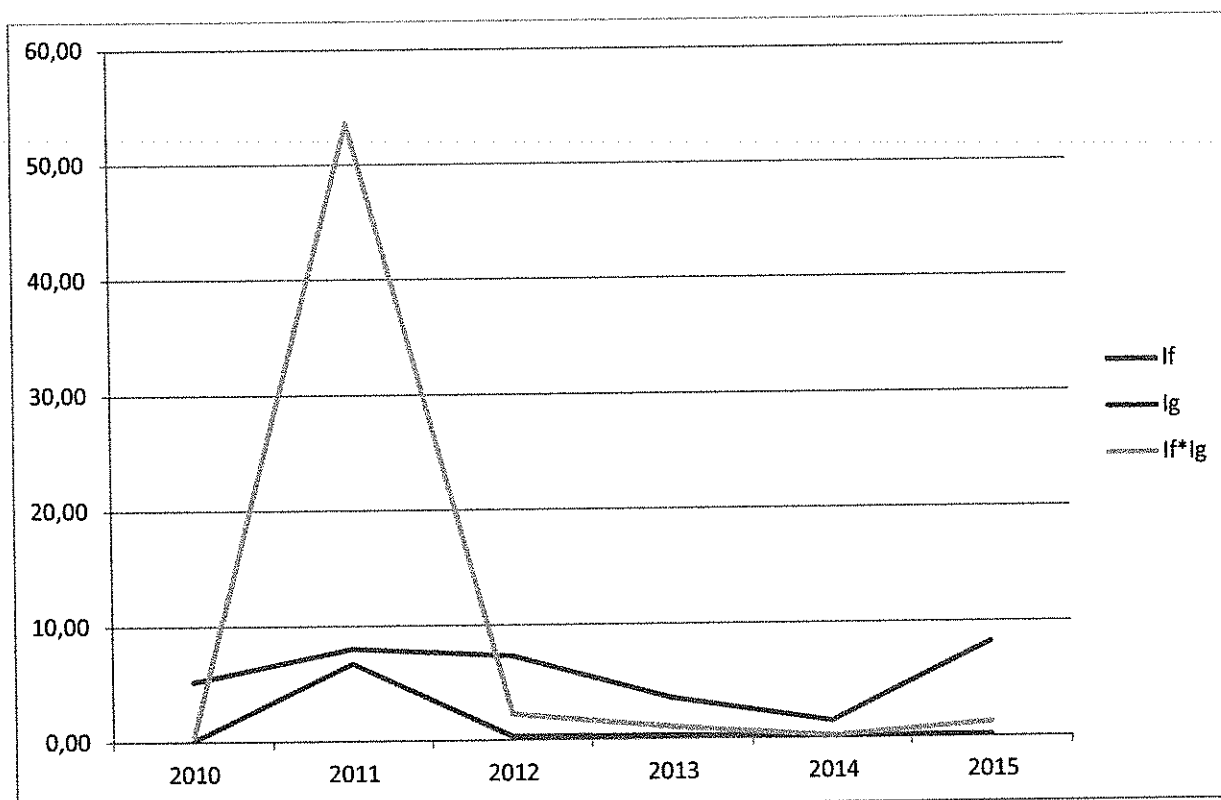
In merito all'andamento infortunistico del personale di Edipower, nel 2015 si sono verificati 4 infortuni sul lavoro.

Gli indici di frequenza e gravità sono riportati nei grafici sottostanti (anno 2015: indice di frequenza = 3.91; indice di gravità = 0.11).

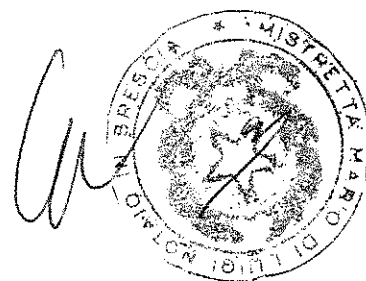
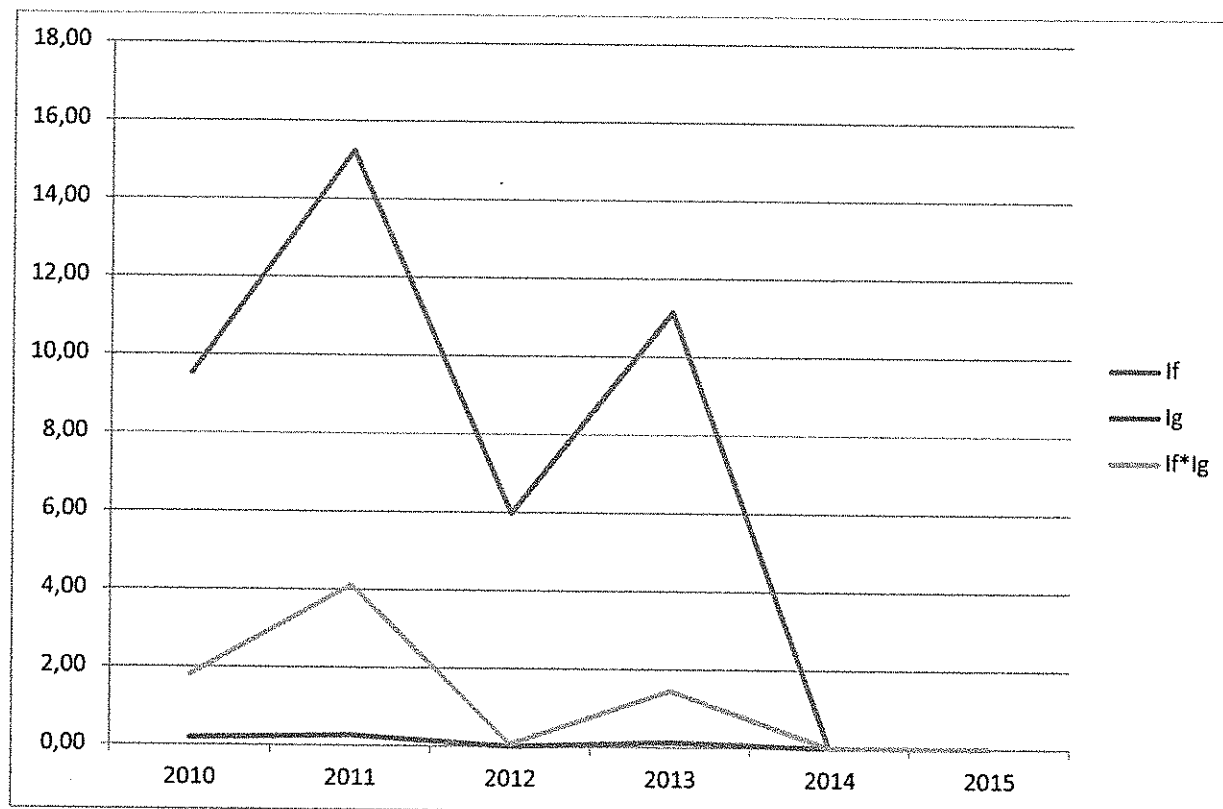




Per quanto riguarda le imprese esterne operanti in manutenzione, nel 2015 si sono verificati 6 infortuni (anno 2015: indice di frequenza = 8.22; indice di gravità = 0.15).



Relativamente ai cantieri soggetti al Titolo IV del DLgs. 81/2008 gestiti da Ingegneria, nel 2015 non si sono verificati infortuni. Nel 2015 l'indice di frequenza e quello di gravità sono pari a 0.



4.5.3.2. Formazione e Sviluppo

Nel corso del 2015 sono proseguite e quasi completate le attività necessarie ad una gestione controllata della formazione obbligatoria, nello specifico sono stati:

- verificati ed aggiornati ruoli, incarichi e attività che richiedono formazione obbligatoria;
- mappati i percorsi formativi di ogni mansione;
- codificati (con la metodologia in uso nel resto del Gruppo) i corsi erogati prima e durante il 2015, al fine di trasferire i dati nell'applicativo in uso e poter alimentare il work flow di gestione della formazione obbligatoria ed opportuna.

Nel 2015 sono state erogate 16.000 ore con 4.000 partecipazioni, suddivise tra addestramento e formazione manageriale e linguistica.

Nel corso dell'anno, presso le sedi Edipower sono stati realizzati percorsi formativi di addestramento per un totale di quasi 14.000 ore e 3.000 partecipazioni, coinvolgendo il 96 % della popolazione. La maggior parte dell'addestramento erogato è stato rivolto a temi in materia di sicurezza (quasi il 76%) e tecnica (14%). Nello specifico sono stati realizzati diversi programmi focalizzati alla prevenzione dei principali rischi delle unità di produzione (prevenzione del rischio elettrico, lavori in ambienti confinati, rischio da atmosfere esplosive, prevenzione rischio chimico, etc.), ivi compreso quello da incidenti rilevanti ai sensi del D.Lgs. 334/99 e successive modifiche ed integrazioni (c.d. Legge Seveso).

E' proseguita nel 2015 la formazione linguistica che ha coinvolto 32 persone per un totale di 680 ore; le sessioni avviate a fine anno, proseguiranno anche nel corso del 2016.

Per quanto riguarda le attività di formazione manageriale, nel 2015 sono state erogate circa 800 ore, legate soprattutto allo sviluppo di competenze manageriali e al progetto Futura2a; nel complesso sono stati coinvolti 44 dipendenti. Oltre alle iniziative collettive, sopra indicate sono inoltre stati pianificati colloqui di tutoring individuali.

4.5.3.3. Organizzazione

Nel corso del 2015 Organizzazione, Modelli 231 e Qualità' di A2A S.p.A., oltre alle consuete attività di gestione dell'organizzazione aziendale, ha effettuato sia interventi di sviluppo organizzativo volti ad accompagnare l'evoluzione dell'assetto societario ed organizzativo della Società che di supporto progettuale ad iniziative del Business. Di seguito sono evidenziati i principali ambiti di intervento:

- supporto al business nel riassetto organizzativo della Società attraverso la definizione delle responsabilità e dell'assetto organizzativo delle Strutture di Ingegneria, di Business Development e dei Controlli Tecnici e Gestionali. Sono stati effettuati, inoltre, alcuni interventi di revisione delle responsabilità e degli assetti sugli impianti;
- supporto al Responsabile del Progetto 'Sinergie Produzione Impianti' nell'armonizzazione dei processi e dei sistemi di *dispatching*, produzione e *back office* per gli Impianti termoelettrici ed idroelettrici del Gruppo al fine di ottimizzare e uniformare sia le modalità operative di conduzione, gestione e consuntivazione degli Impianti sia di collaborazione tra le diverse strutture coinvolte nei processi. Il Progetto, inoltre, ha anche l'obiettivo di garantire attraverso l'intera catena dei processi della filiera la disponibilità di informazioni univoche, certificate e tempestive finalizzate a garantire processi decisionali e analitici più tempestivi;
- supporto al Responsabile del Progetto Sistema di Gestione finalizzato a certificare in conformità alle norme di legge e alle norme UNI EN ISO 9001:2008, UNI EN ISO 14001:2004, OHSAS 18001:2007 i processi di Ingegneria;
- supporto ad Ambiente, Salute e Sicurezza nell'ambito del progetto di realizzazione del sistema integrato QAS della Business Unit Generazione e Trading;
- emissione, in collaborazione con le Strutture Organizzative, di documenti normativi di dettaglio finalizzati a disciplinare alcuni processi di competenza.

4.5.3.4. Relazioni industriali

Anche nell'anno 2015 le relazioni sindacali, a livello aziendale, si sono indirizzate ad individuare soluzioni operative finalizzate a mitigare i costi di esercizio degli impianti che, con particolare riferimento a quelli termoelettrici, continuano a scontare una situazione di particolare criticità. Si evidenziano a tale proposito gli Accordi sindacali sottoscritti per gli impianti di Mese e per la centrale di Chivasso.

Merita altresì specifica evidenziazione l'Accordo sindacale sottoscritto in data 13 ottobre 2015 che, nell'ambito di una pluralità di iniziative attivate nel del Gruppo A2A per contrastare la situazione generale di crisi del settore termoelettrico e particolare della centrale di Brindisi il cui progetto di riconversione non è stato accolto favorevolmente dalle Autorità locali deputate alla sua approvazione, ha previsto, specificatamente per quanto attiene Edipower, l'attivazione di una procedura di mobilità di accompagnamento alle pensioni a valere per la centrale di Brindisi e per gli Impianti idroelettrici di Mese e dell'area Friuli Venezia Giulia per un totale di 44 risorse che cesseranno dall'azienda tra gli ultimi mesi dell'anno 2015 ed entro la fine del 2016. Ciò consentirà di gestire in modo non traumatico la fuoriuscita per pensionamento di parte del personale della centrale di Brindisi non più operativa, creando altresì le condizioni per un reimpiego ed una riqualificazione dei restanti lavoratori della centrale nell'ambito dell'area idroelettrica del Gruppo, meno impattata dalla crisi del settore.

Si evidenzia da ultimo che nel mese di dicembre 2015 hanno preso avvio le trattative per il rinnovo del contratto collettivo nazionale dei lavoratori elettrici, a valere per il periodo 2016-2018.

4.5.4. Sistemi informativi

Nel corso del 2015 sono state avviate le operazioni di integrazione delle piattaforme applicative Edipower all'interno delle architetture del Gruppo A2A.

In questo processo sono stati privilegiati aspetti di standardizzazione e di ricerca di sinergie sempre privilegiando soluzioni a tutela della continuità del business aziendale.

Le principali iniziative gestite sono state:

- il progetto "Sinergie Impianti" che ha consentito di omogeneizzare delle piattaforme applicative al supporto di tutti gli impianti di produzione del Gruppo e di consolidare i flussi informativi di integrazione nei confronti di A2A trading
- la conversione del SAP Edipower all'interno dell'ambiente SAP A2A

4.5.5. Relazioni esterne e comunicazione

Per consolidare il rapporto con il territorio ed i principali *stakeholder*, sono proseguite le attività di Edipower per sensibilizzare sui temi energetici e ambientali. In particolare, si è confermato l'impegno nel "Progetto scuola" destinato, da diversi anni, agli istituti scolastici dei territori nei quali sono presenti le unità produttive dell'Azienda. Il progetto prevede, anzitutto, la possibilità per le scuole di effettuare gratuitamente visite guidate agli impianti aziendali, prenotando direttamente sul portale progettoscuela.a2a.eu. Nell'anno scolastico 2014-15 oltre 4.000, tra studenti e docenti, hanno preso parte alle visite, ricevendo gratuitamente un kit didattico composto da materiali editoriali studiati per le scuole. Inoltre sui territori di Chivasso, Mese, Piacenza, Sermide, San Filippo del Mela è stato proposto il concorso per le scuole primarie e secondarie di primo grado "Energia e arte" che ha visto la partecipazione di un migliaio di studenti impegnati nella rivisitazione di opere d'arte in chiave eco-sostenibile. Su tutti i territori Edipower ha promosso un bando per assegnare agli studenti più meritevoli delle scuole secondarie di secondo grado ventuno borse di studio a sostegno degli studi universitari. Infine, in collaborazione con l'associazione Intercultura, sono state assegnate quattro borse di studio per soggiorni estivi all'estero a studenti dei territori di Brindisi, Chivasso, Piacenza e Udine.

4.5.6. Ambiente

Edipower si è da tempo dotata di Sistemi di Gestione Ambientale conformi alle norme tecniche e comunitarie di riferimento. Si evidenzia infatti che, già a partire dal 2000, tutti gli impianti di Edipower sono stati progressivamente certificati UNI EN ISO 14001 e, ad eccezione della centrale di Brindisi, sono ad oggi tutti in possesso della registrazione EMAS.



Nel corso dell'anno sono stati realizzati interventi formativi per il personale delle unità produttive, sia in tema di normativa ambientale che di gestione dei rifiuti.

Per tutto il 2015 si è protratta l'attività riguardante l'osservanza delle disposizioni in materia di spedizione/trasporto di merci/rifiuti pericolosi su strada, comprensiva della redazione di specifica relazione annuale.

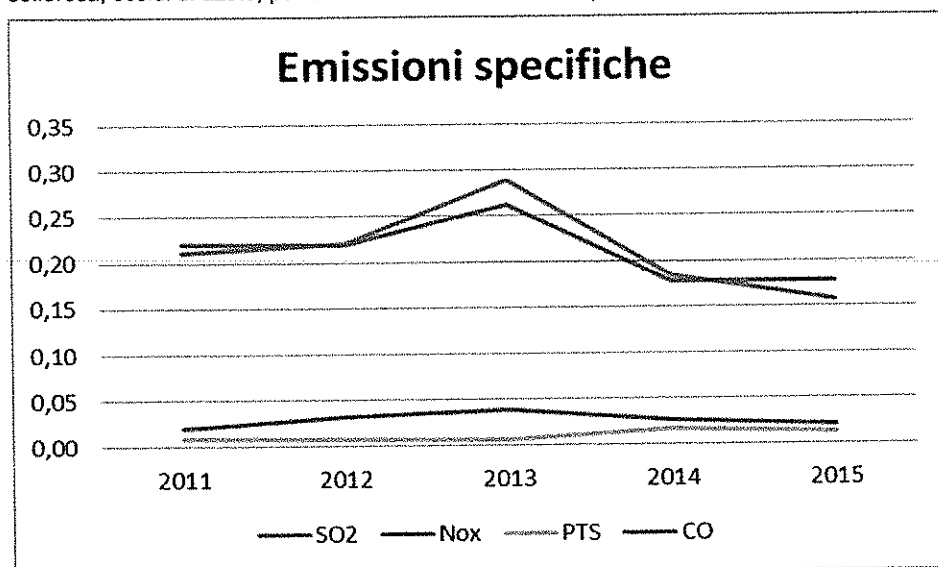
Nel corso del 2015 sono proseguite le attività necessarie a garantire la piena diffusione degli elementi di applicazione dei Regolamenti (CE) n.1907/2006 "REACH", n.1272/2008 "CLP" (*Classification, Labelling and Packaging*) e n.453/2010 sulle *Schede Dati di Sicurezza*, al fine di garantire la corretta gestione di tutti i prodotti/sostanze chimiche impiegate presso le unità di produzione, alla luce dei continui aggiornamenti cui la normativa è sottoposta.

Sul fronte delle attività di bonifica, nel corso del 2015 è continuata in modo intenso e significativo l'azione di controllo svolta da Edipower relativamente ai procedimenti in essere per nuclei di contaminazione dei suoli e delle acque di falda riscontrati negli anni precedenti presso aree di alcune centrali termoelettriche.

In particolare, per quanto riguarda la centrale di San Filippo del Mela, presso la quale indagini condotte nel corso del 2004 avevano evidenziato la presenza di nuclei di contaminazione nei terreni e nelle acque di falda in alcune aree limitate e confinate dell'impianto, per tutto il 2015 è stato mantenuto attivo il piano completo di monitoraggi sulle matrici acque di falda, suoli e vapori, sotto il controllo degli enti competenti (Provincia e Arpa Messina).

Per quanto riguarda, invece, la centrale di Brindisi, a seguito di emissione Decreto MATTM di approvazione del progetto unitario di bonifica, nel corso del 2015 sono partite le attività relative alla bonifica dei suoli e si è avanzata la richiesta di rinunciare alla bonifica delle acque di falda.

In materia di prestazioni ambientali del 2015, le emissioni specifiche nette in atmosfera dei principali inquinanti (anidride solforosa, ossidi di azoto, polveri e monossido di carbonio) risentono della discontinua modalità di produzione.



Emissioni in atmosfera di biossido di zolfo, ossidi di azoto, polveri

Centrale	Inquinante	u	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
BR	SO ₂	t	2.345	2.096	2.239	672	2.092	2.188	1.997	1.159	991	1.230	794	0	0	0
	NO _x	t	3.258	2.973	3.270	410	1.282	1.445	1.332	755	647	654	362	0	0	0
	Polveri	t	122	131	152	49	149	197	98	56	69	85	43	0	0	0
CH	SO ₂	t	21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	NO _x	t	38	0	241	926	848	675	560	354	282	301	250	97	0	43
	Polveri	t	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PZ	SO ₂	t	7.255	2.132	1.806	493	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	NO _x	t	2.886	1.262	1.232	536	501	559	520	514	456	383	347	149	83	141
	Polveri	t	201	82	94	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SF	SO ₂	t	26.808	14.146	11.717	9.217	8.662	8.699	4.781	3.890	1.141	1.162	1.043	1245	506	720
	NO _x	t	5.711	3.849	3.945	3.476	3.086	3.198	2.710	2.692	855	677	509	673	420	516
	Polveri	t	1.715	361	151	131	104	114	88	105	30	22	22	29	47	60
SE	SO ₂	t	6.997	2.959	555	0	377	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	NO _x	t	3.031	2.172	1.100	669	911	524	493	292	368	257	183	154	66	113
	Polveri	t	252	244	29	0	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TL	SO ₂	t	2.796	3.346	2.570	1.535	1.794	1.093	139	105	1	1	0	0		
	NO _x	t	2.343	2.929	2.401	1.392	893	692	465	326	305	231	170	56		
	Polveri	t	43	61	48	40	27	12	1	2	0	0	0	0		
TOT	SO ₂	t	46.222	24.679	18.887	12.117	12.925	11.980	6.917	5.154	2.134	2.393	1.837	1245	506	720
	NO _x	t	17.267	13.185	12.189	7.409	7.521	7.093	6.080	4.933	2.912	2.504	1.821	1129	569	813
	Polveri	t	2.336	679	474	250	288	323	187	163	100	108	65	29	47	60

Per ciò che concerne il sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas ad effetto serra (direttiva *Emission Trading*), le emissioni consuntivate da Edipower nel 2015 ammontano a 2.976.071 t. Le emissioni sono state calcolate secondo i piani di monitoraggio elaborati in conformità ai criteri previsti dalla normativa comunitaria (Decisione 2007/589/CE, recepita nell'ordinamento italiano con Deliberazione n. 14/2009 e s.m.i.) e sono state verificate da parte di un organismo terzo indipendente e accreditato presso l'autorità competente.

