



Relazione Finanziaria Annuale
al 31 dicembre 2015

Indice

INFORMAZIONI GENERALI	6
Organi sociali ed informazioni societarie	6
Principali dati economici e finanziari del Gruppo Ascopiave	7
PREMESSA	8
La struttura del Gruppo Ascopiave	10
Il mercato del gas: scenario europeo	14
Il mercato del gas: scenario italiano	15
La vendita del gas	16
La distribuzione del gas	17
Il quadro normativo	18
Legislazione nazionale	18
Normativa di settore	18
Accise ed IVA	19
Disposizioni dell’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI)	19
Aggiornamenti delle condizioni economiche di fornitura	19
Obblighi di efficienza e di risparmio energetico	42
Andamento del titolo Ascopiave S.p.A. in Borsa	44
Controllo della società	45
Corporate Governance e Codice Etico	45
Rapporti con parti correlate e collegate	46
Fatti di rilievo avvenuti nel corso dell’esercizio 2015	47
Altri fatti di rilievo	48
Vendita di gas naturale e di energia elettrica	49
Distribuzione di gas naturale	51
Efficienza e risparmio energetico	58
Contenziosi	60
Distribuzione dividendi	68
Azioni proprie	68
Evoluzione prevedibile della gestione	68
Obiettivi e politiche del Gruppo e descrizione dei rischi	69
Risorse Umane	71
Ricerca e Sviluppo	72
Altre informazioni	74
Compensi corrisposti ai componenti degli organi di amministrazione e controllo, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche e partecipazioni detenute	74
Sicurezza dei dati personali	74
Elenco sedi della società	74
Sedi in proprietà	74
Sedi in locazione	75
Indicatori di performance	75
Commento ai risultati economico finanziari dell’esercizio 2015	76
Andamento della gestione - I principali indicatori operativi	76
Andamento della gestione – La situazione finanziaria	79
Andamento della gestione – Gli investimenti	81
Prospetto di riconciliazione del patrimonio netto individuale con il patrimonio netto consolidato	82
Prospetti di Bilancio consolidato	83
Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata	84
Conto economico complessivo consolidato	85
Prospetti delle variazioni nelle voci di patrimonio netto consolidato	86

Rendiconto finanziario consolidato	87
NOTE ESPLICATIVE	88
Informazioni societarie	88
L'attività del gruppo Ascopiave	88
Criteri generali di redazione ed espressione di conformità agli IFRS	88
Schemi di Bilancio	89
Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni applicati dal 1° gennaio 2015	89
Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni non ancora applicabili e non adottati in via anticipata dal Gruppo	90
Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni non ancora applicabili e non adottati in via anticipata dal Gruppo	91
Principi di consolidamento	92
Area e criteri di consolidamento	94
Dati di sintesi delle società consolidate integralmente e delle società a controllo congiunto consolidate con il metodo del patrimonio netto	94
Criteri di valutazione	95
NOTE DI COMMENTO ALLE VOCI DELLO STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATO	109
Attività non correnti	109
Attività correnti	119
Patrimonio netto consolidato	123
Passività non correnti	125
Passività correnti	130
NOTE DI COMMENTO ALLE PRINCIPALI VOCI DI CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO	136
Ricavi	136
Costi	137
Proventi e oneri finanziari	141
Imposte	142
Componenti non ricorrenti	143
Transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali	143
ALTRE NOTE DI COMMENTO ALLA RELAZIONE FINANZIARIA ANNUALE 2015	144
Impegni e rischi	144
Fattori di rischio ed incertezza	144
Compensi alla Società di revisione	151
Informativa di settore	152
Utile per azione	153
Rapporti con parti correlate	153
Schemi di bilancio esposti in base alla delibera Consob 15519/2006	156
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio 2015	159
Fatti di rilievo intervenuti dopo l'approvazione del progetto di bilancio	159
Obiettivi e politiche del Gruppo	159
Dati di sintesi al 31 dicembre 2015 delle società a controllo congiunto consolidate con il metodo del patrimonio netto	160

Allegati:

- Bilancio individuale di Ascopiave S.p.A. dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2015.

Controllo interno:

- Dichiarazione del dirigente preposto - Attestazione al Bilancio consolidato ai sensi dell'art. 81-ter del regolamento Consob n.11971;
- Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari.

Collegio Sindacale:

- Relazione del Collegio Sindacale al bilancio chiuso al 31 dicembre 2015.

Società di Revisione:

- Relazione della società di revisione al bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2015;
- Relazione della società di revisione al bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2015.

INFORMAZIONI GENERALI**Organi sociali ed informazioni societarie***Consiglio di Amministrazione e Collegio Sindacale*

Soggetto	carica	durata carica	data inizio	data fine
Zugno Fulvio	Presidente del Consiglio di Amministrazione e Amministratore delegato*	2014-2017	24/04/2014	Approv.bilancio 2016
Coin Dimitri	Consigliere indipendente	2014-2017	24/04/2014	Approv.bilancio 2016
Pietrobon Greta	Consigliere indipendente	2014-2017	24/04/2014	Approv.bilancio 2016
Paron Claudio	Consigliere indipendente **	2014-2017	19/06/2014	Approv.bilancio 2016
Quarello Enrico	Consigliere	2014-2017	24/04/2014	Approv.bilancio 2016

(*) Poteri ed attribuzioni di ordinaria e straordinaria amministrazione, nei limiti previsti dalla legge e dallo Statuto e nel rispetto delle riserve di competenza dell'Assemblea dei soci, del Consiglio di Amministrazione, secondo le delibere del Consiglio di Amministrazione.

(**) Il signor Paron Claudio sostituisce il signor Piva Bruno che si è dimesso.

Soggetto	carica	durata carica	data inizio	data fine
Bortolomio Marcellino	Presidente del collegio sindacale	2014-2017	24/04/2014	Approv.bilancio 2016
Biancolin Luca	Sindaco effettivo	2014-2017	24/04/2014	Approv.bilancio 2016
Alberti Elvira	Sindaco effettivo	2014-2017	24/04/2014	Approv.bilancio 2016

Comitato per il controllo interno	dal	al	Comitato per la renumerazione	dal	al
Coin Dimitri	29/04/2014	Approv.bilancio 2016	Coin Dimitri	29/04/2014	Approv.bilancio 2016
Quarello Enrico	29/04/2014	Approv.bilancio 2016	Quarello Enrico	29/04/2014	Approv.bilancio 2016
Paron Claudio	19/06/2014	Approv.bilancio 2016	Paron Claudio	19/06/2014	Approv.bilancio 2016

Società di Revisione

PriceWaterhouseCoopers S.p.A.

Sede legale e dati societari

Ascopiave S.p.A.

Via Verizzo, 1030

I-31053 Pieve di Soligo TV Italia

Tel: +39 0438 980098

Fax: +39 0438 82096

Cap. Soc.: Euro 234.411.575 i.v.