Nell'ambito degli adempimenti previsti dalla Direttiva del Consiglio 2008/1/CE, nota con il nome "IPPC" (*Integrated Pollution Prevention and Control*), avente ad oggetto la prevenzione e riduzione integrale dell'inquinamento, recepita in Italia, da ultimo, con la parte seconda del Decreto Legislativo 3 aprile 2006 n. 152 e s.m.i., alla data odierna sono in possesso di AIA tutte le centrali Edipower.

4.5.8. Investimenti, ricerca e sviluppo

4.5.8.1 Investimenti e progetti

Gli investimenti dell'esercizio 2015 ammontano a 21,8 milioni di euro. Si riportano qui di seguito gli interventi più rilevanti eseguiti o in corso di autorizzazione.

Centrali termoelettriche

Centrale di Brindisi

Nel corso dell'anno sono proseguiti gli studi e la preparazione delle specifiche tecniche per il decommissioning dei gruppi 1 e 2 che hanno portato, nel periodo maggio-luglio, all'emissione di due richieste di acquisto: una per la demolizione delle caldaie dei gruppi 1 e 2 (caldaie, retrocaldaie, condotti fumo e ciminiera) l'altra per la bonifica gas free parco serbatoi OCD (due serbatoi da 50.000 m³ ed apparecchiature OCD dei gruppi 3&4). In seguito alla notifica del Ministero dell'Ambiente del 04/11/2015 che confermava ufficialmente ad Edipower il parere positivo con prescrizioni del 15/10/2015 da parte della



Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale ribadendo tutte le prescrizioni di cui al parere del 06/3/2015 tra le quali l'obbligo di demolizione anche di tutte le fondazioni delle Unità 1 e 2 Edipower, pur precedendo con ricorso avverso il provvedimento del MATTM presso il TAR del Lazio, ha emesso nel mese di dicembre una nuova richiesta di acquisto che escludeva la demolizione delle caldaie lasciando invece inclusi tutti gli item che per ragioni di sicurezza è opportuno alienare e bonificare al più presto (precipitatori elettrostatici, impianti retro caldaia, tubazioni olio, etc.). La demolizione delle caldaie delle Unità 1 e 2 potrà poi essere completata a seguito della conclusione del procedimento amministrativo presso il TAR.

Centrale di San Filippo del Mela

Nel corso del 2015 sono proseguite le attività di demolizione delle caldaie, degli impianti retro caldaia, dei condotti fumo e della ciminiera delle unità 3 e 4, prescritte nell'aggiornamento della Autorizzazione Integrata Ambientale - Verbale della Conferenza dei Servizi del 6 settembre 2012 (pratica DVA-4RI-00 2012 0140). Le attività di scoibentazione e demolizione delle caldaie, degli impianti retro caldaia, dei condotti fumo, della sala macchine e della sala manovra dei gruppi 3 e 4 sono praticamente concluse (96% l'avanzamento al 31 dicembre) mentre l'attività di demolizione della ciminiera si concluderà nel prossimo mese di marzo. Caricamento, trasporto e conferimento agli impianti di trattamento-smaltimento dei rifiuti pericolosi derivanti dalle suddette attività di bonifica e demolizione sono stati eseguiti ad A2A Ambiente così come il ritiro e la vendita di materiale ferroso e non ferroso risultante dalla demolizione di parti di impianto obsolete. Nel mese di settembre è stata emessa una richiesta di acquisto per la demolizione della sala macchine e dell'edificio ausiliari dei gruppi 3&4. E' continuata la progettazione per la realizzazione di un impianto di valorizzazione energetica del CSS (Combustibile Solido Secondario) della potenzialità di 200 MWt caratterizzato da due nuove e identiche caldaie a griglia (da 100 MWt ciascuna), dalle relative linee di depurazione fumi e da due nuove turbine a vapore da circa 30 MWe ciascuna. Edipower è anche partner industriale nello sviluppo di un'innovativa tecnologia solare termodinamica (CSP). Lo STEM (Solare termodinamico Magaldi) è un processo brevettato dalla Magaldi S.p.A. di Salerno (partner tecnologico) dove la radiazione solare captata dagli eliostati (specchi) è convogliata in un letto fluido di sabbia, in cui sono immersi i serpentine per la produzione di vapore, che costituisce il «core» dell'Unità di Generazione Solare. Nel corso del 2015, unitamente al partner Magaldi, si è ottenuta l'autorizzazione PAS da parte del Comune di San Filippo del Mela per l'installazione presso il sito di San Filippo del Mela di un impianto dimostrativo sperimentale di taglia industriale la cui realizzazione verrà finalizzata nel corso dell'anno 2016.

CCGT

Per le centrali a gas in ciclo combinato sono in corso studi ed interventi di "Flessibilizzazione" per velocizzare i tempi di avviamento. Questi prevedono interventi sia sulle turbine a gas (modifiche ai bruciatori) sia sulle rimanenti parti di impianto (*Balance of Plant*).

Centrali idroelettriche

Nucleo di Udine

Sono state completate le attività concernenti il rifacimento parziale della centrale di Somplago (3 unità Francis con potenza di circa 63 MWe ciascuna). Il Gruppo A ha effettuato il primo parallelo con la rete elettrica il 20 luglio, nel pieno rispetto dei programmi. Nel corso dell'anno sono poi continuate le attività di risoluzione degli item di Punch List.

Nel corso dell'anno sono stati portati a termine il rifacimento totale della centrale di Savorgnana (1 Unità da circa 2,2 MW, primo parallelo in data 16 luglio e Accettazione Provvisoria il 30 settembre) ed è stata parzialmente eseguita l'integrale ricostruzione della centrale di Campagnola (2 Unità per circa 1,51 MW). L'avanzamento fisico al 31 dicembre risulta essere dell'81%. Il progetto avrebbe dovuto completarsi nel corso dell'anno ma, soprattutto a causa di un inaspettato cedimento differenziale dell'edificio esistente avvenuto nel mese di febbraio, tutte le attività civili sono state fortemente rallentate.

Il 17/12/2015 con determina dirigenziale dell' Area Ambiente – Servizio Energia della Provincia di Udine è stata ottenuta la variante non sostanziale n°2015/8019 del 17/12/2015 per il progetto di integrale ricostruzione della centrale di Campolessi (2 Unità per circa 1,1 MW). Con riferimento al medesimo progetto sono state appaltate le attività elettromeccaniche nel mese di settembre e per le opere civili nel mese di dicembre.

Sono state completate le attività di risoluzione delle *Punch List* per i rifacimenti delle centrali mini-idro del nucleo di Udine di Ronchi dei Legionari, Redipuglia, Fogliano, Monfalcone Anconetta e Luincis.

Nucleo di Mese

Sono continuati i progetti concernenti l'utilizzo del Deflusso Minimo Vitale (DMV) per le dighe di Isolato e di Villa di Chiavenna ed all'utilizzo di un nuovo salto sul torrente Drogo. Questi tre progetti avrebbero dovuto essere completati nel corso dell'anno ma, a causa di difficoltà economiche in cui versa il trattatista elettromeccanico G.E.A., stanno subendo notevoli ritardi. Soltanto in relazione al progetto di "Utilizzo Idroelettrico del Salto del torrente Drogo" è stato ottenuto il primo parallelo in data 21 dicembre. Per gli altri due impianti si prevede una conclusione dei lavori entro Marzo 2016.

4.5.8.2 Innovazione tecnologica

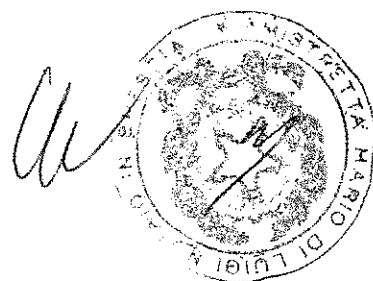
La Società ha una quota di partecipazione nel Distretto Tecnologico Nazionale sull'Energia ("DITNE"), società consortile a responsabilità limitata. La società DITNE non persegue fini di lucro e ha la finalità di sostenere attraverso la ricerca, lo sviluppo sperimentale e l'eccellenza scientifica e tecnologica nel settore dell'energia.

Prosegue l'attività di partnership con l'Ente di Ricerca Fondazione Bruno Kessler e con la Società Optoelettronica Italia S.r.l., entrambe di Trento, per lo sviluppo di un prototipo di un innovativo modulo di conversione fotovoltaico a concentrazione, cogenerativo ed a elevata efficienza, finalizzato all'industrializzazione del prodotto. Nell'ambito dell'accordo Edipower ha ottenuto la fornitura del prototipo a titolo non oneroso e si sta occupando dei test in condizioni di installazione presso la centrale di Sermide.

Ancora nel settore dell'energia solare è stata avviata inoltre una partnership con la Società Magaldi per la realizzazione presso la centrale di San Filippo del Mela di un prototipo di taglia industriale della tecnologia brevettata denominata STEM (Solar Thermodynamic Energy Magaldi) per la generazione mediante un sistema termodinamico a concentrazione (CSP – Concentrated Solar Power); questo è basato sull'impiego di un letto di sabbia fluidizzata per immagazzinare e trasferire il calore captato dall'irraggiamento solare diretto. Anche in questo caso l'accordo prevede la partecipazione di Edipower nella fase di test prestazionali e funzionali del prototipo, fornito a titolo non oneroso dal partner tecnologico.

4.5.8.3 Attività di ricerca e sviluppo

La Società non ha effettuato nell'anno attività di ricerca e sviluppo.



4.6. Analisi della situazione economica, patrimoniale e finanziaria

Situazione economica

<i>(in migliaia di euro)</i>	31.12.2015	31.12.2014	Variazioni
Ricavi			
Ricavi di vendita e prestazioni	399.480	443.144	(43.664)
Altri ricavi operativi	119.791	166.008	(46.217)
Totale ricavi	519.271	609.152	(89.881)
Costi operativi	(297.197)	(346.843)	49.646
Costi per il personale	(47.845)	(62.145)	14.300
Margine operativo lordo	174.229	200.164	(25.935)
Ammortamenti e svalutazioni	(271.791)	(176.575)	(95.119)
Accantonamenti	(3.852)	1.064	(5.013)
Risultato operativo netto	(101.414)	24.653	(126.067)
Risultato da transazioni non ricorrenti	-	990	(990)
Gestione finanziaria	(8.989)	(24.444)	15.455
Altri costi non operativi	-	-	-
Risultato al lordo delle imposte	(110.403)	1.199	(111.602)
Imposte di competenza	9.169	(56.968)	66.137
Risultato netto	(101.234)	(55.769)	(45.465)

Ricavi da vendite e prestazioni

I ricavi da vendite e prestazioni sono risultati pari a 399.480 migliaia di euro, un importo in diminuzione rispetto ai 443.144 migliaia di euro dell'esercizio 2014. I ricavi da vendite comprendono i corrispettivi previsti dal *Tolling Agreement* (87.253 migliaia di euro), dal *Power Purchase Agreement* (120.288 migliaia di euro), i ricavi derivanti dalla vendita diretta dell'energia elettrica prodotta dagli impianti mini - idro e fotovoltaico (4.493 migliaia di euro), i ricavi conseguiti sul mercato da parte di San Filippo del Mela (181.287 migliaia di euro) i riaddebiti ai *Toller* per costi sostenuti per loro conto per 3.064 migliaia di euro e altri ricavi per 3.095 migliaia di euro.

Nella tabella che segue sono evidenziate le principali voci che compongono i ricavi da vendite e prestazioni .

<i>(in migliaia di euro)</i>	2015	2014	variazioni
Ricavi da <i>Tolling</i>	87.253	122.614	(35.361)
Ricavi da <i>PPA</i>	120.288	146.440	(26.152)
Ricavi da vendita energia elettrica mini idro e fotovoltaico	4.493	4.593	(100)
Ricavi vendita San Filippo del Mela (Impianto essenziale)	181.287	183.745	(2.458)
Ricavi vendita Brindisi	-	-	-
Riaddebiti ai <i>Toller</i>	3.064	3.508	(444)
Altri ricavi	3.095	2.244	851
Rischi su <i>Tolling</i>	-	(20.000)	(20.000)
Ricavi di vendite e prestazioni	399.480	443.144	(43.664)

La diminuzione complessiva dei ricavi da vendite e prestazioni per 43.664 migliaia di euro è in larga parte riconducibile alla diminuzione dei ricavi *Tolling* e *PPA* per 61.513 migliaia di euro. La diminuzione è in larga parte attribuibile ai maggiori

conguagli a favore del *Toller* nell'esercizio 2015 in ragione della marcata riduzione dei costi e degli oneri finanziari rispetto all'esercizio 2014 e alla minor idraulicità degli impianti idroelettrici.

Contribuiscono alla riduzione dei ricavi vendite e prestazioni la diminuzione dei ricavi conseguiti sul mercato dalla centrale di San Filippo del Mela in ragione dei minor ricavi unitari.

In data 6 febbraio 2014 A2A Trading aveva inviato a Edipower una comunicazione a mezzo della quale evidenziava la necessità di esaminare e discutere in buona fede gli elementi del contratto di tolling ritenuti non più sostenibili alla luce delle mutate condizioni del mercato energetico e richiedeva, inoltre, di modificare gli importi dei corrispettivi del Contratto di Tolling e del Contratto di Somministrazione di Energia Elettrica riducendoli per le componenti relative ai costi non monetari degli impianti di Turbigo e Tusciano.

In data 29 febbraio 2016 Edipower ed A2A Trading hanno sottoscritto un accordo, in cui al fine di definire transattivamente ogni e qualsivoglia pretesa già vantata da A2A Trading e a saldo e stralcio di ogni e qualsiasi attuale o potenziale contenzioso tra le parti, è stato stabilito il riconoscimento a A2A Trading un importo pari a 20 milioni di euro come minori tolling fee. L'importo era iscritto nel bilancio del 2014 tra i fondi rischi e oneri come rischio su tolling. La definizione tra le parti ha determinato l'utilizzo del fondo e la sua contabilizzazione come debito.

A scopo illustrativo la seguente tabella evidenzia il perimetro contrattuale per gli impianti in *Tolling* e *PPA* negli esercizi 2014 e 2015.

	2014	2015
	12 mesi	12 mesi
Tolling		
Centrale di Chivasso	<i>Tolling</i>	<i>Tolling</i>
Centrale di Piacenza	<i>Tolling</i>	<i>Tolling</i>
Centrale di Sermide	<i>Tolling</i>	<i>Tolling</i>
Centrale di Brindisi	<i>Non operativa</i>	<i>Non operativa</i>
PPA		
Nucleo di Mese	<i>PPA</i>	<i>PPA</i>
Nucleo di Udine	<i>PPA</i>	<i>PPA</i>

Altri Ricavi operativi

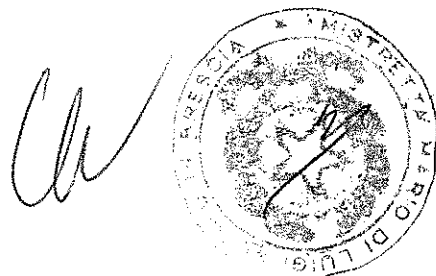
Gli altri ricavi operativi ammontano a 119.791 migliaia di euro contro i 166.008 migliaia di euro dell'esercizio 2014.

Il decremento degli altri ricavi operativi per 46.217 migliaia di euro è in larga parte riconducibile al minor importo per reintegro costi di San Filippo del Mela (Impianto essenziale).

Gli altri ricavi operativi Edipower, conseguiti nel 2015, includono principalmente l'importo di 116.396 migliaia di euro per il reintegro dei costi di generazione sostenuti per la centrale di San Filippo del Mela (Impianto essenziale), ai sensi della delibera 111/06. Il meccanismo di reintegro costi, previsto nella delibera suddetta, prevede che venga riconosciuta al titolare dell'impianto la differenza, se positiva, tra i costi variabili e fissi riconosciuti e i ricavi riconosciuti. Il saldo per il reintegro costi del 2015 risulta sostanzialmente inferiore rispetto al valore del 2014.

Costi operativi

I costi operativi sono risultati pari a 297.197 migliaia di euro. L'importo comprende principalmente, per 75.337 migliaia di euro, i costi sostenuti per l'esercizio e la manutenzione degli impianti, prestazioni professionali, prestazioni di servizi dalla controllante e dalle altre società del gruppo, per 3.401 migliaia di euro di godimento di beni di terzi, per 182.505 migliaia di euro di costi materie prime e servizi della centrale di San Filippo del Mela e Brindisi (combustibile, mercato elettrico, oneri ambientali e svalutazioni magazzino combustibili). Gli oneri diversi di gestione comprendono 17.268 migliaia di euro di canoni derivazione acqua e 10.920 migliaia di euro di IMU.



Nella tabella che segue sono evidenziate le principali voci che compongono i costi operativi.

(in migliaia di euro)	2015	2014	Variazioni
Costi per materie prime, di consumo e servizi(*)	(75.337)	(95.207)	19.870
Costi gestione San Filippo del Mela (combustibile, mercato elettrico e oneri ambientali)	(179.058)	(200.539)	21.481
Costi gestione Brindisi (combustibili)	(3.447)	(3.193)	(254)
Godimento beni di terzi	(3.401)	(1.600)	(1.801)
Oneri diversi di gestione	(35.263)	(46.104)	10.841
Altri oneri	(691)	(200)	(491)
Costi operativi	(297.197)	(346.843)	49.646

(*) Esclude i costi di gestione di San Filippo, Brindisi connessi a combustibili, mercato elettrico e oneri ambientali

I costi operativi registrati nell'esercizio 2015 ammontano a 297.197 migliaia di euro, rispetto ai 346.843 migliaia di euro dell'esercizio 2014. La variazione dei costi operativi evidenzia una diminuzione di 49.646 migliaia di euro ed è attribuibile principalmente a:

1. minori costi sostenuti per la centrale di San Filippo del Mela relativamente agli oneri per combustibile, oneri sul mercato elettrico e oneri ambientali per 21.481 migliaia di euro, in ragione dei minori oneri per combustibili sostenuti derivanti dai minor costi unitari;
2. minor costi per acquisti di materiali, energia oltre a minori oneri per manutenzioni per 19.870 migliaia di euro.

Costi per il personale

I costi per il personale evidenziano la riduzione di 14.300 migliaia di euro. Da 62.145 migliaia di euro nel 2014 a costi di 47.845 migliaia di euro nel 2015. Nel 2015 sono presenti oneri per mobilità ed esodo per 1.435 migliaia di euro, un importo inferiore al saldo di 10.417 migliaia di euro rilevato nell'esercizio 2014. Il decremento complessivo dei costi per il personale è del 23%, andamento che trova rispondenza anche nel decremento del 14% nel costo medio del lavoro pro-capite. La consistenza media dell'organico è passata da 714 risorse a fine 2014 a 637 di fine anno 2015, la consistenza media della forza lavoro si riduce nell'esercizio di 77 risorse.

Margine operativo lordo

Il margine operativo lordo è pari a 174.229 migliaia di euro, saldo che evidenzia la diminuzione di 25.935 migliaia di euro rispetto 200.164 migliaia di euro rilevati nell'esercizio 2014.

Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni ammontano a 275.643 migliaia di euro. L'importo è superiore di 100.132 migliaia di euro rispetto a quanto rilevato nell'esercizio 2014, pari a 175.511 migliaia di euro.

La variazione in aumento è da attribuirsi a:

- maggiori svalutazioni derivanti dall'*impairment test* effettuato nel 2015 per 103.751 migliaia di euro;
- minori ammortamenti per circa 18.050 migliaia di euro, variazione derivante in parte dalla rideterminazione della vita utile degli impianti CCGT a partire dal 1° luglio 2014;
- maggiori svalutazioni per 9.418 migliaia di euro rispetto al saldo al 31 dicembre 2014 per effetto principalmente della svalutazione dell'asset riferito alla centrale di Brindisi incrementatosi nell'esercizio a fronte dell'iscrizione di un fondo *decommissioning* per la messa in sicurezza dell'impianto stesso che tuttavia era già stato svalutato completamente nei precedenti esercizi;
- maggiori accantonamenti a fondi rischi che risultano in aumento di 5.013 migliaia di euro. L'accantonamento per nuovi rischi è stato nel 2015 di 14.231 migliaia di euro. L'accantonamento viene indicato al netto di riversamenti per eccedenze che sono state di 10.378 migliaia di euro. I riversamenti sono principalmente riferiti per 6.700

migliaia di euro al ripristino sito in Valcellina (Udine), per 2.842 migliaia di euro per alcuni contenziosi ICI transati principalmente con comuni della provincia di Udine.

(in migliaia di euro)	2015	2014	variazioni
Accantonamenti rischi	(3.852)	1.161	(5.013)
Ammortamenti	(110.519)	(128.569)	18.050
Svalutazioni	(161.272)	(48.103)	(113.169)
- Svalutazioni derivanti da <i>impairment test</i>	(151.733)	(47.982)	(103.751)
- Altre svalutazioni	(9.539)	(121)	(9.418)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(275.643)	(175.511)	(100.132)

Risultato operativo netto

Il risultato operativo netto dell'esercizio 2015 è negativo per 101.414 migliaia di euro, mentre risultava positivo per 24.653 migliaia di euro al 31 dicembre 2014.

Risultato da transazioni non ricorrenti

Al 31 dicembre 2015 la posta non accoglie alcun valore mentre nel 2014 il risultato aveva beneficiato di una transazione non ricorrente con l'apporto di un contributo positivo per circa 990 migliaia di euro, derivante da una plusvalenza realizzata sulla cessione dei rami d'azienda di servizi corporate e trading ad A2A S.p.A e A2A Trading S.r.l..

Gestione finanziaria

Gli oneri finanziari netti a carico dell'esercizio 2015 ammontano a 8.989 migliaia di euro in diminuzione di 15.455 migliaia di euro rispetto ai 24.444 migliaia di euro del 2014. La diminuzione è quasi interamente riconducibile al minor debito finanziario medio nei due esercizi.

Risultato al lordo delle imposte

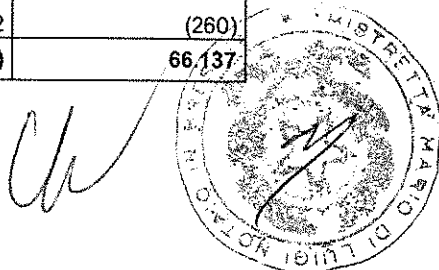
Il risultato al lordo delle imposte è negativo per 110.403 migliaia di euro. Nel precedente esercizio risultava positivo per 1.199 migliaia di euro.

Imposte di competenza

Le imposte di competenza dell'esercizio comprensive della fiscalità differita sono positive per a 9.169 migliaia di euro. Esse riflettono l'effetto delle svalutazioni sulle differite attive e recepiscono imposte per 11.185 migliaia di euro, per l'adeguamento delle imposte anticipate e differite IRES a seguito della previsione dell'art. 1, co. 61, della Legge 208/2015, che ha disposto la riduzione del 3,5 % dell'aliquota IRES a decorrere dal 1° gennaio 2017, con effetto per i periodi d'imposta successivi a quello in corso al 31 dicembre 2016.

Di seguito il dettaglio delle imposte di competenza.

(in migliaia di euro)	2015	2014	Variazioni
- Provento (onere) da consolidamento	17.561	1.631	15.930
- IRAP		(787)	787
Imposte differite (netto)	2.781	(21.202)	23.983
Adeguamento aliquota Ires su imposte anticipate e differite (netto)	(11.185)		(11.185)
Adeguamento per Robin tax		(36.882)	36.882
Imposte esercizi precedenti, altro	12	272	(260)
Totale imposte di competenza	9.169	(56.968)	66.137



Risultato netto dell'esercizio

L'esercizio 2015 presenta un risultato economico negativo pari a 101.234 migliaia di euro, rispetto a 55.769 migliaia di euro nel 2014.

Situazione patrimoniale e finanziaria

Valori in migliaia di euro	31.12.2015	31.12.2014	variazione
CAPITALE INVESTITO			
Capitale immobilizzato netto	1.031.426	1.402.360	(370.934)
- Immobilizzazioni materiali	1.054.251	1.416.350	(362.100)
- Immobilizzazioni immateriali	1.009	2.167	(1.158)
- Partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	5	5	0
- Altre attività/passività non correnti	(3.348)	(709)	(2.638)
- Crediti/passività per imposte anticipate/differite	195.198	185.890	9.309
- Fondi rischi, oneri e passività diverse	(173.245)	(149.297)	(23.948)
- Benefici a dipendenti	(42.444)	(52.046)	9.601
Capitale di funzionamento	143.960	1.740	142.220
Capitale circolante	11.291	(2.900)	14.191
- Rimanenze	16.562	25.587	(9.025)
- Crediti commerciali	136.412	132.795	3.617
- Debiti commerciali	(141.682)	(161.282)	19.599
- Altre attività correnti	17.291	9.468	7.822
- Altre passività correnti	(36.329)	(12.769)	(23.560)
- Attività per imposte correnti/debiti per imposte	7.544	7.941	(397)
- Attività/Passività destinate alla vendita*	144.164	-	144.164
TOTALE CAPITALE INVESTITO	1.175.386	1.404.100	(228.714)
FONTI DI COPERTURA			
Patrimonio netto	955.951	1.053.369	(97.418)
Totale posizione finanziaria oltre l'esercizio successivo	398.000	398.000	-
Totale posizione finanziaria entro l'esercizio successivo	(178.565)	(47.269)	(131.296)
Totale posizione finanziaria netta	219.435	350.731	(131.296)
TOTALE FONTI	1.175.386	1.404.100	(228.714)

(*) al netto dei saldi inclusi nella posizione finanziaria netta

Capitale investito

Al 31 dicembre 2015 il capitale investito è pari a 1.175.386 migliaia di euro, alla cui copertura contribuiscono il patrimonio netto per 955.951 migliaia di euro e l'indebitamento finanziario netto pari a 219.435 migliaia di euro.

Il capitale immobilizzato si decrementa di 370.934 migliaia di euro. La diminuzione è principalmente attribuibile alla riduzione delle immobilizzazioni materiali per effetto degli ammortamenti, delle svalutazioni dell'esercizio - soprattutto da *impairment* - e dalla riclassificazione del compendio degli asset destinati alla vendita per effetto dell'operazione di scissione già descritta nei precedenti paragrafi.

Il capitale circolante si incrementa di 14.191 migliaia di euro principalmente per la riduzione dei debiti verso il *Toller* per i conguagli dei contratti di *Tolling* e *PPA* compensati dalla riduzione delle rimanenze e dall'incremento dei crediti commerciali.

Di seguito il dettaglio del capitale circolante:

(in migliaia di euro)	31.12.2015	31.12.2014	variazioni
Rimanenze	16.562	25.587	(9.025)
Crediti commerciali	136.412	132.795	3.617
Fornitori	(141.682)	(161.282)	19.599
Capitale circolante	11.291	(2.900)	14.191

Posizione Finanziaria Netta

La posizione finanziaria netta ammonta a 219.435 in riduzione di 131.296 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2014.

L'indebitamento finanziario lordo medio nominale ammonta a 398.000 migliaia di euro in netta diminuzione rispetto ai 596.897 migliaia di euro dell'esercizio 2014.

Dal punto di vista finanziario si ricorda che in data 24 dicembre 2013 era stato sottoscritto con A2A S.p.A. un contratto di finanziamento per complessivi euro 660.000.000, erogato in unica soluzione il 31 dicembre 2013.

Il finanziamento infragruppo prevede rimborso in un'unica soluzione il 31 dicembre 2017;

Dal 31 dicembre 2015 è stata cancellata la clausola 4.2 relativa al cash sweep che, su base trimestrale, prevedeva rimborsi pari al 90% della liquidità al netto di un importo di 25 milioni di euro. Nel corso dell'esercizio 2015 non sono stati effettuati rimborsi, mentre nel 2014 erano stati rimborsati complessivamente 262 milioni di euro.

I flussi finanziari netti da attività operativa dell'esercizio ammontano a 159.176 migliaia di euro. I flussi finanziari netti impiegati in attività di investimento dell'esercizio ammontano a 20.776 migliaia di euro.

(in migliaia di euro)	31.12.2015	31.12.2014
DISPONIBILITA' LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI ALL'INIZIO DELL'ESERCIZIO	47.986	59.085
Attività operativa		
Risultato netto dell'esercizio (a)	(94.130)	22.268
Ammortamenti	110.518	128.569
Imposte pagate/crediti per imposte cedute	2.434	(1.350)
Svalutazioni di immobilizzazioni	161.221	48.103
Variazioni delle attività e passività	(15.995)	89.434
Flussi finanziari netti da attività operativa	159.176	287.024
Flussi finanziari netti da attività di investimento	(20.776)	(15.055)
FREE CASH FLOW	(138.401)	271.970
Flussi finanziari netti da attività di finanziamento	(20.776)	(283.069)
VARIAZIONE DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE	(47.591)	(11.099)
DISPONIBILITA' LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI ALLA FINE DELL'ESERCIZIO	395	47.986

(a) Al netto delle imposte correnti e differite, delle plusvalenze su alienazioni di partecipazioni e dei proventi/oneri finanziari liquidati su debiti finanziari e derivati.

Alla data di chiusura dell'esercizio 2015, la Società non deteneva, né direttamente né per interposta persona, azioni proprie o di società controllanti.

4.7 Rischi e incertezze

Il Gruppo A2A si è dotato di un processo di *assessment* e *reporting* dei rischi per rendere la gestione dei rischi di business parte integrante e sistematica dei processi di *management*. Tale processo è ispirato alla metodologia dell'*Enterprise Risk Management* (E.R.M.) del *Report Committee of Sponsoring Organization of the Treadway Commission*, (Co.S.O. report) ed in *compliance* con il Codice di Autodisciplina della Consob.

La metodologia adottata si fonda sulla presenza di un modello dei rischi che tiene conto delle caratteristiche del Gruppo, della sua vocazione di multi-business e del settore di appartenenza.



Sulla base del modello viene periodicamente svolto un processo di self-assessment dei rischi che, attraverso il coinvolgimento diretto del *management* e di tutte le strutture aziendali, permette di determinare i rischi maggiormente rilevanti, i relativi presidi ed i piani di mitigazione.

Di seguito si procede alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui la Società è esposta considerando i settori di attività in cui opera e le peculiarità del modello di business adottato.

4.7.1 Rischi finanziari

4.7.1.1 Rischio prezzo e cambio connesso all'attività in *commodity*

Il modello di business della Società fa sì che la stessa sia minimamente esposta al rischio di oscillazione dei prezzi delle *commodity* energetiche trattate, principalmente energia elettrica, gas naturale, carbone, prodotti petroliferi, titoli ambientali. Per un'analisi dettagliata di tali rischi si rimanda a quanto ampiamente illustrato ai fini dell'IFRS 7 nel capitolo "Altre informazioni" del Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2015.

4.7.1.2 Rischio di tasso d'interesse

La tipologia di rischio finanziario a cui la Società è esposta è sostanzialmente legata al rischio di fluttuazione dei tassi di interesse derivante dalla struttura a tasso variabile del finanziamento *intercompany* sottoscritto con la capogruppo A2A S.p.A. con decorrenza 31 dicembre 2013 e sul quale la Società non ha in essere strumenti di copertura.

Per un'analisi dettagliata del rischio di tasso d'interesse si rimanda a quanto ampiamente illustrato ai fini dell'IFRS7 nel capitolo "Altre informazioni del Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2015".

4.7.1.3 Rischio di credito

Il rischio di credito è rappresentato dall'esposizione di Edipower a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalle controparti commerciali. A questo proposito si segnala che i crediti verso clienti sono composti principalmente da crediti verso Terna (inclusivo del corrispettivo per il reintegro dei costi di generazione della centrale di San Filippo del Mela), GSE e GME. E' stato valutato che il rischio di credito di tali controparti sia significativamente limitato.

Per un'analisi più dettagliata del rischio di credito si rimanda a quanto ampiamente illustrato ai fini dell'IFRS 7 nel capitolo "Altre informazioni" del Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2015.

4.7.1.4 Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità riguarda la capacità della Società di far fronte ai propri impegni di pagamento, facendo ricorso all'autofinanziamento, al *funding* sui mercati bancari e finanziari ed alla liquidità disponibile. Con decorrenza 1 gennaio 2015 la Società ha aderito al modello di tesoreria unica del Gruppo per la gestione centralizzata dei flussi finanziari.

4.7.2. Rischi di contesto

4.7.2.1 Rischi connessi al quadro normativo e regolatorio

La Società opera in un settore fortemente regolamentato. Tra i fattori di rischio nell'attività di gestione rileva pertanto l'evoluzione costante e non sempre prevedibile del contesto normativo e regolatorio di riferimento per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale. A fronte di tali fattori di rischio, la Società, avvalendosi del contributo delle funzioni di A2A dedicate, adotta una politica di monitoraggio e gestione del rischio normativo, al fine di mitigarne, per quanto possibile, gli effetti, attraverso un presidio articolato su più livelli, che prevede il dialogo collaborativo con le istituzioni e con gli organismi di governo e regolazione del settore, la partecipazione attiva ad associazioni di categoria ed a gruppi di lavoro istituiti presso gli stessi Enti, nonché l'esame delle evoluzioni normative e dei provvedimenti dell'Autorità di settore. Per un'analisi delle principali materie di evoluzioni normative, si rinvia ai precedenti paragrafi "Evoluzione del settore elettrico" e "Altri provvedimenti di interesse".

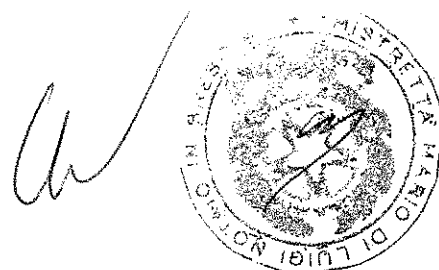
4.7.3. Rischi operativi

4.7.3.1. Rischi di interruzione di business

I contratti industriali, pur nell'evoluzione che hanno subito in conseguenza delle complesse vicende societarie che hanno interessato Edipower, continuano a fondarsi sugli stessi presupposti dei precedenti per ciò che concerne la ripartizione dei rischi tra Edipower e il *Toller*, confermando il modello di business che vede Edipower concentrare la propria attività sulla gestione efficiente degli impianti senza esposizione ai rischi di mercato sia per l'approvvigionamento di combustibile che per la vendita dell'energia prodotta. Il modello di business di Edipower, con il *Tolling Agreement* per gli impianti di produzione termoelettrica ed il *Power Purchase Agreement* per gli impianti di produzione idroelettrica, implica una precisa ripartizione dei ruoli, delle responsabilità e dei rischi tra Edipower ed il *Toller*. Con il primo contratto Edipower assume il ruolo di trasformatore del combustibile di proprietà del *Toller* in energia elettrica, ab origine di proprietà del *Toller* medesimo. Con il *Power Purchase Agreement*, invece, Edipower assume il ruolo di fornitore di energia elettrica prodotta attraverso l'utilizzo della risorsa idrica, di cui Edipower detiene il titolo concessorio. Pertanto i rischi tipici di chi opera nel mercato elettrico, quali l'approvvigionamento del combustibile (per gli impianti termoelettrici), la disponibilità della risorsa idrica (per gli impianti idroelettrici), e la vendita di energia, sono a carico del *Toller* e non hanno un impatto diretto sulle attività della Società. Per quanto riguarda il rischio di minori produzioni del comparto idroelettrico derivanti da minori apporti idrici, il *Power Purchase Agreement*, prevede infatti degli strumenti contrattuali che minimizzano per Edipower tale rischio.

Edipower mantiene la responsabilità dell'esercizio e della corretta manutenzione degli impianti, nell'ambito di una gestione come Operatore ragionevole e prudente, oltre che di assicurare gli ammodernamenti e le ambientalizzazioni degli stessi con l'obiettivo di garantire sia la massima producibilità che la massima efficienza produttiva. Edipower gestisce siti produttivi tecnologicamente ed operativamente complessi il cui malfunzionamento/danneggiamento accidentale potrebbe determinarne l'indisponibilità e, conseguentemente, comportare delle perdite economiche per il *Toller* e per Edipower. Per quanto i rischi di indisponibilità degli impianti siano da ritenersi intrinseci al *business*, e non del tutto eliminabili, Edipower pone in essere per gli impianti termoelettrici e idroelettrici strategie di mitigazione preventiva volte a ridurre le probabilità di accadimento – quali ad esempio, ove possibile, il ricorso alla ridondanza delle componenti necessarie a garantire la continuità dei processi produttivi - e strategie di azione finalizzate ad attenuarne gli eventuali impatti. La salvaguardia degli asset della Società prevede l'adozione ed il continuo aggiornamento rispetto alle *best practice* di settore di procedure di manutenzione programmata, sia ordinaria che preventiva (volta a prevenire potenziali criticità, individuate anche sulla base di specifiche analisi ingegneristiche compiute da personale tecnico dedicato), di revisione periodica degli impianti e l'erogazione di corsi di formazione specifica per il personale tecnico anche con riferimento alle procedure operative in essere. Ad integrazione del controllo diretto effettuato da parte degli operatori presenti in centrale 24 ore su 24, è ampiamente diffuso il ricorso a strumenti di supervisione in remoto dei parametri tecnici di esercizio, in grado di consentire l'adeguato monitoraggio e la tempestiva rilevazione delle eventuali anomalie. A tal proposito val la pena menzionare uno specifico e raffinato *tool* di manutenzione predittiva implementato da Edipower e già adottato a livello internazionale da primarie società di generazione, denominato *SMART SIGNAL*; il software di questo strumento ha al suo interno le curve ottimali di vari parametri di funzionamento delle macchine (i.e. vibrazioni, temperature, etc.) che vengono confrontate in tempo reale con le grandezze effettive rilevate in campo; ciò consente di cogliere, già sin dall'insorgere, eventuali scostamenti rispetto ai valori ottimali della grandezza monitorata e, mediante idonea manutenzione "mirata", risolvere il problema ed anticipare quindi l'evoluzione in guasto dello stesso.

Il livello ottimale della qualità degli interventi di manutenzione viene garantito, per i componenti più critici, mediante l'affidamento delle attività stesse alle ditte costruttrici attraverso l'utilizzo di contratti di servizio di lunga durata (LTSA) – nel caso delle turbine a gas e relativi alternatori – oppure mediante gare tra primarie ditte costruttrici. L'affidamento delle attività di manutenzione avviene in ogni caso mediante l'attingimento da un albo di fornitori qualificati attraverso procedure di valutazione preventiva tecnica, commerciale ed economica nonché di monitoraggio continuo della qualità delle prestazioni rese dai fornitori aggiudicatari di contratti.



Quanto sopra per quanto riguarda le misure tecniche ed operative volte alla minimizzazione dei guasti e relative perdite di produzione. In aggiunta a ciò, Edipower adotta comunque un'opportuna strategia di coperture assicurative volte a ristorare i danni da guasto e conseguenti interruzioni del business.

4.7.3.2. Rischi connessi alla materia ambientale

I rischi collegati al verificarsi di eventi che producono effetti sull'ambiente o sulla salute della popolazione residente nelle zone di influenza delle attività della Società sono oggetto di una sempre maggiore attenzione da parte degli organi regolatori pubblici e di una legislazione sempre più stringente. Per un'analisi delle attività della Società nella gestione di questo rischio si rinvia al precedente paragrafo "Ambiente".

4.7.3.3. Rischio *information technology*

Le attività della Società sono gestite attraverso complessi sistemi informativi che supportano i principali processi aziendali, con riferimento sia a quelli operativi che a quelli amministrativi e commerciali.

L'inadeguatezza e l'aggiornamento di tali sistemi informativi rispetto alle esigenze di *business*, la loro eventuale indisponibilità, la non adeguata gestione degli aspetti legati all'integrità ed alla riservatezza delle informazioni, rappresentano dei potenziali fattori di rischio che la Società mitiga attraverso presidi governati dalla funzione Sistemi informativi.

I sistemi informativi sono gestiti e governati dalla Struttura Organizzativa Group ICT del Gruppo A2A che opera avvalendosi di appositi presidi e di *facility* e infrastrutture progettate per garantire la disponibilità, l'integrità e la sicurezza dei dati, il tutto supportato da processi standard di monitoraggio già in esercizio, che contribuiscono a rendere più sicura l'intera infrastruttura e a ridurre in rischi.

4.7.3.4. Rischi *human resources*

Rischio salute e sicurezza

La Società opera in un contesto di *business* eterogeneo caratterizzato da una forte componente tecnologica e dalla presenza di personale sul territorio e sugli impianti.

Alcune attività della Società, per loro natura, sono maggiormente connotate dal rischio di infortuni "tipicamente professionali" legati ai servizi operativi sul territorio e allo svolgimento di servizi tecnici e di attività presso gli impianti. Per un'analisi delle attività della Società per gestire questo rischio si rinvia al precedente paragrafo "Risorse Umane".

4.7.4 Fondi per rischi ed oneri

Oltre a quanto sopra descritto relativamente alle attività di gestione e mitigazione dei rischi, Edipower, in presenza di obbligazioni attuali, conseguenti a eventi passati, che possono essere di tipo legale, contrattuale oppure derivare da dichiarazioni o comportamenti dell'impresa tali da indurre nei terzi una valida aspettativa che l'impresa stessa sia responsabile o si assuma la responsabilità di adempiere a una obbligazione, ha effettuato negli anni congrui accantonamenti in appositi fondi per rischi ed oneri presenti tra le passività di bilancio (si vedano anche le Note Illustrative al Bilancio d'esercizio). In particolare, nello svolgimento delle proprie attività, la Società è parte in procedimenti giudiziari e in alcuni contenziosi fiscali per una descrizione dei quali si rimanda al paragrafo "Stato delle principali vertenze giudiziarie e fiscali in corso al 31 dicembre 2015" contenuto nel capitolo "Impegni e rischi potenziali" del Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2015.

4.8 Operazioni con parti correlate

Edipower nell'ambito delle proprie attività operative ha intrattenuto ed intrattiene alcuni rapporti contrattuali con i propri azionisti e con società da questi controllate.

Tali rapporti rientrano nell'ordinaria gestione dell'impresa e prevedono in ogni caso corrispettivi allineati a condizioni di mercato. Tali rapporti sono stati instaurati al fine di fare beneficiare le attività di Edipower delle possibili sinergie con le attività svolte dagli azionisti della società e dalle società del relativo gruppo di appartenenza.

Per un'analisi più dettagliata si rimanda a quanto ampiamente illustrato nel capitolo "Note sui rapporti con le parti correlate" del Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2015.

5. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio 2015

In data 1° gennaio 2016 ha avuto efficacia la scissione parziale non proporzionale di Edipower S.p.A. mediante assegnazione a Cellina Energy S.r.l., società interamente partecipata da SEL - Società Elettrica Altoatesina - S.p.A., del compendio costituito dagli impianti idroelettrici di titolarità di Edipower S.p.A. costituenti il cd. "Nucleo di Udine", fatta eccezione per gli impianti idroelettrici di Ampezzo e Somplago, insieme ai rapporti giuridici attivi e passivi ad essi funzionali, unitamente ad un esborso di cassa per complessivi 38,5 milioni di euro. E previsto un meccanismo di aggiustamento in relazione alla situazione patrimoniale del compendio scisso al 31 dicembre 2015.

6. Evoluzione prevedibile della gestione

Nel corso dei primi mesi del 2016 la società è pervenuta ad una ridefinizione degli accordi di Tolling e PPA con A2A Trading generando un allineamento delle condizioni contrattuali a livelli di mercato.

Nel corso del 2016 è prevedibile, stante il controllo al 100% da parte di A2A SpA, un proseguimento delle attività di valorizzazione all'interno del Gruppo degli asset industriali suddivisi per tecnologia: gas, idroelettrico, altro (Brindisi e San Filippo del Mela).

In particolare è ipotizzabile che si giunga alla costituzione ed avvio della cosiddetta GencoGas, società specializzata nella gestione dei CCGT.

7. Struttura di governo societario

Si evidenzia che Edipower S.p.A., pur non essendo una società quotata presso mercati regolamentati, ha strutturato la sua *Corporate Governance* basandosi sulle leggi 231/01 e 262/05, così da avere una struttura organizzativa più efficiente e che garantisca sulla sua trasparenza gli eventuali *stakeholders*. Di seguito si elencano gli Organi di *Governance* della Società.

7.1. Assemblea dei Soci

L'Assemblea dei Soci è l'organo collegiale nel quale si forma, secondo il criterio maggioritario, la volontà sociale. Essa rappresenta la totalità dei Soci e le sue deliberazioni riguardano principalmente l'approvazione del Bilancio di Esercizio, la nomina o revoca degli amministratori e tutti gli altri aspetti posti alla sua attenzione dalla legge, dallo statuto o dagli amministratori.

7.2. Consiglio di Amministrazione

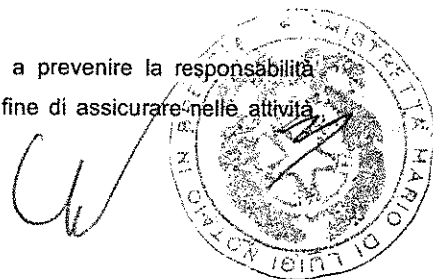
Il Consiglio di Amministrazione è investito dei più ampi poteri per l'amministrazione ordinaria e straordinaria della Società ed ha la facoltà di compiere tutti gli atti che ritenga opportuni per l'attuazione ed il raggiungimento degli scopi sociali, esclusi soltanto quelli che la legge riserva all'Assemblea.

7.3. Collegio Sindacale

Il Collegio Sindacale è investito della vigilanza sull'osservanza della legge e dello Statuto, sul rispetto dei principi di corretta amministrazione e, in particolare, sull'adeguatezza dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile adottato dalla Società e sul suo concreto funzionamento. In seguito alla riforma del diritto societario (Decreti Legislativi n. 5 e 6 del 2003), la revisione legale dei conti di Edipower è in capo alla Società di Revisione.

7.4. Organismo di Vigilanza (ex Decreto Legislativo 231/01)

La Società si è dotata del Modello di Organizzazione, Gestione e Controllo finalizzato a prevenire la responsabilità amministrativa della Società ai sensi del D. Lgs. 231/2001 e del Codice Etico, anche al fine di assicurare nelle attività



aziendali una corretta ed efficace attuazione dei principi e valori primari di etica e trasparenza, che esprimono gli impegni e le responsabilità che i dipendenti e collaboratori di Edipower devono, in tal senso, assumersi nella gestione del proprio ruolo.

Nella sua prima versione il Modello è stato approvato all'unanimità dal Consiglio di Amministrazione della Società il 15 luglio 2004 e il 28 settembre 2004, successivamente sono state apportate delle integrazioni il 28 luglio 2009 e l'8 marzo 2013.

In seguito al processo di integrazione di Edipower nel Gruppo A2A (avvenuto mediante cessione di ramo d'azienda ad A2A S.p.A. e ad A2A Trading) si è reso opportuno avviare un progetto di aggiornamento del Modello ex D.lgs. n. 231/2001 di Edipower S.p.A., al fine di adeguarlo alla nuova realtà organizzativa della Società.

La Società con delibera del Consiglio di Amministrazione del 23 dicembre 2015 si è dotata del Codice Etico del Gruppo A2A, espressione dei valori e principi che ispirano e guidano l'attività aziendale. La Società, inoltre, ha approvato, con delibera del Consiglio di Amministrazione del 18 gennaio 2016 l'aggiornamento del Modello ex D.lgs. n. 231/2001. In tale ultima revisione, oltre al recepimento dei cambiamenti organizzativi intervenuti, si è provveduto ad integrare il Modello con la Parte Speciale relativa alla Corruzione tra Privati e all'aggiornamento normativo della Parte Generale con i riferimenti ai reati di 'autoriciclaggio' e ai nuovi reati ambientali.

7.5. Società di Revisione

PricewaterhouseCoopers S.p.A. è la Società di Revisione responsabile della revisione legale dei conti di Edipower S.p.A. ai sensi del Decreto Legislativo 58/98. Il bilancio al 31 dicembre 2015 che sottoponiamo alla Vostra approvazione, è oggetto di giudizio da parte della PricewaterhouseCoopers S.p.A. in base all'incarico a questa conferito con delibera assembleare del 15 ottobre 2012. L'incarico a PricewaterhouseCoopers S.p.A. scadrà con l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2015.

8. Proposte del Consiglio di Amministrazione

Egregi Azionisti,

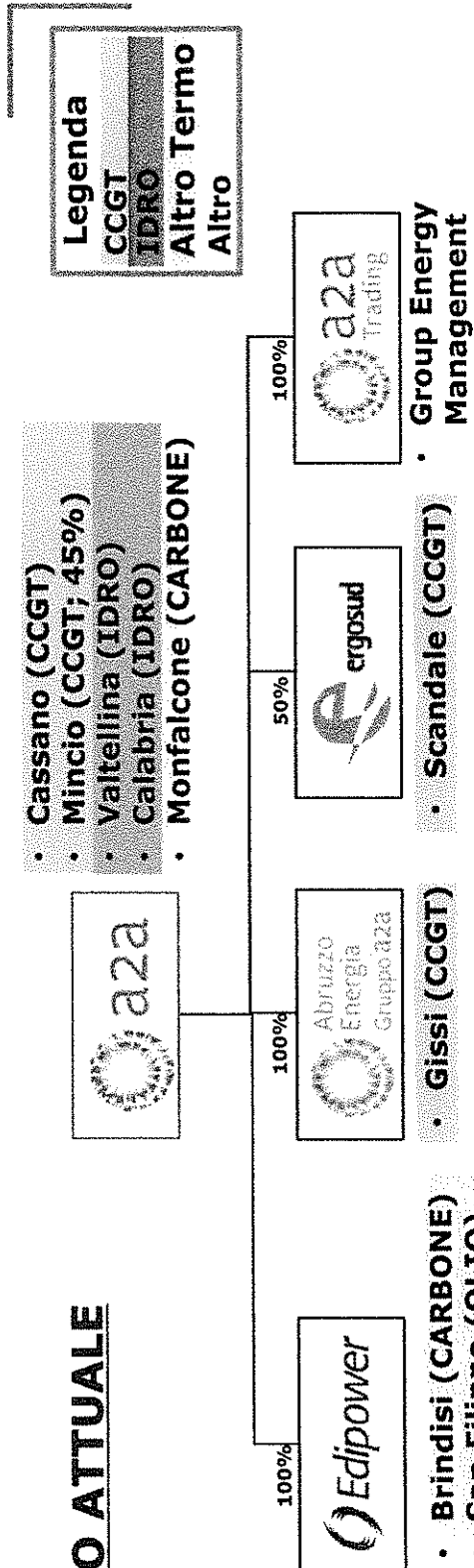
Vi invitiamo ad approvare nel suo insieme e nelle singole appostazioni il bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2015, recante una perdita di euro 101.234.090 che si propone di portare a nuovo.

Per Il Consiglio di Amministrazione

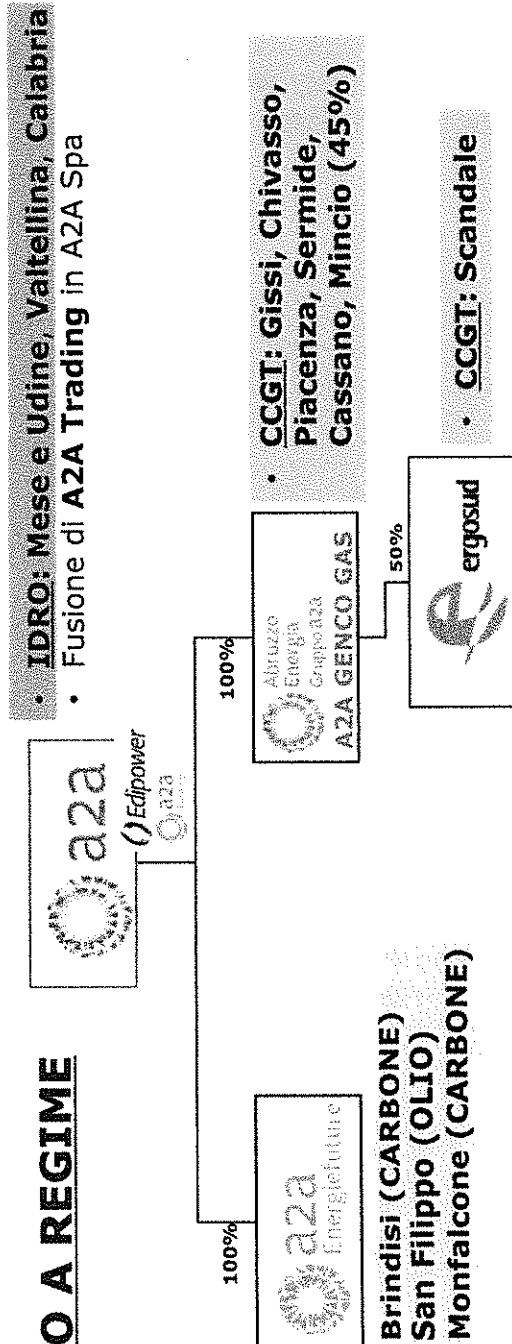
Il Presidente
Massimiliano Masi

Riassetto Asset di Generazione

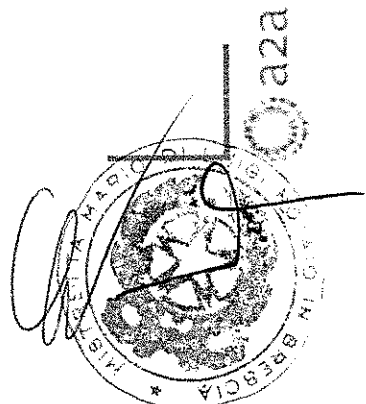
ASSETTO ATTUALE



ASSETTO A REGIME



- IDRO: Mese e Udine, Valtellina, Calabria
- Fusione di A2A Trading in A2A Spa



Assemblea Straordinaria del 07 giugno 2016
ESITO VOTAZIONE

Oggetto : **Approvazione della fusione per incorporazione**

Hanno partecipato alla votazione:

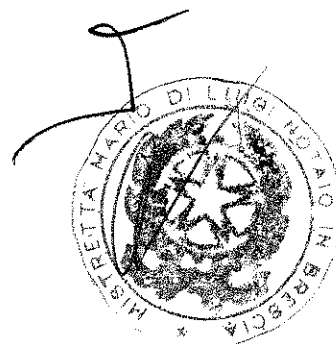
numero **434** legittimati ad intervenire in assemblea,

rappresentanti in proprio o per delega n° **2.031.836.280** azioni ordinarie,

pari al **64,854699%** delle n. **3.132.905.277** azioni ordinarie costituenti il capitale sociale

Hanno votato:

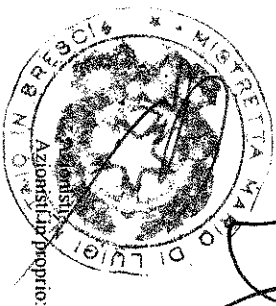
		%AZIONI ORDINARIE RAPPRESENTATE (Quorum deliberativo)	%AZIONI AMMESSE AL VOTO	%CAP.SOC.
Favorevoli	2.024.330.496	99,630591	99,630591	64,615120
Contrari	32.020	0,001576	0,001576	0,001022
SubTotale	2.024.362.516	99,632167	99,632167	64,616142
Astenuti	7.473.764	0,367833	0,367833	0,238557
Non Votanti	0	0,000000	0,000000	0,000000
SubTotale	7.473.764	0,367833	0,367833	0,238557
Totale	2.031.836.280	100,000000	100,000000	64,854699



LISTA ESITO DELLE VOTAZIONE
Oggetto: Approvazione della fusione per incorporazione

CONTRARI

Badge	Ragione Sociale
5044	MARSADRI EZIO
Totale voti	32.020
Percentuale votanti %	0,001576
Percentuale Capitale %	0,001022

Proprio
32.020Delega
0Totale
32.020

1 Teste:
1 Azionisti in delega:

1
0

LISTA ESITO DELLE VOTAZIONE
Oggetto: Approvazione della fusione per incorporazione

ASTENUTI

Badge	Ragione Sociale	Proprio	Delega	Totale
5015	ESPOSITO MARCO	0	0	0
**D	PIONEER INVESTMENT MANAGEMENT SCRPA / AZIONARIO CRESCITA	0	1.634.349	1.634.349
**D	PIONEER FUNDS - ITALIAN EQUITY	0	524.360	524.360
**D	TWO SIGMA ABSOLUTE RETURN PORTFOLIO, LLC	0	3.266.000	3.266.000
**D	TWO SIGMA EQUITY PORTFOLIO LLC	0	1.919.540	1.919.540
**D	ERGOS OFFSHORE I LTD CO HARBREYS CORPORATE SERVICES	0*	1.216	1.216
**D	HCM CLINTON EQUITY STRATEGIES LTD.	0	2.231	2.231
**D	TEAMSTERS PENSION TRUST FUND OF PHILADELPHIA AND VICINITY	0	3.697	3.697
**D	CLINTON EQUITY STRATEGIES MASTER FUND LTD	0	23.307	23.307
5020	CLINTON LIGHTHOUSE EQUITY STRATEGIES MASTER FUND LTD. C/O CLINTON GROUP, INC	0	6.924	6.924
5029	BERTOZZI GIUSEPPE	86.620	0	86.620
5030	CINOEPALMI LORENZO	0	2.000	2.000
5035	BUSI ROBERTO	2.520	0	2.520
	GIOVANARDI CESARE	1.000	0	1.000

Totale voti 7.473.764
Percentuale votanti % 0,367833
Percentuale Capitale % 0,238357

Assemblea Straordinaria del 07 giugno 2016

LISTA ESITO DELLE VOTAZIONE

Oggetto: **Approvazione della fusione per incorporazione**

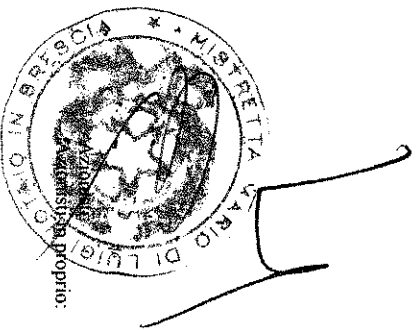
NON VOTANTI

Badge	Ragione Sociale
Totale voti	0
Percentuale votanti %	0,000000
Percentuale Capitale %	0,000000

Proprio

Delega

Totale



0 Teste:
0 Azionisti in delega:

0
0

Assemblea Straordinaria del 07 giugno 2016

LISTA ESITO DELLE VOTAZIONI
Oggetto: Approvazione della fusione per incorporazione

FAVOREVOLI

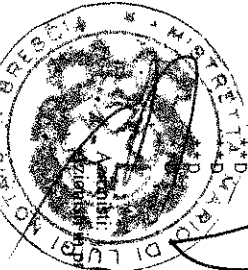
Badge	Ragione Sociale	Proprio	Delega	Totale
5003	BONTEMPI GIANFRANCO	2.520	0	2.520
5004	CARNEVALI PIERANGELO	20.000	0	20.000
5012	CARNEVALETTI ANDREA	0	0	0
DE*	FONDAZIONE CARIPLO	0	35.065.000	35.065.000
5013	VALLE GIUSEPPE	1	0	1
5014	GOBBI FRANCESCO	14.000	0	14.000
5015	ESPOSITO MARCO	0	0	0
**D	METZLER INVESTMENT GMBH	0	2.572.722	2.572.722
**D	CC&L Q 140/40 FUND	0	166.000	166.000
**D	CC&L US Q MARKET NEUTRAL ONSHORE FUND I	0	204.600	204.600
**D	SCOTIA PRIVATE INT SMALL MID CAP VALUE	0	134.880	134.880
**D	CC&L Q CAN EQUITY 130/30 PLUS FUND	0	1.950	1.950
**D	CC&L ALL STRATEGIES FUND	0	559.900	559.900
**D	CC&L Q MARKET NEUTRAL FUND	0	658.000	658.000
**D	GMO TAX-MANAGED INTERNATIONAL EQUITIES F	0	376.104	376.104
**D	GMO INTERNATIONAL EQUITY FUND	0	5.595.990	5.595.990
**D	VANGUARD EUROPEAN STOCK INDEX FUND	0	3.423.538	3.423.538
**D	VANGUARD DEVELOPED MARKETS INDEX FUND	0	4.787.005	4.787.005
**D	VANGUARD TOTAL WORLD STOCK INDEX FUND	0	301.842	301.842
**D	VANGUARD FTSE ALL WORLD SMALL CAP IND FU	0	2.403.437	2.403.437
**D	GMO FUNDS PLC	0	465.516	465.516
**D	SCHWAB FUNDAMENTAL INTER LARGE COMP IN F	0	21.792	21.792
**D	VANGUARD INVESTMENT SERIES, PLC	0	195.805	195.805
**D	GLOBAL X SCIENTIFIC BETA EUROPE ETF	0	10.552	10.552
**D	BEST INVESTMENT CORPORATION	0	58.238	58.238
**D	BNP PARIBAS SMALL CAP EUROLAND	0	6.506.093	6.506.093
**D	FCP ERAFP ACT IND11	0	423.899	423.899
**D	ALLIANZ GI FONDS D300	0	32.722	32.722
**D	AIRBUS GROUP INVEST AKTI	0	838.010	838.010
**D	FONDS ASSECURA I	0	56.277	56.277
**D	ALLIANZGI FONDS INP	0	34.925	34.925
**D	ALLIANZGI FONDS USES	0	239.540	239.540
**D	ALLIANZGI FONDS RBB	0	40	40
**D	ALLIANZGI FONDS BEKW	0	15.776	15.776
**D	DBI FONDS EKIBB	0	200.869	200.869
**D	ALLIANZGI FONDS ZDD3	0	55.630	55.630
**D	ALLIANZGI FONDS APNIESA	0	75	75
**D	ALLIANZGI FONDS CASAR	0	87	87
**D	CBP GROWTH	0	198.348	198.348
**D	ALLIANZ GLOBAL INVESTORS EUROPE	0	49.101	49.101
**D	PICTET TOTAL RETURN	0	5.478.820	5.478.820
**D	BNP PARIBAS A FUND	0	235.869	235.869
**D	BNP PARIBAS LI	0	1.571.398	1.571.398

Azionisti: 420
 Teste: 22
 Azionisti in proprio: 15
 Azionisti in delega: 405

LISTA ESITO DELLE VOTAZIONE
Oggetto: Approvazione della fusione per incorporazione