P.IVA 03916270261

e-mail : info@ascopiave.it

Investor relations

Tel. +39 0438 980098

fax +39 0438 964779

e-mail : investor.relations@ascopiave.it

Principali dati economici e finanziari del Gruppo Ascopiave**Dati economici**

(migliaia di Euro)	Esercizio 2015	% dei ricavi	Esercizio 2014	% dei ricavi
Ricavi	581.655	100,0%	585.300	100,0%
Margine operativo lordo	80.983	13,9%	79.585	13,6%
Risultato operativo	56.950	9,8%	52.667	9,0%
Risultato netto dell'esercizio	45.362	7,8%	37.333	6,4%

Si precisa che per margine operativo lordo si intende il risultato prima di ammortamenti, svalutazione crediti, gestione finanziaria ed imposte.

Dati patrimoniali

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Capitale circolante netto	56.689	66.547
Immobilizzazioni e altre attività non correnti (non finanziarie)	527.182	526.152
Passività non correnti (escluso finanziamenti)	(49.698)	(53.360)
Capitale investito netto	534.173	539.340
Posizione finanziaria netta	(114.037)	(129.673)
Patrimonio netto Totale	(420.137)	(409.666)
Fonti di finanziamento	(534.173)	(539.340)

Si precisa che per "Capitale circolante netto" si intende la somma di rimanenze di magazzino, crediti commerciali, crediti tributari, altre attività correnti, debiti commerciali, debiti tributari (entro 12 mesi) e altre passività correnti.

Dati dei flussi monetari

(Migliaia di Euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Risultato netto del Gruppo	43.014	35.583
Flussi di cassa generati dall'attività operativa	69.221	56.164
Flussi di cassa utilizzati dall'attività di investimento	(21.527)	(22.106)
Flussi di cassa utilizzati dall'attività di finanziamento	(120.276)	55.052
Flusso monetario del periodo	(72.582)	89.110
Disponibilità liquide all'inizio del periodo	100.882	11.773
Disponibilità liquide alla fine del periodo	28.301	100.882

RELAZIONE SULLA GESTIONE

PREMESSA

Il Gruppo Ascopiave chiude l'esercizio 2015 con un utile netto consolidato di 45,4 milioni di Euro (37,3 milioni di Euro al 31 dicembre 2014), con un incremento pari a 8,0 milioni di Euro, +21,5% rispetto all'esercizio precedente.

Il patrimonio netto consolidato al 31 dicembre 2015 ammonta a 420,1 milioni di Euro, (409,7 milioni di Euro al 31 dicembre 2014) ed il capitale investito netto a 534,2 milioni di Euro (539,3 milioni di Euro al 31 dicembre 2014).

Nel corso dell'esercizio 2015 il Gruppo ha realizzato investimenti per 22,0 milioni di Euro (21,1 milioni di Euro al 31 dicembre 2014), prevalentemente nello sviluppo, manutenzione e ammodernamento delle reti e degli impianti di distribuzione del gas e nell'installazione di misuratori elettronici.

Attività

Il Gruppo Ascopiave opera principalmente nei settori della distribuzione e della vendita di gas naturale, oltre che in altri settori correlati al core business, quali la vendita di energia elettrica, la cogenerazione e la gestione calore.

Attualmente è titolare di concessioni e affidamenti diretti per la gestione della distribuzione del gas in 208 Comuni, (208 comuni al 31 dicembre 2014) esercendo una rete distributiva che si estende per oltre 8.300 chilometri¹, (oltre 8.200 chilometri al 31 dicembre 2014) e fornendo il servizio ad un bacino di utenza di oltre un milione di abitanti.

L'attività di vendita di gas naturale al mercato dei consumatori finali è svolta attraverso diverse società partecipate dalla capogruppo Ascopiave S.p.A. e sulle quali il Gruppo esercita un controllo esclusivo oppure congiunto con gli altri soci. In tale segmento di mercato, il Gruppo, con oltre 961 milioni di metri cubi¹ di gas venduti nell'esercizio 2015 (888 milioni di metri cubi al 31 dicembre 2014) è uno dei principali operatori in ambito nazionale.

Obiettivi strategici

Il Gruppo Ascopiave si propone di perseguire una strategia aziendale focalizzata sulla creazione di valore per i propri stakeholders, sul mantenimento dei livelli di eccellenza nella qualità dei servizi offerti, rispettando l'ambiente e valorizzando le istanze sociali che caratterizzano il contesto in cui opera.

A tal fine intende consolidare la propria posizione di leadership nel settore del gas a livello regionale e mira a raggiungere posizioni di rilievo anche in ambito nazionale, traendo vantaggio dal processo di liberalizzazione in atto. Le principali direttrici della sua strategia di sviluppo sono costituite dalla crescita dimensionale, dalla diversificazione in altri comparti del settore energetico sinergici con il core business e dal miglioramento dei processi operativi.

¹ I dati indicati relativamente alla lunghezza della rete di distribuzione e ai volumi di gas venduti sono ottenuti sommando i dati delle singole società del Gruppo, ponderando preventivamente i dati delle società consolidate con il metodo del patrimonio netto per la quota di partecipazione del Gruppo.

Andamento della gestione

I volumi di gas venduti nell'esercizio 2015 sono stati pari a 961,3 milioni di metri cubi, evidenziando una crescita dell'8,2% rispetto all'esercizio precedente.

I volumi di energia elettrica venduti sono stati pari a 409,6 GWh, con un decremento del 10,9% rispetto all'esercizio precedente.

I volumi di gas distribuiti attraverso le reti gestite dal Gruppo sono stati 859,3 milioni di metri cubi, con un incremento del 10,8% rispetto all'esercizio 2014. La rete di distribuzione al 31 dicembre 2015 ha una lunghezza di 8.312 chilometri (8.227 chilometri al 31 dicembre 2014).

Risultati economici e situazione finanziaria

I ricavi consolidati dell'esercizio 2015 si attestano a 581,7 milioni di Euro, contro i 585,3 milioni di Euro registrati nell'esercizio precedente. Il decremento del fatturato è determinato principalmente dalla diminuzione dei ricavi da vendita di energia elettrica (-6,0 milioni di Euro), in ragione dei minori volumi venduti.

Il risultato operativo del Gruppo si è attestato a 57,0 milioni di Euro, in crescita rispetto ai 52,7 milioni di Euro dell'esercizio 2014. L'incremento è riconducibile principalmente ai migliori risultati dell'attività di vendita gas, spiegata dall'aumento dei volumi di gas venduti, e ad una generale diminuzione dei costi per servizi e altri oneri afferenti alla gestione caratteristica.