FAVOREVOLI

Badge	Ragione Sociale	Proprio	Delega	Totale
**D	PARVEST	0	18.656.794	18.656.794
**D	IPAC SPEC INV STR INT SHARE STR NO 9	0	200.259	200.259
**D	JPMORGAN FUNDS EUROPEAN BANK AND BC	0	4.954.936	4.954.936
**D	BLACKROCK INSTITUTIONAL POOLED FUNDS PLC	0	24.726	24.726
**D	SHELL TRUST (BERMUDA) LIMITED AS TRUSTEE	0	10.556	10.556
**D	SAS TRUSTEE CORPORATION	0	155.292	155.292
**D	GOVERNMENT SUPERANNUATION FUND	0	989.330	989.330
**D	BRUNEL SHELL RETIREMENT BENEFIT FUND	0	222.639	222.639
**D	UBS (US) GROUP TRUST	0	44.642	44.642
**D	CHINA LIFE INSURANCE (GROUP) COMPANY	0	19.620	19.620
**D	UBS GLOBAL ASSET MANAGEMENT LIFE LTD	0	24.246	24.246
**D	IBM PERSONAL PENSION PLAN TRUST	0	944.615	944.615
**D	ONEPATH GLOBAL SHARES - SMALL CAP INDEX	0	70.158	70.158
**D	OPTIMIX WHOLESAL GLOBAL SMALLER CO	0	178.976	178.976
**D	BLACKROCK INTERNATIONAL ALPHA TILTS FUND	0	46.374	46.374
**D	VANGUARD INTERNATIONAL SMALL COMPANIES I	0	71.494	71.494
**D	BLACKROCK INDEXED ALL-COUNTRY EQUITY FDN	0	6.373	6.373
**D	BLACKROCK FISSON INDEXED INTL EQUITY FD	0	42.667	42.667
**D	FLEXSHARES MORNINGSTAR DEVELOPED MARKETS EX-US FACTOR TILT INDEX FUND	0	25.745	25.745
**D	SBC MASTER PENSION TRUST	0	310.851	310.851
**D	PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM OF OH	0	709.420	709.420
**D	JPMORGAN FUND ICVC - JPM EUROPE FUND	0	142.213	142.213
**D	STICHTING SHELL PENSIONFONDS	0	1.863.352	1.863.352
**D	LINCOLNSHIRE COUNTY COUNCIL PENSION FUND	0	456.070	456.070
**D	SHELL PENSIONS TRUST LIMITED AS TRUSTEE OF SHELL CONTRIBUTORY PENSION FUND	0	817.166	817.166
**D	VANGUARD TOTAL INTERNATIONAL STOCK INDEX	0	16.517.837	16.517.837
**D	JPMORGAN SAR EUROPEAN FUND	0	1.044.765	1.044.765
**D	ALLIANZGI-FONDS DSPPT	0	246.484	246.484
**D	JPMORGAN EUROPEAN INVESTMENT TRUST PLC	0	508.124	508.124
**D	KAPITEORENTI INSTIT INVEST GLOBALE AKTIER	0	64.898	64.898
**D	TRUST AND CUSTODY SERVICED BANK LIMITED	0	49.185	49.185
**D	STICHTING PENSIONFONDS VOOR HUISARTSEN	0	72.547	72.547
**D	BUREAU OF LABOR FUNDS- LABOR PENSION FUND	0	109.383	109.383
**D	BUREAU OF LABOR FUNDS- LABOR INSURANCE FUND	0	95.302	95.302
**D	BUREAU OF LABOR FUNDS- LABOR INSURANCE FUND	0	32.000	32.000
**D	INVESTINGFORENIGEN BANKINVEST EUROPA	0	74.612	74.612
**D	MASTER TRUST FOR NATIONAL PENSION FD	0	1.793.102	1.793.102
**D	OWENS CORNING DEFINED BENEFIT MAS TR	0	34.397	34.397
**D	PERLESS INSURANCE COMPANY	0	129.925	129.925
**D	NEW MEXICO STATE INVESTMENT COUNCIL	0	1.265	1.265
**D	PACIFIC SALMON COMMISSION LSV	0	351.027	351.027
**D		0	42.158	42.158
**D		0	164.600	164.600



LISTA ESITO DELLE VOTAZIONE

Oggetto: Approvazione della fusione per incorporazione

FAVOREVOLI

Badge	Ragione Sociale	Proprio	Delega	Totale
**D	Blue Mountain Credit Alternative Fund LP	0	819.718	819.718
**D	Merrill Lynch Professional Clearing Corp	0	1.976.341	1.976.341
**D	ING DIRECT	0	119.701	119.701
**D	Bureau of Labor Funds- Labor Pension Fund	0	166.324	166.324
**D	Régime de retraite de l'univer du Québec	0	341.128	341.128
**D	AXA Insurance Limited	0	306.000	306.000
**D	Nikko Mellon Global Tri-Asset Fund	0	92.536	92.536
**D	Schroder International Selection Fund	0	6.390.951	6.390.951
**D	Schroder European Opportunities Fund	0	7.600.000	7.600.000
**D	Schroder European Alpha Plus Fund	0	8.368.047	8.368.047
**D	Schroder European Alpha Income Fund	0	12.875.360	12.875.360
**D	ASF Internationale Kapitalanlagegesell- schaft MBH	0	1.950.000	1.950.000
**D	EPS	0	45.571	45.571
**D	EPS 2	0	1.890.000	1.890.000
**D	BridgeWater Associates LP	0	868.844	868.844
**D	D.E Shaw Country Global Alpha Extension Portfolios LLC	0	52.895	52.895
**D	Windise Global Equity Europe Market Neutral Fund	0	41.390	41.390
**D	Baykr G3 Fonds	0	341.948	341.948
**D	Universal Investment Gesellschaft MBH	0	2.447.305	2.447.305
**D	SEI Lopus Alpha Pan Europ SCP	0	327.492	327.492
**D	Panagora Diversified Arbitrage Master Fund LTD	0	55.105	55.105
**D	Government of Norway	0	46.379.229	46.379.229
**D	Colonial First State Investments Limited	0	657.881	657.881
**D	Legal and General Assurance (Pensions Management) Limited	0	1.346.807	1.346.807
**D	Old Westbury Small and Mid Cap Fund	0	332.120	332.120
**D	Colonial First State Investments Ltd.	0	56.268	56.268
**D	Stichting Pensionsfonds voor de Graadmir	0	1.077.994	1.077.994
**D	John Hancock Funds III International Core Fund	0	878.188	878.188
**D	John Hancock Variable Insurance Trust International Core Trust	0	340.289	340.289
**D	Munder International Small-Cap Fund	0	2.799.875	2.799.875
**D	Munder International Fund Core Equity	0	46.893	46.893
**D	Legal and General Collective Investment Trust	0	29.387	29.387
**D	Victory Capital International Collective Investment Trust	0	85.495	85.495
**D	Cesil Re Colonial First State Investment Fund 10	0	83.790	83.790
**D	John Hancock Global Focused Strategies Fund	0	33.570	33.570
**D	AQR Delta Master Account LP Coogier Fiduciary Services (Cayman) LTD	0	79.606	79.606
**D	AQR Delta Sapphire Fund LP	0	12.650	12.650
**D	AQR Absolute Return Master Account L.P.	0	5.529	5.529
**D	AQR Global Stock Selection Master Account L.P. Coogier Fiduciary Services (Cayman) LTD	0	1.581	1.581
**D	Atlas Master Fund LTD	0	1.170.835	1.170.835
**D	Atlas Enhanced Master Fund	0	96.947	96.947
**D	TradeLink Master Fund LP - Managed Long Term Co TradeLink Capital LLC	0	896	896
**D	Boston Patriot Congress ST LLC C/O Panagora Asset Management, Inc.	0	5.824	5.824

Azionisti: 420
 Azionisti in proprio: 15
 Azionisti in delega: 405

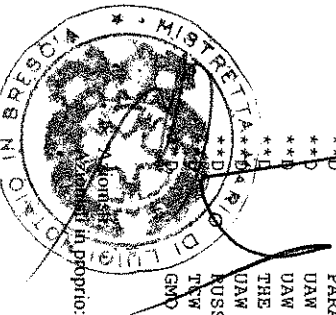
Teste:

Pagina 6

LISTA ESITO DELLE VOTAZIONE
Oggetto: Approvazione della fusione per incorporazione

FAVOREVOLI

Badge	Ragione Sociale	Proprio	Delega	Totale
**D	AHL EVOLUTION LTD SHARMAINE BERKELEY ARGONAUT LTD	0	7.233.593	7.233.593
**D	AHL GENESIS LIMITED	0	199.599	199.599
**D	AOR MULTI-STRATEGY FUND VI LP CO AOR CAPITAL MGMT LLC	0	89.914	89.914
**D	HIGHMARK LIMITED HIGHMARK LONG SHORT EQUITY 2 CO PANAGORA ASSET MANAGEMENT INC	0	90.581	90.581
**D	AOR STYLE PREMIA MASTER ACCOUNT LP CO AOR CAPITAL MGMT LLC	0	243.651	243.651
**D	KANGAROO INVESTMENTS LLC	0	1.399	1.399
**D	TRADELINK GLOBAL EQUITY MASTER FUND LTD C O M AND C CORPORATE SERVICES LTD	0	567	567
**D	PANAGORA DYNAMIC INTERNATIONAL EQUITY EXTENDED ALPHA FUND LLC	0	21.219	21.219
**D	STAR I.P. - EUROPE CO HIGHBRIDGE CAPITAL MANAGEMENT LLC	0	40	40
**D	PANAGORA DYNAMIC GLOBAL EXTENDED ALPHA FUND LTD	0	291.196	291.196
**D	AGORA MASTER FUND LIMITED APPLEBY TRUST (CAYMAN) LTD	0	1.600.000	1.600.000
**D	ALPHANATICS MASTER FUND LIMITED C/O APPLEBY TRUST (CAYMAN LTD)	0	716.579	716.579
**D	UBS FUND MGT (CH) AG CH0516/UBSCHIE2-EGSCPII	0	36.375	36.375
**D	CH0526 - UBS (CH) INSTITUTIONAL FUND - EQUITIES GLOBAL SMALL CAP PASSIVE II	0	6.234	6.234
**D	DOMINI INTERNATIONAL SOCIAL EQUITY FUND	0	3.283.425	3.283.425
**D	SCHWAB INTERNATIONAL SMALL-CAP EQUITY ETF	0	625.131	625.131
**D	SCHWAB FUNDAMENTAL INTERNATIONAL LARGE COMPANY ETF	0	246.418	246.418
**D	PUTNAM INV FUNDS - PUTNAM INT CAPITAL OPPORTUNITIES FUND	0	2.271.214	2.271.214
**D	INTERNATIONAL MONETARY FUND	0	16.964	16.964
**D	INTERNATIONAL MONETARY FUND	0	32.661	32.661
**D	ALLIANZ GLOBAL INVESTORS GMBH FOR DBI-FONDS ANDUS	0	887.000	887.000
**D	AMERICAN BAR ASSOCIATION MEMBERS/MTC COLLECTIVE TRUST	0	159.100	159.100
**D	AMERICAN CENTURY STRATEGIC ASSET ALL, INC. STRAT ALL CONS F	0	29.007	29.007
**D	AMERICAN CENTURY STRAT ASSET ALL, INC. STRAT ALL MODERATE F	0	120.727	120.727
**D	AMERICAN CENTURY STRAT ASSET ALL, INC. STRATEGIC ALL AGGR F	0	92.800	92.800
**D	AMERICAN CENTURY WORLD MUTUAL FUNDS, INC. INTL VALUE F	0	94.789	94.789
**D	AMERICAN CENTURY WORLD MUTUAL FUNDS INC - NT INT VALUE FUND	0	989.326	989.326
**D	AMERICAN CENTURY RETIREMENT DATE TRUST	0	87.833	87.833
**D	PEOPLE'S BANK OF CHINA	0	777.174	777.174
**D	ARROWSTREET MULTI STRATEGY UMBRELLA PLC	0	191.713	191.713
**D	THE MASTER TRUST BK OF JP LTD: RUSSELL GIB ENVIR TECH FUND	0	81.896	81.896
**D	THE MASTER TRUST BK OF JP LTD: RUSSELL GIB ENVIR TECH FUND	0	137.913	137.913
**D	UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	0	132.156	132.156
**D	ALLIANZGI NET INTERNATIONAL SMALL-CAP VALDE FUND	0	78.025	78.025
**D	EATON VANCE TAX-ADVANTAGED GLOBAL DIVIDEND INCOME FUND	0	8.967.687	8.967.687
**D	PARAMETRIC INTERNATIONAL EQUITY FUND	0	30.000	30.000
**D	UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	0	28.090	28.090
**D	UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	0	211.379	211.379
**D	THE GABELLI GLOBAL UTILITY & INCOME TRUST	0	150.000	150.000
**D	UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	0	239.289	239.289
**D	RUSSELL INVESTMENT COMPANY SELECT INTERNATIONAL EQUITY FUND	0	194.302	194.302
**D	TW INTERNATIONAL SMALL CAP FUND	0	140.600	140.600
**D	GMD BENCHMARK-FREE FUND	0	474.276	474.276



LISTA ESITO DELLE VOTAZIONE
Oggetto: Approvazione della fusione per incorporazione

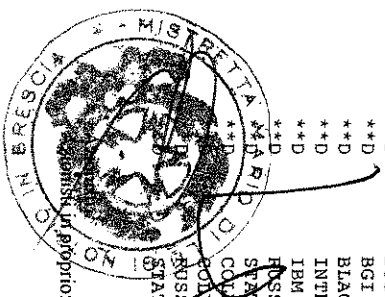
FAVOREVOLI

Badge	Ragione Sociale	Proprio	Delega	Totale
**D	GMO TAX-MANAGED GLOBAL BALANCED PORTFOLIO	0	61.919	61.919
**D	GMO AGGRESSIVE LONG/SHORT MASTER PORTFOLIO	0	17.779	17.779
**D	GMO IMPLEMENTATION FUND	0	982.919	982.919
**D	INVESCO GLOBAL MARKET NEUTRAL FUND	0	35.738	35.738
**D	LOS ANGELES COUNTY EMPLOYEES RETIREMENT ASSOCIATION	0	25.719	25.719
**D	MARYLAND STATE RETIREMENT & PENSION SYSTEM	0	68.247	68.247
**D	MARYLAND STATE RETIREMENT & PENSION SYSTEM	0	4.099	4.099
**D	MERCER QIF CCF	0	143.274	143.274
**D	CITY OF NEW YORK GROUP TRUST	0	372.972	372.972
**D	COSMOPOLITAN INVESTMENT FUND	0	2.317.462	2.317.462
**D	PIMCO RAE FUNDAMENTAL INTERNATIONAL FUND LLC	0	525.792	525.792
**D	PIMCO EQUITY SERIES: PIMCO RAE FUNDAMENTAL INTERNATIONAL FUND	0	100.720	100.720
**D	FLORISH INVESTMENT CORPORATION	0	3.064.637	3.064.637
**D	PEOPLE'S BANK OF CHINA	0	793.712	793.712
**D	PEOPLE'S BANK OF CHINA	0	621.970	621.970
**D	PEOPLE'S BANK OF CHINA	0	6.845	6.845
**D	MINISTRY OF STRATEGY AND FINANCE	0	186.836	186.836
**D	SSGA SPDR ETFS EUROPE II PUBLIC LIMITED COMPANY	0	45.572	45.572
**D	CALIFORNIA PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	0	1.605.180	1.605.180
**D	CALIFORNIA PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	0	4.303.913	4.303.913
**D	CALIFORNIA PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	0	132.307	132.307
**D	CALIFORNIA STATE TEACHERS RETIREMENT SYSTEM	0	824.207	824.207
**D	TENNESSEE CONSOLIDATED RETIREMENT SYSTEM	0	1.762.754	1.762.754
**D	TEACHER RETIREMENT SYSTEM OF TEXAS	0	406.089	406.089
**D	METZLER INVESTMENT GMBH FOR MI-FONDS 415	0	400.510	400.510
**D	ASIAN DEVELOPMENT BANK	0	183.127	183.127
**D	UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	0	39.461	39.461
**D	UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	0	58.712	58.712
**D	UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	0	61.275	61.275
**D	UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	0	111.774	111.774
**D	UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	0	55.221	55.221
**D	UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	0	111.894	111.894
**D	VANGUARD FTSE DEVELOPED EUROPE ALL CAP INDEX ETF	0	15.980	15.980
**D	VANGUARD FTSE DEVELOPED ALL CAP EX NORTH AMERICA INDEX ETF	0	5.543	5.543
**D	VANGUARD DEVEL ALL-CAP EX NORTH AMERICA EQT IND POOLED FUND	0	2.614	2.614
**D	WELLS FARGO BK DECL OF TR EST INV FUNDS FOR EMPLOYEE BEN TR	0	33.156	33.156
**D	WELLS FARGOMASTER TRUST DIVERSIFIED STOCK PORTFOLIO	0	134.739	134.739
**D	WISDOMTREE ISSUER PUBLIC LIMITED COMPANY	0	25.431	25.431
**D	WASHINGTON STATE INVESTMENT BOARD	0	495.084	495.084
**D	WASHINGTON STATE INVESTMENT BOARD	0	1.678	1.678
**D	WASHINGTON STATE INVESTMENT BOARD	0	26.581	26.581
**D	WISDOMTREE DYNAMIC CURRENCY HEDGED EUROPE EQUITY FUND	0	3.982	3.982
**D	WISDOMTREE DYNAMIC CURRENCY HEDGED INTRNL EQUITY FUND	0	96.304	96.304

LISTA ESITO DELLE VOTAZIONI
 Oggetto: **Approvazione della fusione per incorporazione**

FAVOREVOLI

Badge	Ragione Sociale	Proprio	Delega	Totale
**D	WISDOMTREE INTERNATIONAL MIDCAP DIVIDEND FUND	0	169.919	169.919
**D	WISDOMTREE GLOBAL EX-U.S. UTILITIES FUND	0	121.172	121.172
**D	WISDOMTREE INTERNATIONAL HEDGEDEQUITY FU ND	0	670	670
**D	WISDOMTREE EUROPE HEDGED SMALLCAP EQUITY FUND	0	1.825.354	1.825.354
**D	PRUDENTIAL RETIREMENT INSURANCE & ANNUITY COMPANY	0	14.382	14.382
**D	SSGA RUSSELL FD GL EX-US INDEX NONLENDING OP COMMON TRUST FUND	0*	38.204	38.204
**D	SS BK AND TRUST COMPANY INV FUNDS FOR TAXEXEMPT RETIREMENT PL	0	49.674	49.674
**D	STATE STREET GLOBAL ADVISORS LUXEMBOURG SICAV	0	1.084.277	1.084.277
**D	ALLIANZ STIFTUNGSFONDS NACHHALTIGKEIT	0	6.158	6.158
**D	GARANT DYNAMIC	0	190.440	190.440
**D	ALLIANZ GLOBAL INVESTORS FUND	0	130.712	130.712
**D	ALLIANZ GLOBAL INVESTORS FUND	0	16.170	16.170
**D	RP RENDITE PLUS	0	27.733	27.733
**D	BLACKROCK STRATEGIC FUNDS	0	305.346	305.346
**D	GOLDMAN SACHS FUNDS	0	28.449	28.449
**D	GOLDMAN SACHS FUNDS	0	24.091	24.091
**D	MARCH FUND	0	17.861	17.861
**D	UBS ETF	0	8.030	8.030
**D	ISHARES MSCI EAFE SMALL CAP ETF	0	16.882	16.882
**D	ISHARES MSCI EUROPE SMALL-CAP ETF	0	4.229.400	4.229.400
**D	BLACKROCK INST TRUST CO NA INV FUNDSFOR EMPLOYEE BENEFIT TR	0	80.622	80.622
**D	BLACKROCK INST TRUST CO NA INV FUNDSFOR EMPLOYEE BENEFIT TR	0	598.329	598.329
**D	BLACKROCK INST TRUST CO NA INV FUNDSFOR EMPLOYEE BENEFIT TR	0	179.176	179.176
**D	ISHARES CORE MSCI EAFE ETF	0	1.365.931	1.365.931
**D	ISHARES CORE MSCI TOTAL INTERNATIONAL STOCK ETF	0	186.175	186.175
**D	ISHARES CORE MSCI EUROPE ETF	0	217.709	217.709
**D	ISHARES INTERNATIONAL FUNDAMENTAL INDEX ETF	0	417	417
**D	BLACKROCK INST TRUST CO NA INV FUNDSFOR EMPLOYEE BENEFIT TR	0	16.191	16.191
**D	BLACKROCK INST TRUST CO NA INV FUNDSFOR EMPLOYEE BENEFIT TR	0	1.428.431	1.428.431
**D	CONNECTICUT GENERAL LIFE INSURANCE COMPANY	0	9.576	9.576
**D	RUSSELL DEVELOPED EX-U.S. LARGE CAP INDEX FUND B	0	7.624	7.624
**D	WORLD ALPHA TILTS NON-LENDABLE FUND B	0	4.158	4.158
**D	BGI MSCI EAFE SMALL CAP EQUITY INDEXFUND B	0	280.228	280.228
**D	BGI MSCI EMU INT INDEX FUND B	0	1.278	1.278
**D	BLACKROCK MSCI WORLD SMALL CAP EQ ESG SCREENED INDEX FUND B	0	1.037	1.037
**D	INTERNATIONAL PAPER CO COMMINGLED INVESTMENT GROUP TRUST	0	147.237	147.237
**D	IBM 401K PLUS PLAN	0	306.853	306.853
**D	RUSSELL TRUST CO COMMINGLED EMPLOYEE BENEFIT FUNDS TRUST	0	1.241.470	1.241.470
**D	STATE OF ALASKA RETIREMENT AND BENEFITS PLANS	0	80.647	80.647
**D	COLLEGE RETIREMENT EQUITIES FUND	0	1.131.166	1.131.166
**D	RUSSELL INVESTMENT COMPANY - RUSSELL INTERN DEVELOPED MKT F	0	4.000.000	4.000.000
**D	STATE BOSTON RETIREMENT SYSTEM	0	120.150	120.150
		0	12	12



LISTA ESITO DELLE VOTAZIONE

Oggetto: Approvazione della fusione per incorporazione

FAVOREVOLI

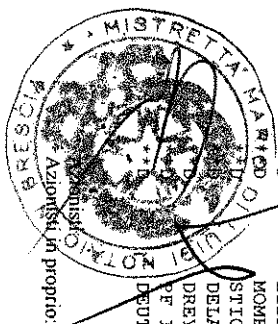
Badge	Ragione Sociale	Proprio	Delega	Totale
**D	SPDR S&P WORLD (EX-US) ETF	0	56.172	56.172
**D	SPDR S+P INTERNATIONAL MIDCAP ETF	0	34.209	34.209
**D	SPDR S+P INTERNATIONAL UTILITIES SECTOR ETF	0	84.789	84.789
**D	RUSSELL INVESTMENT COMPANY PLC	0	106.500	106.500
**D	ONTARIO TEACHERS PENSION PLAN BOARD	0	1.448.309	1.448.309
**D	PACIFIC SELECT FUND INTERNATIONAL SMALL-CAP PORTFOLIO	0*	3.082.096	3.082.096
**D	CALIFORNIA STATE TEACHERS RETIREMENT SYSTEM	0	512.094	512.094
**D	SS BK AND TRUST COMPANY INV FUNDS FOR TAXEXEMPT RETIREMENT PL	0	488.815	488.815
**D	SS BK AND TRUST COMPANY INV FUNDS FOR TAXEXEMPT RETIREMENT PL	0	2.885	2.885
**D	MSCI EAFE SMALL CAP PROV INDEX SEC COMMON TR F	0	339.571	339.571
**D	SS BK AND TRUST COMPANY INV FUNDS FOR TAXEXEMPT RETIREMENT PL	0	761.734	761.734
**D	ISHARES II PUBLIC LIMITED COMPANY	0	193.690	193.690
**D	ISHARES VII PLC	0	250.349	250.349
**D	BLACKROCK AM SCH AG OBO BIFS WORLD EX SW SMALL CAP EQ INDEX F	0	159.059	159.059
**D	AQR FUNDS- AQR STYLE PREMIA ALTERNATIVE FUND	0	4.067.057	4.067.057
**D	MAINSTAY 130/30 INTERNATIONAL FUND	0	1.875.825	1.875.825
**D	AQR FUNDS - AQR EQUITY MARKET NEUTRAL FUND	0	1.872.421	1.872.421
**D	AQR FUNDS- AQR STYLE PREMIA ALTERNATIVE IV FUND	0	320.673	320.673
**D	AQR FUNDS - AQR LONG SHORT EQUITY FUND	0	1.741.160	1.741.160
**D	AQR TAX PLUS U.S. RELAXED CONSTRAINT EQUITY FUND	0	40.069	40.069
**D	AQR R.C. EQUITY AUSTRALIA FUND	0	422.659	422.659
**D	AQR GLOBAL LONG-SHORT QUITTY FUND	0	2.054.714	2.054.714
**D	LONDON BOROUGH OF TOWER HAMLETS PENSION FUND	0	90.653	90.653
**D	BNY MELLON TR + DEP LTD ATF ST. JAMES'S PL MULTI ASS UNI TRUST	0	581.535	581.535
**D	MANAGED PENSION FUNDS LIMITED	0	16.950	16.950
**D	STICHTING F AND C MULTI MANAGER EUROPEAN EQUITY ACTIVE	0	148.451	148.451
**D	STICHTING PHILIPS PENSIONFONDS	0	253.969	253.969
**D	RUSSELL INVESTMENT COMPANY RUSSELL MULTI-STRATEGY ALTERNATIVE FUND	0	103.329	103.329
**D	GMO GLOBAL EQUITY TRUST	0	25.010	25.010
**D	SUNSHINE SUPERANNUATION FUND	0	91.369	91.369
**D	GUIDESTONE FUNDS INTERNATIONAL EQUITY FUND	0	2.008.778	2.008.778
**D	CHURCH OF ENGLAND INVESTMENT FUND FOR PENSIONS	0	197.750	197.750
**D	DOMINION RESOURCES INC. MASTER TRUST	0	570.300	570.300
**D	FORD MOTOR COMPANY DEFINED BENEFIT MASTER TRUST	0	43.902	43.902
**D	MASTER TR AGREE BETWEEN PFIZER INC AND THE NORTHERN TR CO	0	122.858	122.858
**D	NORTHERN TRUST GLOBAL INVESTMENTS COLLECTIVE FUNDS TRUST	0	961.497	961.497
**D	WHEELS COMMON INVESTMENT FUND	0	62.546	62.546
**D	CHEVRON UK PENSION PLAN	0	15.687	15.687
**D	LOS ANGELES CITY EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	0	435.048	435.048
**D	CITY OF LOS ANGELES FIRE AND POLICE PENSION PLAN	0	237.465	237.465
**D	LOTHIAN PENSION FUND	0	1.709.741	1.709.741
**D	UTAH STATE RETIREMENT SYSTEMS	0	378.539	378.539
**D	VAN ANDEL INSTITUTE	0	273.481	273.481

Azionisti: 420 Teste: 22
 Azionisti in proprio: 15 Azionisti in delega: 405

LISTA ESITO DELLE VOTAZIONE
Oggetto: Approvazione della fusione per incorporazione

FAVOREVOLI

Badge	Ragione Sociale	Proprio	Delega	Totale
**D	FUNDO DE PENSÕES	0	64.702	64.702
**D	NTGI-QM COMMON DAILY ALL COUNWD EX-US INV MKT INDEX F NONLEND	0	43.341	43.341
**D	FOOD & AGRICULTURE ORGANISATION OF THE UNITED NATIONS.	0	675.196	675.196
**D	DEI LP EQUITY (PASSIVE)	0	16.758	16.758
**D	GLOBEFLEX INTERNATIONAL PARTNERS LTD	0	233.400	233.400
**D	NATIONAL COUNCIL FOR SOCIAL SECURITY FUND, P.R.C	0*	107.989	107.989
**D	FORD MOTOR COMPANY OF CANADA, LIMITED PENSION TRUST	0	20.923	20.923
**D	NEW ZEALAND SUPERANNUATION FUND	0	78.508	78.508
**D	FLORIDA COLLEGE SAVINGS PROGRAM	0	93.517	93.517
**D	MERCER DS TRUST	0	400.554	400.554
**D	STICHTING HEINEKEN PENSIOENFONDS	0	148.793	148.793
**D	STICHTING PENSIOENFONDS VAN DE METALEKTRO (PME)	0	209.490	209.490
**D	NORTHERN TRUST UCITS COMMON CONTRACTUAL FUND	0	250.154	250.154
**D	PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT ASSOCIATION OF COLORADO	0	788.763	788.763
**D	MUNICIPAL EMPLOYEES ANNUITY AND BENEFIT FUND OF CHICAGO	0	149.740	149.740
**D	ABU DHABI RETIREMENT PENSIONS AND BENEFITS FUND	0	107.083	107.083
**D	CANADA PENSION PLAN INVESTMENT BOARD	0	191.600	191.600
**D	VOYA MULTI-MANAGER INTERNATIONAL SMALL CAP FUND	0	1.434.420	1.434.420
**D	INVECO FUNDS	0	240.110	240.110
**D	PS FTSE RAFI DEVEL MAR EXUS PORT	0	50.933.022	50.933.022
**D	POWERSHARES GLOBAL FUNDS IRELAND PUBLIC LIMITED COMPANY	0	121.325	121.325
**D	THE BANK OF KOREA	0	2.478	2.478
**D	CCA CORE RETURN FUND	0	1	1
**D	INVECO PERPETUAL GLOBAL EX UK ENHANCED INDEX FUND	0	3.933	3.933
**D	BLACKROCK LIFE LIMITED	0	407.081	407.081
**D	CF CANLIFE GLOBAL INFRASTRUCTURE FUND	0	54.827	54.827
**D	BNY MELLON GLOBAL FUNDS PLC	0	136.837	136.837
**D	SEVENTH SWEDISH NATIONAL PENSION FUND - AP7 EQUITY FUND	0	217.748	217.748
**D	ALLIANZ GLOBAL INVESTORS EUROPEGBH	0	68	68
**D	PRINCIPAL FUNDS INC GLOBAL MULTI STRATEGY FUND	0	177.200	177.200
**D	ADVANCED SERIES TRUST AST GOLDMAN SACHS MULTI ASSET PORTFOLIO	0	237.893	237.893
**D	STICHTING PENSIOENFONDS VAN DE ABN AMRO BANK N.V.	0	51.778	51.778
**D	ADVANCED SERIES TRUST-AST QMA EMERGING MARKETS EQUITY PORTFOLIO	0	108.366	108.366
**D	BRIDGE BUILDER INTERNATIONAL EQUITY FUND	0	1.959.166	1.959.166
**D	INVECO PERPETUAL GLOBAL TARGETED RETURNS FUND	0	13.647	13.647
**D	LIBERTY MUTUAL RETIREMENT PLAN MASTER TRUST	0	4.722.678	4.722.678
**D	MOMENTUMSHARES INTERNATIONAL QUANTITATIVE MOMENTUM ETF	0	540.533	540.533
**D	STICHTING DEPOSITARY APG DEVELOPED MARKETS EQUITY POOL	0	265.352	265.352
**D	DELAWARE MANAGEMENT HOLDING, INC.	0	2.028.004	2.028.004
**D	DREYFUS STOCK FUNDS - DREYFUS INTERNATIONAL SMALL CAP FUND	0	39.016	39.016
**D	DEUTSCHE X-TRACKERS MSCI EMU HEDGED EQUITY ETF	0	6.440.812	6.440.812
**D		0	300.247	300.247
**D		0	28.999	28.999



420 Teste:
15 Azionisti in delega.

22
405

LISTA ESITO DELLE VOTAZIONE
Oggetto: Approvazione della fusione per incorporazione

FAVOREVOLI

Badge	Ragione Sociale	Proprio	Delega	Totale
**D	STICHTING PENSIOENFONDS HORECA & CATERING	0	92.252	92.252
**D	AMERICAN HEART ASSOCIATION, INC	0	8.968	8.968
**D	DEUTSCHE X-TRACKERS MSCI EAFE SMALL CAP HEDGED EQUITY ETF	0	2.734	2.734
**D	BLACKROCK GLOBAL FUNDS	0	22.766	22.766
**D	STG BPF VOOR HET LEVENSMID. BEDRIJF IPM	0	69.128	69.128
**D	STG PFDS V.D. GRAFISCHE	0	677.864	677.864
**D	AA FORTIS ACTIONS PETIT CAP EUROPE	0	1.149.571	1.149.571
**D	LBPM RESPONSABLE ACTIONS ENVY	0	436.100	436.100
**D	LBPM ACTIONS EUROPE DU SUD	0	177.160	177.160
**D	FCP CARPIMO PETITES ET MOYENNES CAPI C	0	669.412	669.412
**D	CF DV ACWI EX-U.S. IMI FUND	0	5.290	5.290
**D	MILLPENCIL (US) LP	0	3.772	3.772
**D	FIRE AND POLICE PENSION ASSOCIATION OF COLOR	0	107.868	107.868
**D	THE ANADARKO PETROLEUM CORPORATION MASTER TRUST	0	35.648	35.648
**D	FCP BDL REMPART EUROPE	0	29.463.305	29.463.305
**D	BDL CONVICTIONS	0	5.216.613	5.216.613
**D	FCP NATIXIS ACTIONS SMALL MID CAP EURO	0	829.000	829.000
**D	FCP ENERGIES RENOVABLES	0	100.000	100.000
**D	SLI GLOBAL SICAV GLOBAL FOCUSEDSTRATEGIES FUND	0	542.595	542.595
**D	NSP MONTICELLO MINNESOTA RETAILQUALIFIED TRUST	0	10.690	10.690
**D	RUSSELL OVERSEAS EQUITY FUND .	0	20.300	20.300
**D	RUSSELL GLOBAL EQUITY FUND .	0	791	791
**D	RUSSELL OVERSEAS EQUITY POOL .	0	18.300	18.300
**D	RUSSELL GLOBAL EQUITY POOL	0	45.679	45.679
**D	ALASKA PERMANENT FUND CORPORATION	0	230.602	230.602
**D	FLORIDA STATE BOARD OF ADMINISTRATION	0	86.496	86.496
**D	THE CANADA LIFE ASSURANCE COMPANY	0	268.681	268.681
**D	COMMONWEALTH OF PENNSYLVANIA PUBLIC SCHOOL EMPLOYEES RETIREMENTENT SYSTEM	0	106.583	106.583
**D	THE STATE OF CONNECTICUT ACTINGTHROUGH ITS TREASURER	0	413.110	413.110
**D	ONTARIO POWER GENERATION INC .	0	435.904	435.904
**D	BNY MELLON EMPLOYEE BENEFIT COLLECTIVE INVESTMENT FUND PLAN	0	51.695	51.695
**D	FLORIDA RETIREMENT SYSTEM .	0	535.285	535.285
**D	THE GREAT-WEST LIFE ASSURANCE COMPANY	0	222.121	222.121
**D	EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM OF THE STATE OH HAWAII	0	42.663	42.663
**D	TBC INC POOLED EMPLOYEE FUNDS INTL SMALL CAP EQUITY FUND	0	154.482	154.482
**D	COUNSEL GLOBAL DIVIDEND	0	110.144	110.144
**D	LONDON LIFE INSURANCE COMPANY .	0	2.229.570	2.229.570
**D	U.S. AND INTERNATIONAL SPECIALTY CLASS	0	20.511	20.511
**D	EMPLOYEE RETIREMENT INCOME PLANTRUST OF 3M COM	0	93.103	93.103
**D	POINT BEACH UNIT 1 AND UNIT 2 NO TRUST-ACCOUNTING MECHANISM	0	4.418	4.418
**D	PENSION RESERVES INVESTMENT TRUST FUND	0	403.427	403.427
**D	INDIANA PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT FUND	0	115.660	115.660
**D	CC & I INTERNATIONAL EQUITY FUND	0	19.400	19.400

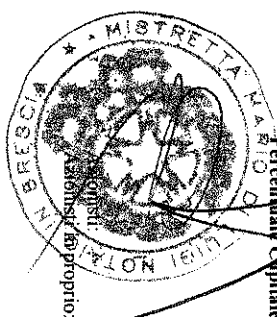
Azionisti: 420 Teste: 22
Azionisti in proprio: 15 Azionisti in delega: 405

LISTA ESITO DELLE VOTAZIONI
Oggetto: Approvazione della fusione per incorporazione

FAVOREVOLI

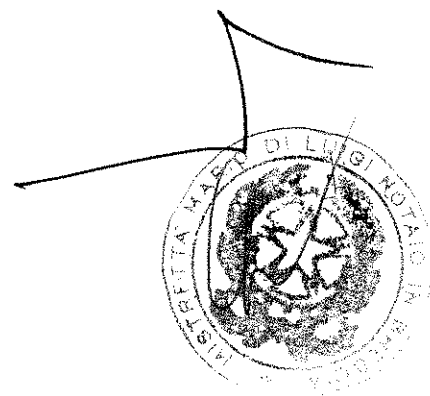
Badge	Ragione Sociale	Proprio	Delega	Totale
**D	CC&L GLOBAL EQUITY FUND	0	151.400	151.400
**D	CC&L Q GROUP GLOBAL EQUITY FUND	0	143.700	143.700
**D	SANTA BARBARA COUNTY EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	0	216.192	216.192
**D	RAYTHEON MASTER PENSION TRUST	0	18.467	18.467
**D	ARROWSTREET US GROUP TRUST	0	486.799	486.799
**D	UPS GROUP TRUST	0	904.981	904.981
**D	UMC BENEFIT BOARD, INC	0	1.251.371	1.251.371
**D	FORUM FUNDS II-ACUITAS INTERNATIONAL SMALL CAP FUND	0	14.392	14.392
**D	LANDRY GLOBAL EQUITY FUND	0	22.600	22.600
5017	MADDIONA FABIO	0	0	0
DE*	GENERTELLITE S.P.A.	0	40.000	40.000
5018	BARUFFI MAURIZIO	0	0	0
DE*	COMUNE DI MILANO	0	783.226.321	783.226.321
5023	PERCESEEE IRENEO	5.000	45.820	50.820
5024	MUCCHETTI GUALTIERO	251.840	0	251.840
5027	FAVALLI ARRIGO	1.000	0	1.000
5031	GILBERTI GIANPAUSTO	5.520	0	5.520
5037	FANTOZZI GIANCARLO	22.440	0	22.440
5040	FERRARI MARINA	1.000	5.040	6.040
5041	BRAMBILLA GIANDOMENICO	0	0	0
DE*	COMUNE DI BRESCIA	0	783.226.321	783.226.321
5042	GAFFURINI GIORGIO	25.000	0	25.000
5045	CAMOZZI ETTORE	100	0	100
5046	LUPINI GIORGIO	0	0	0
DE*	BANCA POPOLARE DI SONDRIO - SOC.COOP.P.A.	0	2.500.000	2.500.000
5047	BABBINI CESARE	5.000	0	5.000
5049	BONATTI ALDO	0	0	0
DE*	ETICA SGR SPA F.DO ETICA BILANCIATO	0	2.880.000	2.880.000
DE*	ETICA SGR SPA F.DO ETICA RENDITA BILANCIATA	0	200.794	200.794
DE*	ETICA SGR SPA F.DO ETICA AZIONARIO	0	1.080.000	1.080.000
DE*	ETICA SGR SPA F.DO ETICA OBBLIGAZIONARIO MISTO	0	810.000	810.000
5050	SBARDOLINI TIZIANO	58.000	11.560	69.560
5054	SAVOLDI GIOVANNI	0	0	0
RL*	ASSOCIAZIONE QUADRI DEL GRUPPO A2A	200	0	200

Totale voti 2.024.330.496
 Percentuale votanti % 99,630591
 Percentuale Capitale % 64,615120



Assemblea Ordinaria del 07 giugno 2016ESITO VOTAZIONEOggetto : **Proposta di distribuzione del dividendo****Hanno partecipato alla votazione:**numero **435** legittimati ad intervenire in assemblea,rappresentanti in proprio o per delega n° **2.031.856.320** azioni ordinarie,pari al **64,855338%** delle n. **3.132.905.277** azioni ordinarie costituenti il capitale sociale**Hanno votato:**

		%AZIONI ORDINARIE RAPPRESENTATE (Quorum deliberativo)	%AZIONI AMMESSE AL VOTO	%CAP.SOC.
Favorevoli	2.023.403.630	99,583992	99,583992	64,585535
Contrari	8.415.215	0,414164	0,414164	0,268607
SubTotale	2.031.818.845	99,998156	99,998156	64,854142
Astenuti	37.475	0,001844	0,001844	0,001196
Non Votanti	0	0,000000	0,000000	0,000000
SubTotale	37.475	0,001844	0,001844	0,001196
Totale	2.031.856.320	100,000000	100,000000	64,855338

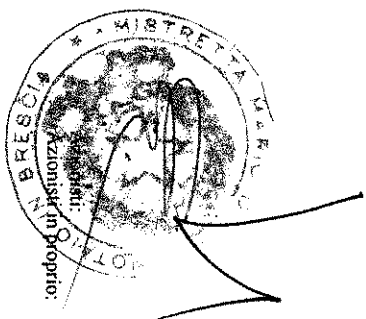


LISTA ESITO DELLE VOTAZIONE
Oggetto: Proposta di distribuzione del dividendo

CONTRARI

Badge	Ragione Sociale	Proprio	Delega	Totale
5003	BONTEMPI GIANFRANCO	2.520	0	2.520
5007	ZUPPA VINCENZO	20.040	0	20.040
5014	GOBBI FRANCESCO	14.000	0	14.000
5015	ESPOSITO MARCO	0	0	0
**D	METZLER INVESTMENT GMBH	0	2.572.722	2.572.722
**D	FCP ERAFP ACT IND11	0	423.899	423.899
5017	MADDONA FABIO	0	0	0
DE*	GENERTELLIE S.P.A.	0	40.000	40.000
5023	PERCESEPE IRENEO	5.000	45.820	50.820
5024	MUCCHETTI GUALTIERO	251.840	0	251.840
5029	CINQUEPALMI LORENZO	0	2.000	2.000
5030	BUSSI ROBERTO	2.520	0	2.520
5035	GIOVANNARDI CESARE	1.000	0	1.000
5040	FERRARI MARINA	1.000	0	1.000
5042	GAFFURINI GIORGIO	25.000	5.040	6.040
5044	MARSADRI EZIO	32.020	0	25.000
5049	BONARI ALDO	0	0	32.020
DE*	ETICA SGR SPA F.DO ETICA	0	2.880.000	0
DE*	ETICA SGR SPA F.DO ETICA	0	200.794	2.880.000
DE*	ETICA SGR SPA F.DO ETICA	0	1.080.000	200.794
DE*	ETICA SGR SPA F.DO ETICA	0	810.000	1.080.000
DE*	ETICA SGR SPA F.DO ETICA	0	810.000	810.000

Totale voti 8.415.215
Percentuale votanti % 0,414164
Percentuale Capitale % 0,268607



LISTA ESITO DELLE VOTAZIONE
Oggetto: Proposta di distribuzione del dividendo

ASTENUTI

Badge	Ragione Sociale	Proprio	Delega	Totale
5015	ESPOSITO MARCO	0	0	0
**D	ERGOS OFFSHORE I LTD CO HARNEYS CORPORATE SERVICES	0	1.216	1.216
**D	HCM CLINTON EQUITY STRATEGIES LTD.	0	2.231	2.231
**D	TEAMSTERS PENSION TRUST FUND OF PHILADELPHIA AND VICINITY	0	3.697	3.697
**D	CLINTON EQUITY STRATEGIES MASTER FUND LTD	0	23.307	23.307
**D	CLINTON LIGHTHOUSE EQUITY STRATEGIES MASTER FUND LTD. C/O CLINTON GROUP, INC	0*	6.924	6.924
5045	CAMOZZI ETTORE	100	0	100
Totale voti				37.475
Percentuale votanti %				0,001844
Percentuale Capitale %				0,001196

Assemblea Ordinaria del 07 giugno 2016LISTA ESITO DELLE VOTAZIONI
Oggetto: Proposta di distribuzione del dividendo

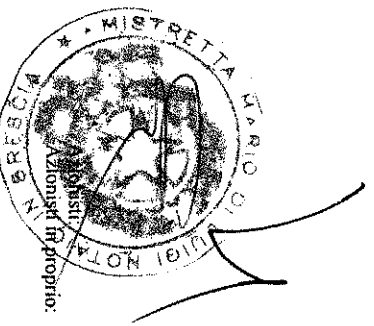
NON VOTANTI

Badge	Ragione Sociale
Totale voti	0
Percentuale votanti %	0,000000
Percentuale Capitale %	0,000000