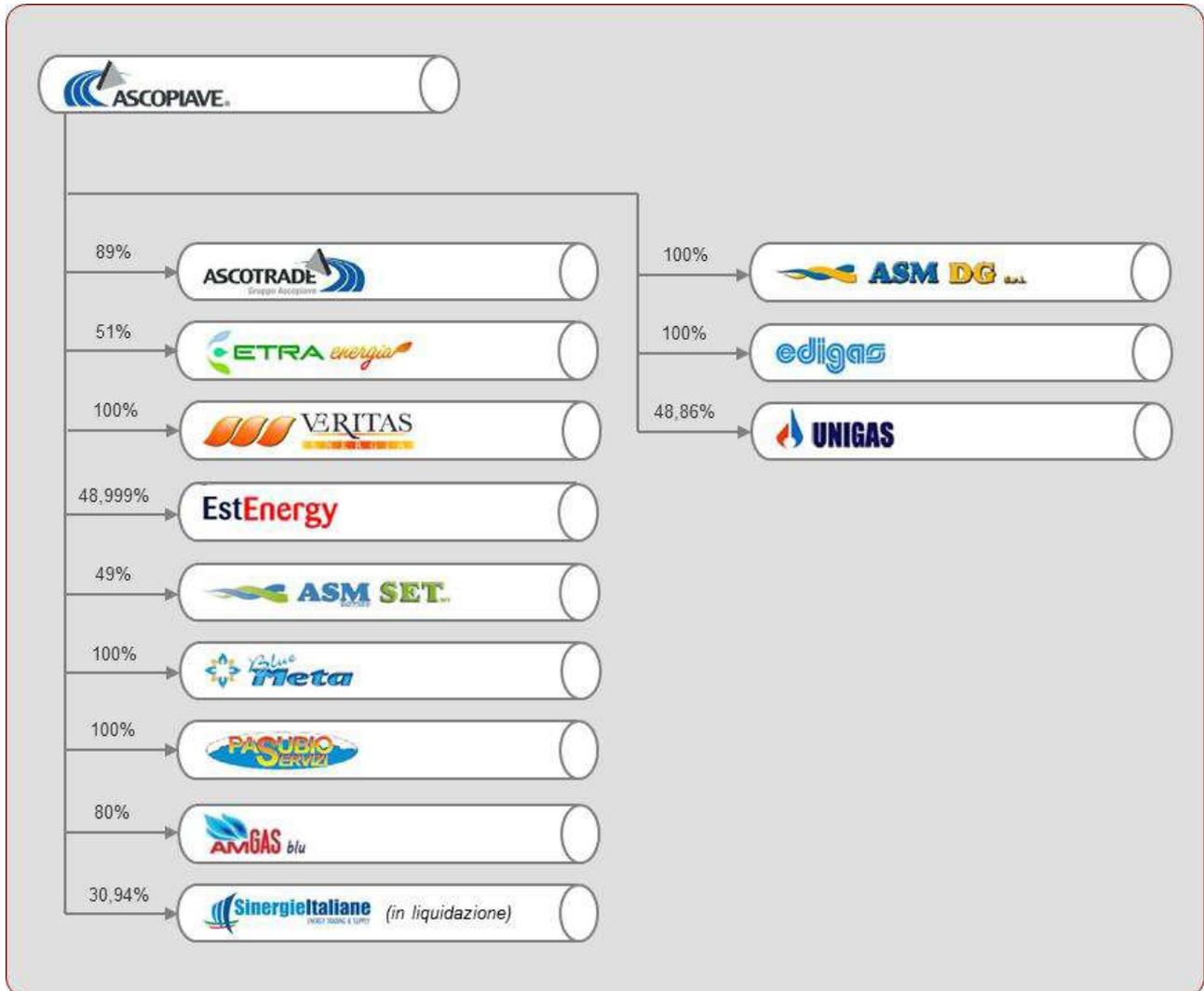
Il risultato netto, pari a 43,0 milioni di Euro, mostra un aumento rispetto ai 35,6 milioni di Euro dell'esercizio 2014, per effetto dei minori oneri finanziari netti e del maggior risultato economico delle società consolidate con il metodo del patrimonio netto, che hanno più che compensato il maggior carico fiscale per imposte sui redditi.

La Posizione Finanziaria Netta del Gruppo al 31 dicembre 2015 è pari a 114,0 milioni di Euro, in miglioramento di 15,6 milioni di Euro rispetto ai 129,7 milioni di Euro del 31 dicembre 2014. Il cash flow del periodo (dato dalla somma del risultato netto, degli accantonamenti e degli ammortamenti) ha generato risorse finanziarie per 69,4 milioni di Euro. L'attività di investimento e la gestione del capitale circolante hanno assorbito risorse finanziarie rispettivamente per 21,9 milioni di Euro e per 0,5 milioni di Euro, mentre la gestione del patrimonio (distribuzione di dividendi ai soci e a terzi, al netto dei dividendi ricevuti dalle società consolidate con il metodo del patrimonio netto) ha determinato ulteriori uscite finanziarie per 31,4 milioni di Euro.

Il rapporto tra la Posizione Finanziaria Netta e il Patrimonio Netto al 31 dicembre 2015 è risultato pari a 0,27 (0,32 al 31 dicembre 2014).

La struttura del Gruppo Ascopiave

Nel prospetto che segue si presenta la struttura societaria del Gruppo Ascopiave aggiornata al 31 dicembre 2015.



Il quadro economico di riferimento

Le prospettive economiche globali nel 2015, seppur in miglioramento nei paesi avanzati, restano soggette a rischi.

La debolezza delle *economie emergenti*² ha frenato l'espansione degli scambi globali contribuendo alla compressione dei prezzi delle materie prime, scesi al di sotto dei livelli minimi raggiunti nel corso della crisi economica 2008-2009. Sebbene si preveda una modesta accelerazione nei prossimi esercizi, le stime rimangono esposte a dubbi ed incertezze. Agli inizi del 2016 sono infatti emerse nuove tensioni finanziarie sul mercato cinese e si è inasprita la recessione in Brasile, accompagnando i timori sulla crescita dell'economia dei due paesi. A tale situazione si contrappone invece un'evoluzione positiva della situazione economica in India e l'attenuarsi della caduta del prodotto interno in Russia.

Alcune recenti proiezioni dell'OCSE stimano che nel 2015 il prodotto interno mondiale sia aumentato nella media del 2,9% rispetto all'anno precedente, e che nel 2016 possa evidenziare un lieve trend positivo, crescendo del 3,3%. Nei prossimi anni, l'espansione economica si prevede sarà sempre differenziata nei paesi avanzati, dove a fronte di una crescita più modesta in Europa (+1,8%) ed in Giappone (+1,0%) si attende un'espansione più sostenuta negli Stati Uniti (+2,5%) e nel Regno Unito (+2,4%).

Le economie emergenti hanno evidenziato andamenti differenziati nel 2015. In India, nonostante una elevata inflazione, la crescita si è rafforzata (+7,2%) ed in Cina, sebbene si sia assistito ad un inasprirsi delle tensioni finanziarie si è vista comunque un'espansione economica (+6,8%). In Brasile ed in Russia invece la crescita del prodotto interno ha subito un rallentamento, rispettivamente del -3,1% e del -4,0%.

L'inflazione al consumo, a fine 2015, nei paesi avanzati è rimasta a livelli molto contenuti e si è confermata debole anche in Cina. La dinamica dei prezzi al consumo permane invece elevata in India, Brasile e continua ad accelerare in Russia, sospinta dal forte deprezzamento del rublo e dalle sanzioni occidentali per la crisi ucraina.

Nel 2015 l'inflazione media annua dell'area euro, misurata dall'indice armonizzato dei prezzi al consumo, è stata pari allo 0,0% rispetto allo +0,4% del 2014. All'interno della zona Euro, gli indicatori congiunturali hanno delineato nel 2015 un lieve rialzo, sebbene con persistenti divari tra le maggiori economie dell'area e la crescita del PIL 2015 dell'area Euro rispetto all'anno precedente è attesa attorno al +1,5%, in espansione contenuta a causa sia del nuovo calo delle quotazioni dei beni energetici sia del persistere degli ampi margini di sottoutilizzo della capacità produttiva.

Per quanto concerne il quadro congiunturale dell'**economia italiana**, nell'anno 2015 l'attività economica ha continuato a proseguire con una certa gradualità. Le esportazioni, che hanno sostenuto l'attività nei precedenti esercizi, hanno iniziato ad indebolirsi a causa della diminuzione della domanda extraeuropea e ad esse gradualmente si sta sostituendo una ripresa della domanda interna. Le condizioni cicliche della manifattura sembrano essere favorevoli e ad esse si associano anche una espansione nei servizi e una stabilizzazione nel settore delle costruzioni.

Nel 2015 il PIL è cresciuto in volume dello 0,8% rispetto all'anno precedente ed hanno contribuito al suo incremento le variazioni positive nei consumi finali nazionali, pari allo 0,5%, e negli investimenti fissi lordi, pari allo 0,8%. Per quanto riguarda invece gli scambi con l'estero, le esportazioni di beni e servizi sono aumentate del 4,3% e le importazioni del 6,0%.

Il tasso di disoccupazione in dicembre, pari a +11,4% al netto dei fattori stagionali, ha evidenziato un lieve incremento rispetto al mese precedente (+0,1% rispetto a novembre) e una diminuzione rispetto al 2014 (+12,4% nel 2014).

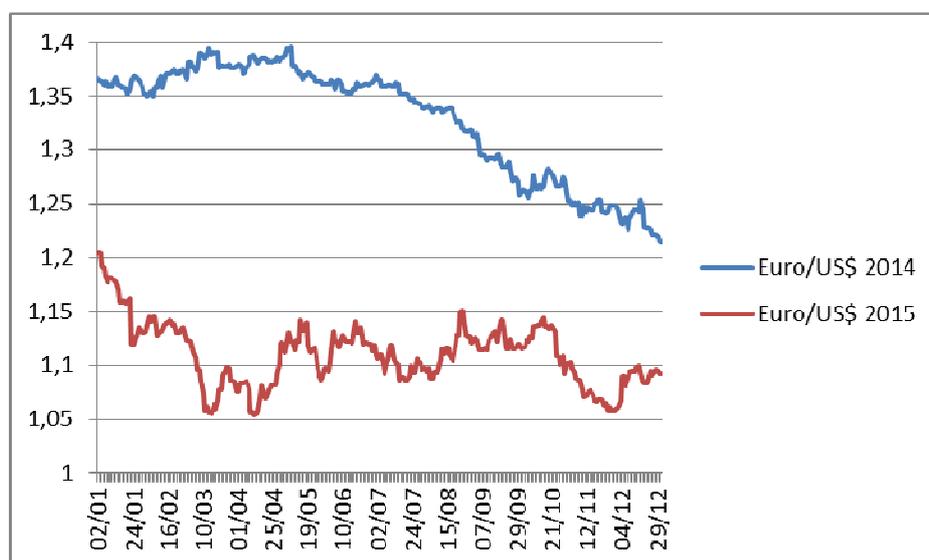
² Brasile, Cina, India, Russia

L'inflazione media italiana del 2015, misurata dall'indice armonizzato dei prezzi al consumo, ha registrato una crescita pari a +0,1%, valore in linea con l'inflazione media dell'area Euro. La dinamica dei prezzi, si è stabilizzata attorno allo zero negli ultimi mesi dell'anno, riflettendo in particolar modo la debolezza dei costi, principalmente quelli di natura energetica, e l'intensa e prolungata contrazione della spesa per consumi delle famiglie.

Evoluzione dei prezzi internazionali dell'energia

Il tasso di cambio euro/dollaro nel 2015 ha registrato una media annua di 1,11 USD per Euro (valore in diminuzione rispetto alla media del 2014), raggiungendo un massimo di 1,20 USD per Euro (gennaio 2015) e un minimo di 1,06 USD per Euro (aprile 2015). Dopo una flessione del cambio euro/dollaro dagli inizi dell'anno 2015 sino agli inizi di aprile, la valuta comunitaria ha ricominciato un graduale apprezzamento nei confronti del dollaro oscillando per lo più entro la forchetta degli 1,15 – 1,1 USD per Euro e subendo una nuova flessione solo nei mesi finali dell'esercizio 2015.

Grafico andamento cambio Euro/US \$, anno 2014 e 2015



Fonte: Banca d'Italia, elaborazioni Ascopiave S.p.A.

Nel 2015 i costi del greggio hanno assistito a significative riduzioni. Dal gennaio 2015 il prezzo del petrolio (Brent) è rimasto piuttosto stabile oscillando all'interno della "forchetta" di prezzo dei 50-65 dollari al barile fino a raggiungere il suo valore massimo verso la metà di maggio (66,33 dollari al barile). Successivamente, a partire dai mesi estivi, il prezzo del petrolio ha iniziato a decrescere fino quasi a dimezzare il proprio valore e raggiungendo la propria quotazione minima annua alla fine di dicembre (35,26 dollari al barile).

Per quanto concerne le quotazioni in euro, il decremento è stato più contenuto in seguito al deprezzamento della valuta comune nei confronti del dollaro.

Quotazioni	2015	2014	2013	2012
Quotazione media annua Brent (dollari / barile)	52,32	98,97	108,56	111,63
Media annua cambio dollaro / euro	1,11	1,33	1,33	1,29
Quotazione media annua Brent (euro / barile)	47,15	74,50	81,74	86,88

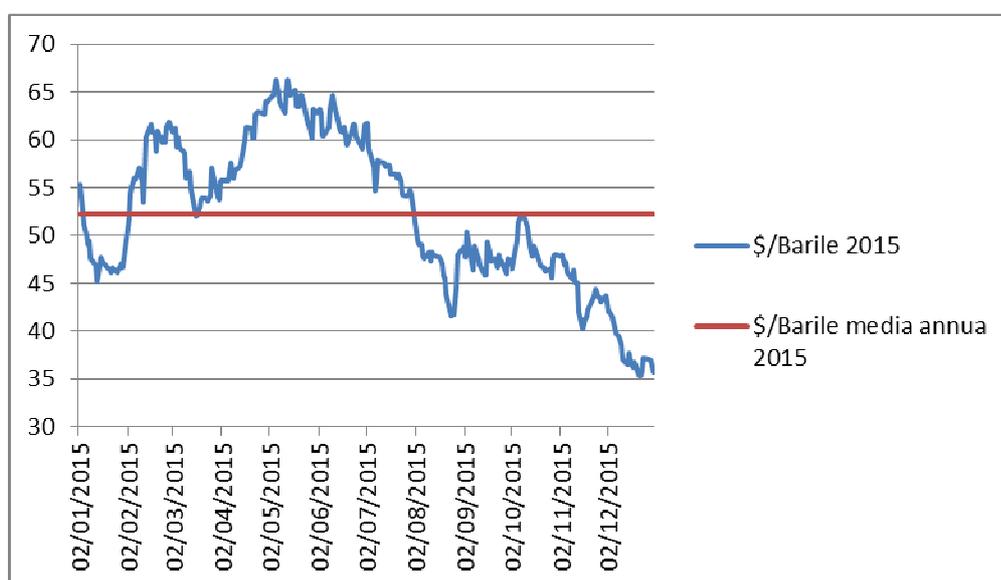
Fonte: Banca d'Italia ed EIA, elaborazioni Ascopiave S.p.A.