Proprio

Delega

Totale



0 Teste:
0 Azionisti in delega:
0 Azionisti in proprio:

0
0

LISTA ESITO DELLE VOTAZIONE
Oggetto: Proposta di distribuzione del dividendo

FAVOREVOLI

Badge	Ragione Sociale	Proprio 20.000	Delega	Totale 20.000
5004	CARNEVALI PIERANGELO	0	0	0
5012	CARNEVALETTI ANDREA	0	0	0
DE*	FONDAZIONE CARIPLO	0	0	0
5013	VALLE GIUSEPPE	0	0	0
5015	ESPOSITO MARCO	1	0	1
**D	CC&L Q 140/40 FUND	0	0	0
**D	CC&L US Q MARKET NEUTRAL ONSHORE FUND I	0	166.000	166.000
**D	SCOTIA PRIVATE INT SMALL MID CAP VALDE	0	204.600	204.600
**D	CC&L Q CAN EQUITY 130/30 PLUS FUND	0	134.880	134.880
**D	CC&L ALL STRATEGIES FUND	0	1.950	1.950
**D	CC&L Q MARKET NEUTRAL FUND	0	559.900	559.900
**D	GMO TAX-MANAGED INTERNATIONAL EQUITIES F	0	658.000	658.000
**D	GMO INTERNATIONAL EQUITY FUND	0	376.104	376.104
**D	VANGUARD EUROPEAN STOCK INDEX FUND	0	5.595.990	5.595.990
**D	VANGUARD DEVELOPED MARKETS INDEX FUND	0	3.423.538	3.423.538
**D	VANGUARD TOTAL WORLD STOCK INDEX FUND	0	4.787.005	4.787.005
**D	VANGUARD FTSE ALL WORLD SMALL CAP IND FU	0	301.842	301.842
**D	GMO FUNDS PLC	0	2.403.437	2.403.437
**D	SCHWAB FUNDAMENTAL INTER LARGE COMP IN F	0	465.516	465.516
**D	VANGUARD INVESTMENT SERIES, PLC	0	21.792	21.792
**D	GLOBAL X SCIENTIFIC BETA EUROPE ETF	0	195.805	195.805
**D	BEST INVESTMENT CORPORATION	0	10.552	10.552
**D	BNP PARIBAS SMALL CAP EUROLAND	0	58.238	58.238
**D	ALLIANZ GI FONDS D300	0	6.506.093	6.506.093
**D	AIRBUS GROUP INVEST AKTI	0	32.722	32.722
**D	FONDS ASSECURA I	0	838.010	838.010
**D	ALLIANZGI FONDS INP	0	56.277	56.277
**D	ALLIANZGI FONDS USES	0	34.925	34.925
**D	ALLIANZGI FONDS RBB	0	239.540	239.540
**D	ALLIANZGI FONDS BFKW	0	40	40
**D	DBI FONDS EKIBB	0	15.776	15.776
**D	ALLIANZGI FONDS ZDD3	0	200.869	200.869
**D	ALLIANZGI FONDS APNIESA	0	55.630	55.630
**D	ALLIANZGI FONDS CAESAR	0	75	75
**D	CBP GROWTH	0	87	87
**D	ALLIANZ GLOBAL INVESTORS EUROPE	0	198.348	198.348
**D	PICTET TOTAL RETURN	0	49.101	49.101
**D	BNP PARIBAS A FUND	0	5.478.820	5.478.820
**D	BNP PARIBAS LI	0	235.869	235.869
**D	PARVEST	0	1.571.398	1.571.398
**D	IPAC SPEC INV STR INT SHARE STR NO 9	0	18.656.794	18.656.794
**D	JPMORGAN FUNDS EUROPEAN BANK AND BC	0	200.259	200.259
**D	BLACKROCK INSTITUTIONAL POOLED FUNDS PLC	0	4.954.936	4.954.936
**D		0	24.726	24.726

Azionisti:
 Azionisti in proprio:

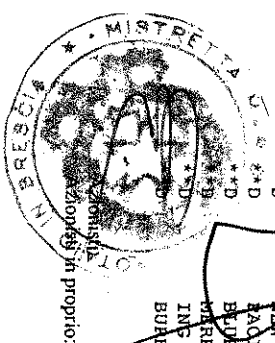
407 Teste:
 9 Azionisti in delega:

14
 398

LISTA ESITO DELLE VOTAZIONE
Oggetto: Proposta di distribuzione del dividendo

FAVOREVOLI

Badge	Ragione Sociale	Proprio	Delega	Totale
**D	SHELL TRUST (BERMUDA) LIMITED AS TRUSTEE	0	10.556	10.556
**D	SAS TRUSTEE CORPORATION	0	155.292	155.292
**D	GOVERNMENT SUPERANNUATION FUND	0	989.330	989.330
**D	BRUNET SHELL RETIREMENT BENEFIT FUND	0	222.639	222.639
**D	UBS (US) GROUP TRUST	0	44.642	44.642
**D	CHINA LIFE INSURANCE (GROUP) COMPANY	0*	19.620	19.620
**D	UBS GLOBAL ASSET MANAGEMENT LIFE LTD	0	24.246	24.246
**D	IBM PERSONAL PENSION PLAN TRUST	0	944.615	944.615
**D	ONEPATH GLOBAL SHARES - SMALL CAP INDEX	0	70.158	70.158
**D	OPTIMIX WHOLESAL E GLOBAL SMALLER CO	0	178.976	178.976
**D	BLACKROCK INTERNATIONAL ALPHA TILTS FUND	0	46.374	46.374
**D	VANGUARD INTERNATIONAL SMALL COMPANIES I	0	71.494	71.494
**D	BLACKROCK INDEXED ALL-COUNTRY EQUITY FUN	0	6.373	6.373
**D	BLACKROCK FISSION INDEXED INTL EQUITY FD	0	42.667	42.667
**D	FLEXSHARES MORNINGSTAR DEVELOPED MARKETS EX-US FACTOR TILT INDEX FUND	0	25.745	25.745
**D	SBC MASTER PENSION TRUST	0	310.851	310.851
**D	PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM OF OH	0	709.420	709.420
**D	JPMORGAN FUND ICVC - JPM EUROPE FUND	0	142.213	142.213
**D	STICHTING SHELL PENSIOENFONDS	0	1.863.352	1.863.352
**D	LINCOLNSHIRE COUNTY COUNCIL PENSION FUND	0	456.070	456.070
**D	SHELL PENSIONS TRUST LIMITED AS TRUSTEE OF SHELL CONTRIBUTORY PENSION FUND	0	817.166	817.166
**D	VANGUARD TOTAL INTERNATIONAL STOCK INDEX	0	16.517.837	16.517.837
**D	JPMORGAN SAR EUROPEAN FUND	0	1.044.765	1.044.765
**D	ALLIANZGI-FONDS DSPT	0	246.484	246.484
**D	JPMORGAN EUROPEAN INVESTMENT TRUST PLC	0	508.124	508.124
**D	KAPITFORENT INSTYT INVEST GLOBALE AKTIER	0	64.898	64.898
**D	TRUST AND CUSTODY SERVICED BANK LIMITED	0	49.185	49.185
**D	STICHTING PENSIOENFONDS VOOR HUISARTSEN	0	72.547	72.547
**D	BUREAU OF LABOR FUNDS- LABOR PENSION FUND	0	109.383	109.383
**D	BUREAU OF LABOR FUNDS-LABOR INSURANCE FUND	0	95.302	95.302
**D	BUREAU OF LABOR FUNDS-LABOR INSURANCE FUND	0	32.000	32.000
**D	BUREAU OF LABOR FUNDS-LABOR INSURANCE FUND	0	74.612	74.612
**D	INVESTINGFORENINGEN BANKINVEST EUROPA	0	1.793.102	1.793.102
**D	MASTER TRUST FOR NATIONAL PENSION FD	0	34.397	34.397
**D	OWENS CORNING DEFINED BENEFIT MAS TR	0	129.925	129.925
**D	EFES DIVERSIFIED-FACTOR DEVELOPED EUROPE INDEX FUND	0	1.265	1.265
**D	REERLESS INSURANCE COMPANY	0	351.027	351.027
**D	NEW MEXICO STATE INVESTMENT COUNCIL	0	42.158	42.158
**D	PACIFIC SALMON COMMISSION LSV	0	164.600	164.600
**D	BLUE MOUNTAIN CREDIT ALTERNATIVE FUND LP	0	819.718	819.718
**D	MERRILL LYNCH PROFESSIONAL CLEARING CORP	0	1.976.341	1.976.341
**D	ING DIRECT	0	119.701	119.701
**D	BUREAU OF LABOR FUNDS- LABOR PENSION FUND	0	166.324	166.324



LISTA ESITO DELLE VOTAZIONE
Oggetto: Proposta di distribuzione del dividendo

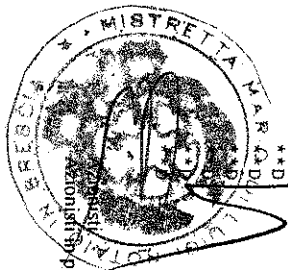
FAVOREVOLI

Badge	Regione Sociale	Proprio	Delega	Totale
**D	REGIME DE RETRAITE DE L'UNIVER DU QUEBEC	0	341.128	341.128
**D	AXA INSURANCE LIMITED	0	306.000	306.000
**D	NIKKO MELLON GLOBAL TRI-ASSET FUND	0	92.536	92.536
**D	SCHRODER INTERNATIONAL SELECTION FUND	0	6.390.951	6.390.951
**D	SCHRODER EUROPEAN OPPORTUNITIES FUND	0	7.600.000	7.600.000
**D	SCHRODER EUROPEAN ALPHA PLUS FUND	0	8.368.047	8.368.047
**D	SCHRODER EUROPEAN ALPHA INCOME FUND	0	12.875.360	12.875.360
**D	ASF INTERNATIONALE KAPITALANLAGEGESELLSCHAFT MBH	0	1.950.000	1.950.000
**D	EPS 2	0	45.571	45.571
**D	BRIDGEWATER ASSOCIATES LP	0	1.890.000	1.890.000
**D	D.E SHAW COUNTRY GLOBAL ALPHA EXTENSION PORTFOLIOS LLC	0	868.844	868.844
**D	WINDWISSE GLOBAL EQUITY EUROPE MARKET NEUTRAL FUND	0	52.895	52.895
**D	BAYVAK G3 FONDS	0	41.390	41.390
**D	UNIVERSAL INVESTMENT GESELLSCHAFT MBH	0	341.948	341.948
**D	SEI LUPUS ALPHA PAN EUROPE SCP	0	2.447.305	2.447.305
**D	PIONEER INVESTMENT MANAGEMENT SGRPA / AZIONARIO CRESCITA	0	327.492	327.492
**D	PIONEER FUNDS - ITALIAN EQUITY	0	1.634.349	1.634.349
**D	TWO SIGMA ABSOLUTE RETURN PORTFOLIO, LLC	0	524.360	524.360
**D	TWO SIGMA EQUITY PORTFOLIO LLC	0	3.266.000	3.266.000
**D	PANAGORA DIVERSIFIED ARBITRAGE MASTER FUND LTD	0	1.919.540	1.919.540
**D	GOVERNMENT OF NORWAY	0	55.105	55.105
**D	LEGAL AND GENERAL INVESTMENTS LIMITED	0	46.379.229	46.379.229
**D	LEGAL AND GENERAL ASSURANCE (PENSIONS MANAGEMENT) LIMITED	0	657.881	657.881
**D	OLD WESTBURY SMALL AND MID CAP FUND	0	1.346.807	1.346.807
**D	COLONIAL FIRST STATE INVESTMENTS LTD.	0	332.120	332.120
**D	STICHTING PENSIOENFONDS VOOR DE GRADEMIER	0	56.268	56.268
**D	JOHN HANCOCK FUNDS III INTERNATIONAL CORE FUND	0	1.077.994	1.077.994
**D	JOHN HANCOCK VARIABLE INSURANCE TRUST INTERNATIONAL CORE TRUST	0	878.188	878.188
**D	MUNDER INTERNATIONAL SMALL-CAP FUND	0	340.289	340.289
**D	MUNDER INTERNATIONAL FUND CORE EQUITY	0	2.799.875	2.799.875
**D	LEGAL AND GENERAL COLLECTIVE INVESTMENT TRUST	0	46.893	46.893
**D	VICTORY CAPITAL INTERNATIONAL COLLECTIVE INVESTMENT TRUST	0	29.387	29.387
**D	CEIL RE COLONIAL FIRST STATE INVESTMENT FUND 10	0	85.495	85.495
**D	JOHN HANCOCK GLOBAL FOCUSED STRATEGIES FUND	0	83.790	83.790
**D	AOR DELTA MASTER ACCOUNT LP COOGER FIDUCIARY SERVICES (CAYMAN) LTD	0	33.570	33.570
**D	AOR DELTA SAPPHIRE FUND LP	0	79.606	79.606
**D	AOR ABSOLUTE RETURN MASTER ACCOUNT L.P.	0	12.650	12.650
**D	AOR GLOBAL STOCK SELECTION MASTER ACCOUNT L.P. COOGER FIDUCIARY SERVICES (CAYMAN) LTD	0	5.529	5.529
**D	ATLAS MASTER FUND LTD	0	1.581	1.581
**D	ATLAS ENHANCED MASTER FUND	0	1.170.835	1.170.835
**D	TRADELINK MASTER FUND LP - MANAGED LONG TERM CO TRADELINK CAPITAL LLC	0	96.947	96.947
**D	BOSTON PATRIOT CONGRESS ST LLC C/O PANAGORA ASSET MANAGEMENT, INC.	0	896	896
**D		0	5.824	5.824

LISTA ESITO DELLE VOTAZIONE
Oggetto: Proposta di distribuzione del dividendo

FAVOREVOLI

Badge	Ragione Sociale	Proprio	Delega	Totale
**D	AHL EVOLUTION LTD SHARMANE BERKELEY ARGONAUT LTD	0	7.233.593	7.233.593
**D	AHL GENESIS LIMITED	0	199.599	199.599
**D	AQR MULTI-STRATEGY FUND VI LP CO AQR CAPITAL M&M LLC	0	89.914	89.914
**D	HIGHMARK LIMITED HIGHMARK LONG SHORT EQUITY 2 CO PANAGORA ASSET MANAGEMENT INC	0	90.581	90.581
**D	AQR STYLE PREMIA MASTER ACCOUNT LP CO AQR CAPITAL M&M LLC	0	243.651	243.651
**D	KANGAROO INVESTMENTS LLC	0	1.399	1.399
**D	TRADELINK GLOBAL EQUITY MASTER FUND LTD C O M AND C CORPORATE SERVICES LTD	0	567	567
**D	PANAGORA DYNAMIC INTERNATIONAL EQUITY EXTENDED ALPHA FUND LLC	0	21.219	21.219
**D	STAR L.P. - EUROPE CO HIGHBRIDGE CAPITAL MANAGEMENT LLC	0	21.219	21.219
**D	PANAGORA DYNAMIC GLOBAL EXTENDED ALPHA FUND LTD	0	40	40
**D	AGORA MASTER FUND LIMITED APPLEBY TRUST (CAYMAN) LTD	0	291.196	291.196
**D	ALPHAMATICS MASTER FUND LIMITED C/O APPLEBY TRUST (CAYMAN LTD)	0	1.600.000	1.600.000
**D	UBS FUND MGT (CH) AG CH0516/UBSCHIF2-EGSCPII	0	716.579	716.579
**D	CH0526 - UBS (CH) INSTITUTIONAL FUND - EQUITIES GLOBAL SMALL CAP PASSIVE II	0	36.375	36.375
**D	DOMINI INTERNATIONAL SOCIAL EQUITY FUND	0	6.234	6.234
**D	SCHWAB INTERNATIONAL SMALL-CAP EQUITY ETF	0	3.283.425	3.283.425
**D	SCHWAB FUNDAMENTAL INTERNATIONAL LARGE COMPANY ETF	0	625.131	625.131
**D	PUTNAM INV FUNDS - PUTNAM INT CAPITAL OPPORTUNITIES FUND	0	246.418	246.418
**D	INTERNATIONAL MONETARY FUND	0	2.271.214	2.271.214
**D	INTERNATIONAL MONETARY FUND	0	16.964	16.964
**D	ALLIANZ GLOBAL INVESTORS GMBH FOR DBI-FONDS ANDUS	0	32.661	32.661
**D	AMERICAN BAR ASSOCIATION MEMBERS/NTC COLLECTIVE TRUST	0	887.000	887.000
**D	AMERICAN CENTURY STRATEGIC ASSET ALL, INC. STRAT ALL CONS F	0	159.100	159.100
**D	AMERICAN CENTURY STRAT ASSET ALL, INC. STRAT ALL MODERATE F	0	29.007	29.007
**D	AMERICAN CENTURY WORLD MUTUAL FUNDS, INC. STRATEGIC ALL AGGR F	0	120.727	120.727
**D	AMERICAN CENTURY WORLD MUTUAL FUNDS, INC. INTL VALUE F	0	92.800	92.800
**D	AMERICAN CENTURY RETIREMENT DATE TRUST	0	94.789	94.789
**D	PEOPLE'S BANK OF CHINA	0	989.326	989.326
**D	ARROWSTREET MULTI STRATEGY UMBRELLA PLC	0	87.833	87.833
**D	THE MASTER TRUST BK OF JP LTD: RUSSELL GLB ENVIR TECH FUND	0	777.174	777.174
**D	THE MASTER TRUST BK OF JP LTD: RUSSELL GLB ENVIR TECH FUND	0	191.713	191.713
**D	UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	0	81.896	81.896
**D	UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	0	137.913	137.913
**D	UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	0	132.156	132.156
**D	UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	0	78.025	78.025
**D	ALLIANZGI NFI INTERNATIONAL SMALL-CAP VALUE FUND	0	8.967.687	8.967.687
**D	EATON VANCE TAX-ADVANTAGED GLOBAL DIVIDEND INCOME FUND	0	30.000	30.000
**D	PARAMETRIC INTERNATIONAL EQUITY FUND	0	28.090	28.090
**D	UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	0	211.379	211.379
**D	THE GABELLI GLOBAL UTILITY & INCOME TRUST	0	150.000	150.000
**D	UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	0	239.289	239.289
**D	RUSSELL INVESTMENT COMPANY SELECT INTERNATIONAL EQUITY FUND	0	194.302	194.302
**D	TCW INTERNATIONAL SMALL CAP FUND	0	140.600	140.600
**D	GMO BENCHMARK-FREE FUND	0	474.276	474.276



Azionisti in proprio:

 407 Teste:
 9 Azionisti in delega:
14
398

LISTA ESITO DELLE VOTAZIONE
Oggetto: Proposta di distribuzione del dividendo

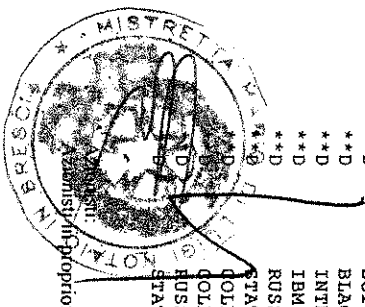
FAVOREVOLI

Badge	Ragione Sociale	Proprio	Delega	Totale
**D	GMO TAX-MANAGED GLOBAL BALANCED PORTFOLIO	0	61.919	61.919
**D	GMO AGGRESSIVE LONG/SHORT MASTER PORTFOLIO	0	17.779	17.779
**D	GMO IMPLEMENTATION FUND	0	982.919	982.919
**D	INVESCO GLOBAL MARKET NEUTRAL FUND	0	35.738	35.738
**D	LOS ANGELES COUNTY EMPLOYEES RETIREMENT ASSOCIATION	0	25.719	25.719
**D	MARYLAND STATE RETIREMENT & PENSION SYSTEM	0	68.247	68.247
**D	MARYLAND STATE RETIREMENT & PENSION SYSTEM	0	4.099	4.099
**D	MERCER QIF CCF	0	143.274	143.274
**D	CITY OF NEW YORK GROUP TRUST	0	372.972	372.972
**D	COSMOPOLITAN INVESTMENT FUND	0	2.317.462	2.317.462
**D	PIMCO RAE FUNDAMENTAL INTERNATIONAL FUND LLC	0	525.792	525.792
**D	PIMCO EQUITY SERIES: PIMCO RAE FUNDAMENTAL INTERNATIONAL FUND	0	100.720	100.720
**D	FLOURISH INVESTMENT CORPORATION	0	3.064.637	3.064.637
**D	PEOPLE'S BANK OF CHINA	0	793.712	793.712
**D	PEOPLE'S BANK OF CHINA	0	621.970	621.970
**D	MINISTRY OF STRATEGY AND FINANCE	0	6.845	6.845
**D	PEOPLE'S BANK OF CHINA	0	186.836	186.836
**D	SSGA SPDR ETFS EUROPE II PUBLIC LIMITED COMPANY	0	45.572	45.572
**D	CALIFORNIA PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	0	1.605.180	1.605.180
**D	CALIFORNIA PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	0	4.303.913	4.303.913
**D	CALIFORNIA PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	0	132.307	132.307
**D	CALIFORNIA STATE TEACHERS RETIREMENT SYSTEM	0	824.207	824.207
**D	TENNESSEE CONSOLIDATED RETIREMENT SYSTEM	0	1.762.754	1.762.754
**D	TEACHER RETIREMENT SYSTEM OF TEXAS	0	406.089	406.089
**D	METZLER INVESTMENT GMBH FOR MI-FONDS 415	0	400.510	400.510
**D	ASIAN DEVELOPMENT BANK	0	183.127	183.127
**D	UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	0	39.461	39.461
**D	UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	0	58.712	58.712
**D	UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	0	61.275	61.275
**D	UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	0	111.774	111.774
**D	UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	0	55.221	55.221
**D	UAW RETIREE MEDICAL BENEFITS TRUST	0	111.894	111.894
**D	VANGUARD FTSE DEVELOPED EUROPE ALL CAP INDEX ETF	0	15.980	15.980
**D	VANGUARD FTSE DEVELOPED EUROPE ALL CAP INDEX ETF	0	5.543	5.543
**D	VANGUARD DEVEL ALL-CAP EX NORTH AMERICA EQT IND POOLED FUND	0	2.614	2.614
**D	WELLS FARGO BK DECI OF TR EST INV FUNDS FOR EMPLOYEE BEN TR	0	33.156	33.156
**D	WELLS FARGOASTR TRUST DIVERSIFIED STOCK PORTFOLIO	0	134.739	134.739
**D	WISDOMTREE ISSUER PUBLIC LIMITED COMPANY	0	25.431	25.431
**D	WASHINGTON STATE INVESTMENT BOARD	0	495.084	495.084
**D	WASHINGTON STATE INVESTMENT BOARD	0	1.678	1.678
**D	WASHINGTON STATE INVESTMENT BOARD	0	26.581	26.581
**D	WISDOMTREE DYNAMIC CURRENCY HEDGED EUROPE EQUITY FUND	0	3.982	3.982
**D	WISDOMTREE DYNAMIC CURRENCY HEDGED INTRNL EQUITY FUND	0	96.304	96.304