La spiegazione del suo andamento, ed in particolar modo di una sua decrescita molto più rapida rispetto ad altre materie prime, è da rintracciarsi sia nell'ampliamento dell'offerta sia nella debolezza della domanda.

Il trend decrescente dell'ultimo periodo dell'anno 2015, confermatosi anche nel gennaio 2016, ha risentito in particolar modo della modifica nella strategia seguita dall'OPEC sin dal 1992. Non viene più fissato un obiettivo concordato di produzione e pertanto non vi è più la volontà da parte dei paesi esportatori di petrolio di frenare la caduta dei prezzi in un contesto in cui è atteso al contempo un graduale aumento dell'offerta (Iran dopo la revoca delle sanzioni internazionali, Stati Uniti sebbene in quantità più modica rispetto agli anni precedenti).

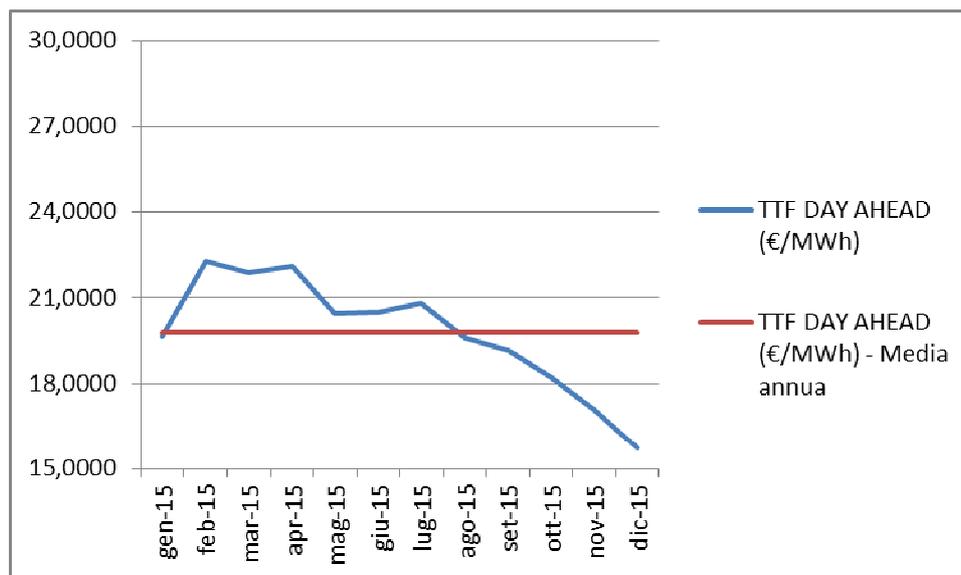
Inoltre, dal lato della domanda una crescita contenuta ed al di sotto delle aspettative per alcune economie emergenti (Cina e Brasile) e la fragilità nella crescita dell'area Euro, hanno indotto gli operatori a rivedere al ribasso le previsioni di consumo di petrolio per i prossimi periodi.

Andamento Brent anno 2015



Fonte: EIA, elaborazioni Ascopiave S.p.A.

I prezzi di vendita del gas applicati al mercato tutelato sono determinati in funzione delle quotazioni della Borsa del gas olandese (TTF). D'altra parte, i prezzi di acquisto dei contratti di approvvigionamento del Gruppo, per una quota significativa e prevalente, indicizzati all'andamento del medesimo mercato.



Fonte: elaborazioni Ascopiave S.p.A.

Il mercato del gas: scenario europeo

Il sistema gas in Europa:

Nel 2015 il mercato del gas mondiale ha continuato la sua crescita, sia in termini di domanda che di offerta, seppur con ritmi piuttosto contenuti. Mentre gli Stati Uniti hanno continuato a svolgere un ruolo dominante nella crescita dei consumi, l'Europa e l'Asia, complice anche l'attuale economicità del carbone che ha inciso sui consumi di gas per la produzione di energia elettrica, hanno avuto un peso meno rilevante.

Si stima che i consumi europei, dopo anni di trend di crescita negativi, abbiano ritrovato un andamento positivo nonostante l'esercizio 2015 sia stato caratterizzato da una termica piuttosto mite e da una crescente attenzione all'efficienza ed al risparmio energetico.

Il gas naturale, in quanto combustibile fossile meno inquinante di carbone e petrolio, semplice da controllare ed efficiente nella distribuzione e nell'uso, rappresenta una soluzione energetica sostenibile sia dal punto di vista economico che ambientale. Il suo utilizzo non necessita di nuove innovazioni tecnologiche ed al contempo si stima che, date le sue riserve convenzionali, possa costituire una buona fonte energetica per diversi anni.

Tuttavia, se fino a qualche anno fa lo scenario europeo del mercato del gas fondava le sue previsioni di sviluppo su di una serie di elementi piuttosto conosciuti, negli ultimi anni si è verificato qualcosa di inaspettato che ha modificato quanto immaginato negli anni precedenti. La crisi economica che ha causato la contrazione della domanda in molti settori, il boom delle fonti rinnovabili, il calo della produzione interna e la piuttosto prevedibile crescita del ruolo del GNL, erano tutti fattori già da tempo considerati negli scenari evolutivi elaborati negli ultimi anni. Nulla invece si era previsto in merito alla recente evoluzione che il mercato americano ha intrapreso in questo settore grazie all'applicazione di nuove tecnologie estrattive del gas e la forte concorrenzialità del carbone nel settore termoelettrico.

Di fronte a questo mutato scenario evolutivo, l'Europa sta continuando il suo percorso di integrazione sia infrastrutturale che di mercato, e al contempo sta studiando un potenziale utilizzo del gas naturale in settori all'interno dei quali non è stato tradizionalmente utilizzato (ad esempio, nel settore dei trasporti si sta pensando ad un impiego sia sotto forma di gas naturale compresso (CNG) per la mobilità urbana, sia come GNL nei trasporti pesanti di merci su lunga distanza e sul trasporto marittimo di passeggeri e merci).

Il mercato del gas: scenario italiano

La domanda di gas in Italia e le sue fonti di copertura

Nell'anno solare 2015 il consumo interno lordo di gas in Italia è aumentato del 9,1% rispetto al 2014, toccando i 67,52 miliardi di metri cubi (fonte: Ministero dello Sviluppo Economico).

La domanda evidenzia una ripresa rispetto all'anno precedente con un incremento di 5,61 miliardi di metri cubi, influenzata in modo sensibile dall'effetto indiretto della lieve ripresa economica.

La copertura della domanda di gas è avvenuta prevalentemente mediante il ricorso a fonti di importazione, che nel 2015 hanno raggiunto il livello di 61,20 miliardi di metri cubi, in aumento di 5,44 miliardi di metri cubi rispetto al 2014 (+9,8%). Rispetto al 2014, i quantitativi transitati risultano in ripresa in quasi tutti i punti di interconnessione, ad esclusione del punto legato al Nord Europa (Passo Gries -7,0%). In crescita invece il punto di interconnessione collegato con la Russia (Tarvisio +14,4%) e al Nord Africa (Gela +9,1% e Mazara del Vallo +6,9%). In crescita il contributo del gas immesso dal punto di ingresso di Cavarzere, proveniente dal terminale GNL operativo al largo della costa veneta (+33,6% rispetto al 2014), mentre è in diminuzione il gas proveniente dal terminale GNL di Panigaglia (-52,3% rispetto al 2014).

La produzione nazionale di gas naturale

Nel 2015 la produzione italiana di gas, pari a 6,77 miliardi di metri cubi, ha subito un decremento del 5,3% rispetto al 2014, coprendo il 10,03% dei consumi nazionali.

I giacimenti di gas in Italia sono in via di esaurimento e il contributo della produzione nazionale alla copertura dei fabbisogni è destinata a diventare sempre più marginale.

Prospettive di sviluppo della domanda di gas in Italia

Data l'enorme incertezza che riveste le prospettive della domanda, sia per quanto concerne l'evoluzione della crescita economica sia per la nuova condizione di forte concorrenza con altre fonti energetiche, esistono ad oggi diversi scenari sull'evoluzione futura della domanda italiana di gas. L'International Energy Agency (IEA), all'interno del "New Policies Scenario", prevede che per l'Italia vi sarà una sostanziale stabilità dei consumi di gas sino al 2020.

Negli ultimi anni il nostro Paese ha evidenziato un andamento decrescente nel consumo del gas naturale, a causa dell'influenza sia della congiuntura economica sfavorevole, sia del rafforzamento della concorrenza delle fonti rinnovabili nel settore della generazione elettrica. Tale calo della domanda, assieme agli interventi regolamentari e infrastrutturali avviati negli ultimi anni sia in ambito nazionale che comunitario, hanno condotto ad un sostanziale allineamento dei prezzi italiani del gas con quelli europei. Le iniziative di organizzazione del mercato ed il potenziamento delle strutture in atto in Italia sono proseguite e continuano a favorire l'integrazione del settore del gas nel contesto comunitario. In futuro, un importante contributo all'integrazione ed alla concorrenzialità del mercato italiano del gas è atteso con il completamento e l'entrata in esercizio dei nuovi progetti per l'approvvigionamento del gas.

Sebbene l'Italia abbia evidenziato negli ultimi anni un decremento nei consumi di gas, la sua forte dipendenza da questa *commodity* la fa rientrare tra i paesi europei più legati al consumo di gas, tanto da poter essere ancora oggi definita un "Gas Country".

Grazie alla presenza di una buona diversificazione del portafoglio di approvvigionamenti da diverse aree geografiche (principalmente Nord Africa, Norvegia, Russia ed Olanda), ad un già alto livello di concorrenza e ad un grande

potenziale di stoccaggio, il mercato italiano possiede tutte le caratteristiche necessarie per divenire realmente un mercato di riferimento per l'Europa. Se il paese proseguirà ad investire nello sviluppo delle infrastrutture, in particolar modo per quanto concerne le interconnessioni con il resto della rete europea del gas ed ai *reverse flows*, al fine di poter creare un'unica rete integrata che non presenti alcuna congestione, e dimostrerà di avere un sistema flessibile in grado di rispondere sistematicamente ai picchi di domanda, sarà realmente possibile che il mercato del gas italiano diventi un riferimento a livello europeo in qualità di principale hub sud-europeo.

Il sistema gas in Italia: infrastrutture di importazione e rigassificazione

L'assetto delle infrastrutture di importazione e rigassificazione del gas naturale in Italia è rimasto sostanzialmente invariato rispetto agli anni precedenti.

Gli attuali nuovi progetti relativi all'introduzione di potenziamenti e/o nuove infrastrutture energetiche rientrano all'interno del disegno strategico che prevede la diminuzione dell'importanza dell'approvvigionamento del gas naturale russo in un contesto in cui il gas naturale rappresenta la principale fonte energetica nazionale. Sebbene negli ultimi anni i consumi abbiano subito un rallentamento a causa della crisi economica, vi è la volontà di prevenire eventuali instabilità geopolitiche che potrebbero compromettere la stabilità delle forniture prevedendo una certa diversificazione negli approvvigionamenti.

Il Tap, progetto che consentirebbe l'importazione del gas in Italia attraversando Albania e Grecia e consentendo l'approvvigionamento alle riserve di gas naturale situate nella regione del Mar Caspio, in Russia e in Medio Oriente, nell'autunno 2015 ha visto nuovi sviluppi positivi e risulta l'opera di più probabile realizzazione tra le infrastrutture di importazione attualmente in progetto.

Tuttavia, anche il progetto Igi Poseidon, metanodotto che attraverso la Grecia e la Turchia permetterà all'Italia di importare quantitativi di gas naturale provenienti dal Mar Caspio e dal Medio Oriente, sta proseguendo con studi di fattibilità.

Per quanto riguarda invece i rigassificatori, fonte alternativa e concorrenziale di approvvigionamento rispetto ai tradizionali metanodotti in grado di supplire agli ostacoli derivanti dalla limitata capacità di trasporto disponibile sulle reti dei gasdotti di importazione, la situazione italiana vede tre impianti in funzione: Panigaglia a La Spezia, Porto Levante a Rovigo e Livorno Offshore a Livorno. Il nostro Paese dispone di almeno una dozzina di progetti riguardanti la realizzazione di nuovi terminali, tuttavia, a causa delle difficoltà burocratiche, dei contenziosi giurisdizionali promossi dagli enti locali, degli imprevisti tecnici e soprattutto delle decisioni degli stessi potenziali investitori proponenti alla luce delle prospettive di sviluppo del settore e della redditività degli investimenti, si prevede che solo alcuni potranno essere realizzati.

La vendita del gas

La vendita di gas naturale rappresenta la principale attività del Gruppo in termini di contributo alla formazione del reddito aziendale.

Si tratta di un'attività liberalizzata, sulla quale si è già sviluppato un confronto concorrenziale tra gli operatori, che diverrà in prospettiva sempre più spinto, grazie ad una ulteriore apertura dei mercati a monte della filiera (produzione e importazione).

La maggioranza degli analisti del settore prevede che, nel medio termine, si rafforzerà la tendenza verso una ridefinizione delle quote di mercato a favore dei soggetti più forti, accompagnata da una riduzione complessiva del numero degli operatori.