LISTA ESITO DELLE VOTAZIONE
Oggetto: Proposta di distribuzione del dividendo

FAVOREVOLI

Badge	Ragione Sociale	Proprio	Delega	Totale
**D	WISDOMTREE INTERNATIONAL MIDCAP DIVIDEND FUND	0	169.919	169.919
**D	WISDOMTREE GLOBAL EX-U.S. UTILITIES FUND	0	121.172	121.172
**D	WISDOMTREE INTERNATIONAL HEDGEDEQUITY FU ND	0	670	670
**D	WISDOMTREE EUROPE HEDGED SMALLCAP EQUITY FUND	0	1.825.354	1.825.354
**D	PRUDENTIAL RETIREMENT INSURANCE & ANNUITY COMPANY	0	14.382	14.382
**D	SSGA Russell FD GL EX-US INDEX NONLENDING OP COMMON TRUST FUND	0	38.204	38.204
**D	SS BK AND TRUST COMPANY INV FUNDS FOR TAXEXEMPT RETIREMENT PL	0	49.674	49.674
**D	STATE STREET GLOBAL ADVISORS LUXEMBOURG SICAV	0	1.084.277	1.084.277
**D	ALLIANZ STIFTUNGSFONDS NACHHALTIGKEIT	0	6.158	6.158
**D	GARANT DYNAMIC	0	190.440	190.440
**D	ALLIANZ GLOBAL INVESTORS FUND	0	130.712	130.712
**D	ALLIANZ GLOBAL INVESTORS FUND	0	16.170	16.170
**D	RP RENDITE PLUS	0	27.733	27.733
**D	BLACKROCK STRATEGIC FUNDS	0	305.346	305.346
**D	GOLDMAN SACHS FUNDS	0	28.449	28.449
**D	GOLDMAN SACHS FUNDS	0	24.091	24.091
**D	MARCH FUND	0	17.861	17.861
**D	UBS ETF	0	8.030	8.030
**D	ISHARES MSCI EAFE SMALL CAP ETF	0	16.882	16.882
**D	ISHARES MSCI EUROPE SMALL-CAP ETF	0	4.229.400	4.229.400
**D	BLACKROCK INST TRUST CO NA INV FUNDSFOR EMPLOYEE BENEFIT TR	0	80.622	80.622
**D	BLACKROCK INST TRUST CO NA INV FUNDSFOR EMPLOYEE BENEFIT TR	0	598.329	598.329
**D	ISHARES CORE MSCI EAFE ETF	0	179.176	179.176
**D	ISHARES CORE MSCI TOTAL INTERNATIONAL STOCK ETF	0	1.365.931	1.365.931
**D	ISHARES CORE MSCI EUROPE ETF	0	186.175	186.175
**D	ISHARES INTERNATIONAL FUNDAMENTAL INDEX ETF	0	217.709	217.709
**D	BLACKROCK INST TRUST CO NA INV FUNDSFOR EMPLOYEE BENEFIT TR	0	417	417
**D	CONNECTICUT GENERAL LIFE INSURANCE COMPANY	0	16.191	16.191
**D	RUSSELL DEVELOPED EX-U.S. LARGE CAP INDEX FUND B	0	1.428.431	1.428.431
**D	WORLD ALPHA TILTS NON-LENDABLE FUND B	0	9.576	9.576
**D	BGI MSCI EAFE SMALL CAP EQUITY INDEXFUND B	0	7.624	7.624
**D	BGI MSCI EMD IMI INDEX FUND B	0	4.158	4.158
**D	BLACKROCK MSCI WORLD SMALL CAP EQ ESG SCREENED INDEX FUND B	0	280.228	280.228
**D	INTERNATIONAL PAPER CO COMMINGLED INVESTMENT GROUP TRUST	0	1.278	1.278
**D	IBM 401K PLUS PLAN	0	1.037	1.037
**D	RUSSELL TRUST CO COMMINGLED EMPLOYEE BENEFIT FUNDS TRUST	0	147.237	147.237
**D	STATE OF ALASKA RETIREMENT AND BENEFITS PLANS	0	306.853	306.853
**D	COLLEGE RETIREMENT EQUITIES FUND	0	1.241.470	1.241.470
**D	RUSSELL INVESTMENT COMPANY - RUSSELL INTERN DEVELOPED MKT F	0	80.647	80.647
**D	STATE BOSTON RETIREMENT SYSTEM	0	1.131.166	1.131.166
**D		0	4.000.000	4.000.000
**D		0	120.150	120.150
**D		0	12	12



LISTA ESITO DELLE VOTAZIONI

Oggetto: Proposta di distribuzione del dividendo

FAVOREVOLI

Badge	Ragione Sociale	Proprio	Delega	Totale
**D	SPDR S&P WORLD (EX-US) ETF	0	56.172	56.172
**D	SPDR S+P INTERNATIONAL MIDCAP ETF	0	34.209	34.209
**D	SPDR S+P INTERNATIONAL UTILITIES SECTOR ETF	0	84.789	84.789
**D	RUSSELL INVESTMENT COMPANY PLC	0	106.500	106.500
**D	ONTARIO TEACHERS PENSION PLAN BOARD	0	1.448.309	1.448.309
**D	PACIFIC SELECT FUND INTERNATIONAL SMALL-CAP PORTFOLIO	0	3.082.096	3.082.096
**D	CALIFORNIA STATE TEACHERS RETIREMENT SYSTEM	0	512.094	512.094
**D	SS BK AND TRUST COMPANY INV FUNDS FOR TAXEXEMPT RETIREMENT PL	0	488.815	488.815
**D	SS BK AND TRUST COMPANY INV FUNDS FOR TAXEXEMPT RETIREMENT PL	0	2.885	2.885
**D	MSCI EAFE SMALL CAP PROV INDEX SEC COMMON TR F	0	339.571	339.571
**D	SS BK AND TRUST COMPANY INV FUNDS FOR TAXEXEMPT RETIREMENT PL	0	761.734	761.734
**D	ISHARES VII PLC	0	193.690	193.690
**D	BLACKROCK AM SCH AG OBO BIFS WORLD EX SW SMALL CAP EQ INDEX F	0	250.349	250.349
**D	AQR FUNDS- AQR STYLE PREMIA ALTERNATIVE FUND	0	159.059	159.059
**D	MAINSTAY 130/30 INTERNATIONAL FUND	0	4.067.057	4.067.057
**D	AQR FUNDS - AQR EQUITY MARKET NEUTRAL FUND	0	1.875.825	1.875.825
**D	AQR FUNDS- AQR STYLE PREMIA ALTERNATIVE LV FUND	0	1.872.421	1.872.421
**D	AQR FUNDS - AQR LONG SHORT EQUITY FUND	0	320.673	320.673
**D	AQR TAX PLUS U.S. RELAXED CONSTRAINT EQUITY FUND	0	1.741.160	1.741.160
**D	AQR R.C. EQUITY AUSTRALIA FUND	0	40.069	40.069
**D	AQR GLOBAL LONG-SHORT QUITTY FUND	0	422.659	422.659
**D	LONDON BOROUGH OF TOWER HAMLETS PENSION FUND	0	2.054.714	2.054.714
**D	BNY MELTON TR + DEP LTD ATE ST. JAMES'S PL MULTI ASS UNI TRUST	0	90.653	90.653
**D	MANAGED PENSION FUNDS LIMITED	0	581.535	581.535
**D	STICHTING F AND C MULTI MANAGER EUROPEAN EQUITY ACTIVE	0	16.950	16.950
**D	STICHTING PHILIPS PENSIONFUNDS	0	148.451	148.451
**D	RUSSELL INVESTMENT COMPANY RUSSELL MULTI-STRATEGY ALTERNATIVE FUND	0	253.969	253.969
**D	GMO GLOBAL EQUITY TRUST	0	103.329	103.329
**D	SUNSHINE SUPERANNUATION FUND	0	25.010	25.010
**D	GUIDESTONE FUNDS INTERNATIONAL EQUITY FUND	0	91.369	91.369
**D	CHURCH OF ENGLAND INVESTMENT FUND FOR PENSIONS	0	2.008.778	2.008.778
**D	DOMINION RESOURCES INC. MASTER TRUST	0	197.750	197.750
**D	FORD MOTOR COMPANY DEFINED BENEFIT MASTER TRUST	0	570.300	570.300
**D	MASTER TR AGREE BETWEEN PFIZER INC AND THE NORTHERN TR CO	0	43.902	43.902
**D	NORTHERN TRUST GLOBAL INVESTMENTS COLLECTIVE FUNDS TRUST	0	122.858	122.858
**D	WHEELS COMMON INVESTMENT FUND	0	961.497	961.497
**D	CHEVRON UK PENSION PLAN	0	62.546	62.546
**D	LOS ANGELES CITY EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	0	15.687	15.687
**D	CITY OF LOS ANGELES FIRE AND POLICE PENSION PLAN	0	435.048	435.048
**D	LOTHIAN PENSION FUND	0	237.465	237.465
**D	UTAH STATE RETIREMENT SYSTEMS	0	1.709.741	1.709.741
**D	VAN ANDEL INSTITUTE	0	378.539	378.539
**D		0	273.481	273.481

Azionisti:

407

Teste:

14

Pagina 10

9

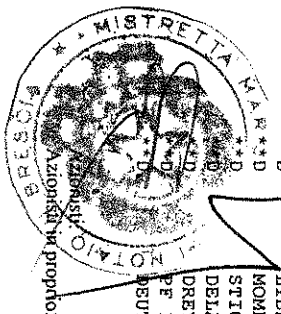
Azionisti in delega:

398

LISTA ESITO DELLE VOTAZIONE
Oggetto: Proposta di distribuzione del dividendo

FAVOREVOLI

Badge	Ragione Sociale	Proprio	Delega	Totale
**D	FUNDO DE PENSIOES	0	64.702	64.702
**D	MTGI-OM COMMON DAILY ALL COUNMD EX-US INV MKT INDEX F NONLEND	0	43.341	43.341
**D	FOOD & AGRICULTURE ORGANISATION OF THE UNITED NATIONS.	0	675.196	675.196
**D	DEI LP EQUITY (PASSIVE)	0	16.758	16.758
**D	GLOBEFLEX INTERNATIONAL PARTNERS LTD	0	233.400	233.400
**D	NATIONAL COUNCIL FOR SOCIAL SECURITY FUND, P.R.C	0	107.989	107.989
**D	FORD MOTOR COMPANY OF CANADA, LIMITED PENSION TRUST	0	20.923	20.923
**D	NEW ZEALAND SUPERANNUATION FUND	0	78.508	78.508
**D	FLORIDA COLLEGE SAVINGS PROGRAM	0	93.517	93.517
**D	MERCER OS TRUST	0	400.554	400.554
**D	STICHTING HEINEREN PENSIOENFONDS	0	148.793	148.793
**D	STICHTING PENSIOENFONDS VAN DE METALEKTRO (PME)	0	209.490	209.490
**D	NORTHERN TRUST UCITS COMMON CONTRACTUAL FUND	0	250.154	250.154
**D	PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT ASSOCIATION OF COLORADO	0	788.763	788.763
**D	MUNICIPAL EMPLOYEES ANNUITY AND BENEFIT FUND OF CHICAGO	0	149.740	149.740
**D	ABU DHABI RETIREMENT PENSIONS AND BENEFITS FUND	0	107.083	107.083
**D	CANADA PENSION PLAN INVESTMENT BOARD	0	191.600	191.600
**D	VOYA MULTI-MANAGER INTERNATIONAL SMALL CAP FUND	0	1.434.420	1.434.420
**D	INVECO FUND	0	240.110	240.110
**D	PS FTSE RAFI DEVEL MAR EXUS PORT	0	50.933.022	50.933.022
**D	POWERSHARES GLOBAL FUNDS IRELAND PUBLIC LIMITED COMPANY	0	121.325	121.325
**D	THE BANK OF KOREA	0	2.478	2.478
**D	CCA CORE RETURN FUND	0	1	1
**D	INVECO PERPETUAL GLOBAL EX UK ENHANCED INDEX FUND	0	3.933	3.933
**D	BLACKROCK LIFE LIMITED	0	407.081	407.081
**D	CF CANLIFE GLOBAL INFRASTRUCTURE FUND	0	54.827	54.827
**D	BNY MELLON GLOBAL FUNDS PLC	0	136.837	136.837
**D	SEVENTH SWEDISH NATIONAL PENSION FUND - AP7 EQUITY FUND	0	217.748	217.748
**D	ALLIANT GLOBAL INVESTORS EUROPEGBH	0	68	68
**D	PRINCIPAL FUNDS INC GLOBAL MULTI STRATEGY FUND	0	177.200	177.200
**D	ADVANCED SERIES TRUST AST GOLDMAN SACHS MULTI ASSET PORTFOLIO	0	237.893	237.893
**D	STICHTING PENSIOENFONDS VAN DE ABN AMRO BANK N.V.	0	51.778	51.778
**D	ADVANCED SERIES TRUST-AST OMA EMERGING MARKETS EQUITY PORTFOLIO	0	108.366	108.366
**D	BRIDGE BUILLER INTERNATIONAL EQUITY FUND	0	1.959.166	1.959.166
**D	INVECO PERPETUAL GLOBAL TARGETED RETURNS FUND	0	13.647	13.647
**D	LIBERTY MUTUAL RETIREMENT PLAN MASTER TRUST	0	4.722.678	4.722.678
**D	MOMENTUMSHARES INTERNATIONAL QUANTITATIVE MOMENTUM ETF	0	540.533	540.533
**D	STICHTING DEPOSITARY APG DEVELOPED MARKETS EQUITY POOL	0	265.352	265.352
**D	DELAWARE MANAGEMENT HOLDING, INC.	0	2.028.004	2.028.004
**D	DREYFUS STOCK FUNDS - DREYFUS INTERNATIONAL SMALL CAP FUND	0	39.016	39.016
**D	PE INTERNATIONAL SMALL CAP FUND	0	6.440.812	6.440.812
**D	DEUTSCHE X-TRACKERS MSCI EMU HEDGED EQUITY ETF	0	300.247	300.247
**D		0	28.999	28.999



Azionisti in proprio:

407 Teste:
9 Azionisti in delega:

14
398

LISTA ESITO DELLE VOTAZIONE
Oggetto: Proposta di distribuzione del dividendo

FAVOREVOLI

Badge	Ragione Sociale	Proprio	Delega	Totale
**D	STICHTING PENSIONFONDS HORECA & CATERING	0	92.252	92.252
**D	AMERICAN HEART ASSOCIATION, INC	0	8.968	8.968
**D	DEUTSCHE X-TRACERS MSCI EAFE SMALL CAP HEDGED EQUITY ETF	0	2.734	2.734
**D	BLACKROCK GLOBAL FUNDS	0	22.766	22.766
**D	STG BPF VOOR HET LEVENSMID. BEDRIJF IPM	0	69.128	69.128
**D	STG PFDS V. D. GRAFISCHE	0	677.864	677.864
**D	AA FORTIS ACTIONS PETIT CAP EUROPE	0	1.149.571	1.149.571
**D	LBPM RESPONSABLE ACTIONS ENVY	0	436.100	436.100
**D	LBPM ACTIONS EUROPE DU SUD	0	177.160	177.160
**D	FCP CARPIMO PETITES ET MOYENNES CAPI C	0	669.412	669.412
**D	CE DV ACWI EX-U.S. IMI FUND	0	5.290	5.290
**D	MILLPENCIL (US) LP	0	3.772	3.772
**D	FIRE AND POLICE PENSION ASSOCIATION OF COLOR	0	107.868	107.868
**D	THE ANADARKO PETROLEUM CORPORATION MASTER TRUST	0	35.648	35.648
**D	FCP BOL REMPART EUROPE	0	29.463.305	29.463.305
**D	BOL CONVICTIONS	0	5.216.613	5.216.613
**D	FCP NATIXIS ACTIONS SMALL MID CAP EURO	0	829.000	829.000
**D	FCP ENERGIES RENOUVELABLES	0	100.000	100.000
**D	SLI GLOBAL SICAV GLOBAL FOCUSEDSTRATEGIES FUND	0	542.595	542.595
**D	NSP MONTICELLO MINNESOTA RETAILQUALIFIED TRUST	0	10.690	10.690
**D	RUSSELL OVERSEAS EQUITY FUND .	0	20.300	20.300
**D	RUSSELL GLOBAL EQUITY FUND .	0	791	791
**D	RUSSELL OVERSEAS EQUITY POOL .	0	18.300	18.300
**D	RUSSELL GLOBAL EQUITY POOL	0	45.679	45.679
**D	ALASKA PERMANENT FUND CORPORATION	0	230.602	230.602
**D	FLORIDA STATE BOARD OF ADMINISTRATION	0	86.496	86.496
**D	THE CANADA LIFE ASSURANCE COMPANY	0	268.681	268.681
**D	COMMONWEALTH OF PENNSYLVANIA PUBLIC SCHOOL EMPLOYEES RETIREMENTENT SYSTEM	0	106.583	106.583
**D	THE STATE OF CONNECTICUT ACTINGTHROUGH ITS TREASURER	0	413.110	413.110
**D	ONTARIO POWER GENERATION INC .	0	435.904	435.904
**D	BUY MELLON EMPLOYEE BENEFIT COLLECTIVE INVESTMENT FUND PLAN	0	51.695	51.695
**D	FLORIDA RETIREMENT SYSTEM .	0	535.285	535.285
**D	THE GREAT-WEST LIFE ASSURANCE COMPANY	0	222.121	222.121
**D	EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM OF THE STATE OH HAWAII	0	42.663	42.663
**D	TBC INC POOLED EMPLOYEE FUNDS INTL SMALL CAP EQUITY FUND	0	154.482	154.482
**D	COUNSEL GLOBAL DIVIDEND	0	110.144	110.144
**D	LONDON LIFE INSURANCE COMPANY .	0	2.229.570	2.229.570
**D	U. S. AND INTERNATIONAL SPECIALTY CLASS	0	20.511	20.511
**D	EMPLOYEE RETIREMENT INCOME PLANTRUST OF 3M COM	0	93.103	93.103
**D	POINT BEACH UNIT 1 AND UNIT 2 NO TRUST-ACCOUNTING MECHANISM	0	4.418	4.418
**D	PENSION RESERVES INVESTMENT TRUST FUND	0	403.427	403.427
**D	INDIANA PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT FUND	0	115.660	115.660
**D	CC & L INTERNATIONAL EQUITY FUND	0	19.400	19.400

LISTA ESITO DELLE VOTAZIONE
Oggetto: Proposta di distribuzione del dividendo

FAVOREVOLI

Badge	Ragione Sociale	Proprio	Delega	Totale
**D	CC&I GLOBAL EQUITY FUND	0	151.400	151.400
**D	CC&I Q GROUP GLOBAL EQUITY FUND	0	143.700	143.700
**D	SANTA BARBARA COUNTY EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM	0	216.192	216.192
**D	RAYTHEON MASTER PENSION TRUST	0	18.467	18.467
**D	ARROWSTREET US GROUP TRUST	0	486.799	486.799
**D	UPS GROUP TRUST	0	904.981	904.981
**D	UMC BENEFIT BOARD, INC	0	1.251.371	1.251.371
**D	FORUM FUNDS II-ACUITAS INTERNATIONAL SMALL CAP FUND	0	14.392	14.392
**D	LANDRY GLOBAL EQUITY FUND	0	22.600	22.600
5018	BARUFFI MAURIZIO	0	0	0
DE*	COMUNE DI MILANO	0	783.226.321	783.226.321
5020	BERTOZZI GIUSEPPE	86.620	0	86.620
5027	FAVALLI ARRIGO	1.000	0	1.000
5031	GIUBERTI GIANFAUSTO	5.520	0	5.520
5037	FANTOZZI GIANCARLO	22.440	0	22.440
5041	BRAMBILLA GIANDOMENICO	0	0	0
DE*	COMUNE DI BRESCIA	0	783.226.321	783.226.321
5046	LUPINI GIORGIO	0	0	0
DE*	BANCA POPOLARE DI SONDRIO - SOC.COOP.P.A.	0	2.500.000	2.500.000
5047	BARBINI CESARE	5.000	0	5.000
5050	SEARDOLINI TIZIANO	58.000	11.560	69.560
5054	SAVOLDI GIOVANNI	0	0	0
RL*	ASSOCIAZIONE QUADRI DEL GRUPPO A2A	200	0	200
Totale voti		2.023.403.630		
Percentuale votanti %		99,583992		
Percentuale Capitale %		64,585535		