La distribuzione del gas

La distribuzione del gas naturale rappresenta la seconda attività del Gruppo in termini di contributo alla formazione del reddito aziendale.

Si tratta di un'attività svolta in regime di concessione o affidamento diretto e, in quanto tale, è soggetta ad una forte regolamentazione da parte dell'Autorità pubblica, con riguardo sia agli standard minimi di gestione e qualità, sia ai livelli tariffari.

Come noto, il D.Lgs. n. 164/2000, ha introdotto l'obbligo di assegnazione del servizio di distribuzione del gas mediante gara ad evidenza pubblica, sul presupposto che un meccanismo concorrenziale di selezione del gestore dovrebbe favorire un contenimento dei costi per il cliente finale, uno sviluppo efficiente degli impianti ed un miglioramento della qualità del servizio erogato.

Il D.L. 159/2007 (Legge 222/2007) ha introdotto, per la prima volta, il concetto di Ambito Territoriale Minimo (Atem) per la gestione del servizio, stabilendo che le gare di affidamento avrebbero dovuto essere bandite con riferimento ad esso. La gara per Atem è stata definitivamente assunta a regola base del settore con il D.Lgs. 93/2011 che, fra l'altro, ha sancito, a far data da giugno 2011, il divieto di bandire gare riferite a singoli Comuni, imponendo l'obbligo di procedere esclusivamente con gare per Atem.

Anche in conseguenza di ciò, la maggioranza degli analisti del settore prevede, nel medio termine, una forte concentrazione dell'offerta, con una riduzione del numero degli operatori ed una crescita della loro dimensione media.

A partire dal 2011, la normativa delle gare d'Ambito, è stata ulteriormente definita e precisata con l'emanazione di alcuni decreti ministeriali.

In particolare:

- 1) con il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 19 gennaio 2011, emanato di concerto con il Ministero per i Rapporti con le Regioni e la Coesione Territoriale, sono stati individuati gli Ambiti Territoriali Minimi per lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas;
- 2) con successivo Decreto del 18 dicembre 2011 (c.d. Decreti Ambiti) sono stati identificati i comuni appartenenti a ciascun ambito;
- 3) con il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero del Lavoro e delle Politiche Sociali del 21 aprile 2011 (c.d. Decreto Tutela Occupazionale) sono state dettate disposizioni per governare gli effetti sociali connessi ai nuovi affidamenti delle concessioni di distribuzione del gas in attuazione del comma 6, dell'art. 28 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- 4) con Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico n. 226 del 12 novembre 2011 (c.d. Decreto Criteri) è stato approvato il regolamento relativo ai criteri di gara e per la valutazione delle offerte per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas.

L'emanazione di detta disciplina ha contribuito a dare certezza al contesto competitivo, ponendo le premesse affinché il processo di apertura del mercato, avviato con il recepimento delle direttive europee, possa produrre concretamente i benefici auspicati.

Il Gruppo Ascopiave ha accolto con sostanziale favore il nuovo quadro normativo e regolamentare, in quanto adatto a favorire importanti opportunità di investimento e di sviluppo per gli operatori qualificati di medie dimensioni, in un'ottica di positiva razionalizzazione dell'offerta.

A fine 2013, con il D.L. 23 dicembre 2013, n. 145, convertito con modificazioni in Legge 9/2014, il Legislatore ha apportato modifiche sostanziali all'art. 15, comma 5 del D.Lgs. 164/2000 in tema di determinazione del valore di rimborso degli impianti spettante al gestore uscente al termine del c.d. "Periodo Transitorio".

A giugno 2014 è poi entrato in vigore il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico contenente le "Linee Guida su criteri e modalità applicative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale", il quale, pur formalmente volto all'esplicazione dei criteri di valorizzazione degli impianti di cui all'art. 5 del DM 226/2011, sostanzialmente, detta una disciplina del tutto peculiare, solo in minima parte attuativa dello stesso art. 5.

Successivamente, con il D.L. 91/2014, convertito con modificazioni in Legge 116/2014 è stata attuata un'ulteriore modifica sostanziale del medesimo art. 15, comma 5 del D.Lgs. 164/2000. I contenuti del novellato testo e l'evoluzione dello stesso sono riportati nei paragrafi "Legislazione nazionale" ed "Obbiettivi e politiche del Gruppo e descrizione dei rischi" di questa relazione finanziaria.

Infine, a metà 2015, è intervenuto il Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico n. 106 del 20 maggio 2015, che ha modificato il precedente DM 226/2011, riformulando l'art. 5, concernente i criteri per la valorizzazione degli impianti. Il nuovo provvedimento regolamentare, nella sostanza, ha "traslato" la disciplina propria delle Linee Guida (sopra citate) nel testo, cioè, in estrema sintesi, ha reso detta ultima disposizione compatibile con quel Provvedimento (le Linee Guida) che, pure, avrebbe dovuto costituirne specificazione/puntualizzazione.

Il quadro normativo

Legislazione nazionale

Normativa di settore

Legge n. 208 del 28 dicembre 2015 – "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (cd. Legge di stabilità 2016)".

Con la norma in oggetto, pubblicata in Gazzetta Ufficiale n. 302 del 30.12.2015, il legislatore ha approvato la politica di bilancio per l'anno 2016 e successivi.

Tra le principali novità introdotte dal provvedimento, relativamente al settore gas ed energia elettrica, vi sono l'introduzione del canone di abbonamento Rai nella bolletta dell'energia elettrica e la ridefinizione della disciplina di acquisto dei servizi da parte delle Pubbliche Amministrazioni.

Modificando il Decreto Legge 21 febbraio 1938, n. 246, convertito dalla Legge 4 giugno 1938, n. 880, il legislatore ha stabilito che i fornitori di energia elettrica debbano addebitare in bolletta il costo pari ad Euro 100,00 dovuto per il canone di abbonamento Rai. Detto importo deve essere suddiviso in dieci rate di pagamento che, limitatamente all'anno 2016, verranno pagate a decorrere dal 01.07.2016.

Come precisato dalla normativa, la detenzione dell'apparecchio si presume nel caso in cui esista un'utenza per la fornitura di energia elettrica nel luogo in cui un soggetto ha la sua residenza anagrafica ed il canone è dovuto una sola volta per tutti gli apparecchi detenuti nei luoghi adibiti a propria residenza o dimora dallo stesso soggetto e dai soggetti appartenenti alla stessa famiglia anagrafica.

L'importo delle rate dovrà essere oggetto di distinta indicazione in fattura e non sarà imponibile ai fini fiscali. Le somme riscosse dalle aziende saranno riversate direttamente all'Erario mediante versamento unitario.

Per quanto concerne invece la disciplina di acquisto dei servizi da parte delle Pubbliche Amministrazioni, il legislatore è intervenuto modificando il Decreto Legge 6 luglio 2012, n. 95, convertito con modificazioni dalla Legge 7 agosto 2012, n. 135, recante "Disposizioni urgenti per la revisione della spesa pubblica con invarianza dei servizi ai cittadini, nonché misure di rafforzamento patrimoniale delle imprese del settore bancario".

Viene confermata la possibilità per le Pubbliche Amministrazioni di procedere ad affidamenti anche al di fuori delle convenzioni o gli accordi quadro messi a disposizione da Consip e dalle centrali di committenza regionali di riferimento, purché gli stessi conseguano ad approvvigionamenti da altre centrali di committenza o a procedure di evidenza pubblica e prevedano, a differenza della precedente disciplina, corrispettivi inferiori almeno del 3 per cento rispetto ai migliori corrispettivi indicati da Consip o dalle centrali regionali.

Viene confermata anche la previsione per cui i contratti stipulati con le Pubbliche Amministrazioni devono essere sottoposti a condizione risolutiva qualora intervenga la disponibilità di convenzioni Consip e di centrali di committenza regionali che prevedano maggior vantaggio economico (in percentuale superiore al 10 per cento rispetto ai contratti già stipulati) con possibilità per il contraente di adeguamento ai predetti corrispettivi. I contratti stipulati in violazione di tale disposizione sono nulli, costituiscono causa di illecito disciplinare e sono causa di responsabilità amministrativa.

Accise ed IVA

Nota Agenzia delle Dogane e dei Monopoli Protocollo n. 33058 RU del 30 novembre 2015.

A seguito delle consultazioni avute con l'Avvocatura Generale dello Stato, l'Agenzia delle Dogane e dei Monopoli con nota Protocollo n. 33058 RU del 30 novembre 2015 ha confermato l'orientamento esposto con propria nota n. 121523 RU del 14.11.2014 confermando che l'applicazione dell'aliquota accisa usi industriali prevista per i consumi di gas naturale delle aziende ospedaliere può essere applicata a decorrere dal 31.07.2014, sia nei casi di forniture già in essere, sia nei casi di nuove forniture.

Pertanto, l'impiego del gas naturale utilizzato nelle aziende ospedaliere è soggetto ad accisa, ai sensi dell'art. 26 del D. Lgs. 26 ottobre 1995, n. 504 – "Testo unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative" a decorrere dalla predetta data, escludendosi la possibilità di applicare l'agevolazione per il periodo pregresso.

Disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI)

I principali provvedimenti emessi dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico nel corso dell'anno 2015 sono stati i seguenti:

Aggiornamenti delle condizioni economiche di fornitura

I° trimestre 2015

Gas naturale

Con la **Delibera 89/2015/R/gas del 05/03/2015** l'AEEGSI ha rideterminato le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2009-2013, sulla base di alcune istanze di rettifica pervenute entro il 16 febbraio 2015, e vengono rettificati alcuni errori materiali nella deliberazione 18 dicembre 2014, 634/2014/R/gas.

Con la **Delibera 90/2015/R/gas del 05/03/2015** l'AEEGSI ha determinato le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2014, sulla base di quanto disposto dall'articolo 3, comma 2, lettera b), della RTDG, calcolate sulla base dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2013.

Con la **Delibera 550/2014/R/gas del 10.11.2014**, l'AEEGSI ha introdotto disposizioni relative alla componente di commercializzazione della vendita al dettaglio (QVD) di cui all'art. 7 del TIVG e in particolare ha previsto l'aggiornamento della componente QVD a decorrere dal 1° gennaio 2015 e la sua successiva revisione e articolazione. Rispetto ai livelli della QVD in vigore fino al 31 dicembre 2014, dal 1° gennaio 2015 sono stati confermati i valori della quota variabile (0,7946 Eurocent/Smc), mentre la quota fissa è aumentata di 0,41 Euro/PdR per i clienti domestici (da 57,35 passa a 57,76 Euro/PdR) e di 0,54 Euro/PdR per i condomini (da 75,32 a 75,86 Euro/PdR). Con il medesimo provvedimento, l'AEEGSI ai fini della valorizzazione della QVD: ha riconosciuto un livello di unpaid ratio pari a 1,99% (anziché 1,89%), rinviato l'eventuale introduzione di una diversa articolazione tra quota fissa e variabile, dopo un'effettiva valutazione dei possibili effetti in termini di concorrenza e rimandato la revisione dei costi di gestione del credito in sede di aggiornamento biennale della QVD, ossia a partire dal 1° ottobre 2015.

Con la **Delibera 634/2014/R/gas del 29.12.2014**, l'AEEGSI ha approvato l'aggiornamento delle tariffe per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2015 (componenti τ_1 (dis), τ_1 (mis), τ_1 (cot) – pari a 1,20 Euro/PdR/anno e valida in tutti gli ambiti tariffari senza distinzione per scaglione – e τ_3 (dis)).

Come previsto dall'art. 40.9 della RTDG, a partire dal 1° gennaio 2015, le componenti τ_1 (dis) – destinata alla copertura dei costi di capitale relativi al servizio di distribuzione – e τ_1 (mis) – destinata alla copertura dei costi operativi e di capitale relativi al servizio di misura – sono articolate secondo i seguenti scaglioni: Gruppo di Misura \leq G6; G6 < Gruppo di Misura \leq G40; Gruppo di Misura > G40.

Con la **Delibera 672/2014/R/gas del 29.12.2014**, l'AEEGSI ha aggiornato le condizioni economiche di fornitura del servizio di tutela, relative al trimestre gennaio – marzo 2015.

Gli aggiornamenti pubblicati con tale delibera hanno riguardato in particolare: la componente C_{MEM} (fissandone il valore a 7,466763 Euro/GJ); l'elemento $P_{FOR,t}$ (elemento a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale); l'elemento QTV_t (corrispettivo variabile a copertura dei costi relativi al gas di autoconsumo, alle perdite di rete e al gas non contabilizzato); l'elemento λ (percentuale riconosciuta in riferimento alle perdite di rete e al gas non contabilizzato); l'elemento QTF_i (corrispettivo a copertura dei costi di trasporto del gas dal PSV della rete di trasporto); l'elemento QT_{MCV} (elemento a copertura degli elementi a maggiorazione del corrispettivo unitario variabile CV applicato nell'ambito del servizio di trasporto ai volumi immessi in rete, a monte del PSV); l'elemento QT_{PSV} (elemento a copertura dei costi di trasporto dalla frontiera italiana al PSV); la componente UG3 (componente a copertura degli oneri di interruzione) facente parte della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura.

Con la **Delibera 675/2014/R/com del 29.12.2014** sono stati definiti i valori delle componenti destinate alla copertura degli oneri generali di cui alla tariffa obbligatoria del servizio di distribuzione e i valori della compensazione della spesa sostenuta per la fornitura di gas naturale. Gli aggiornamenti pubblicati hanno riguardato, in particolare: la componente

GS; la componente RE; la componente RS e la componente UG₁. A partire dal 2015, le componenti di cui sopra sono state rimodulate mediante due distinte aliquote da applicare a consumi annuali fino a 200.000 Smc e superiori a 200.000 Smc.

Dal 1° gennaio 2015 l'AEEGSI ha calcolato il prezzo di riferimento del gas per il cliente tipo (ovvero una famiglia con riscaldamento autonomo e consumo annuale di 1.400 metri cubi), pari a 81,73 centesimi di Euro per metro cubo, tasse incluse, così percentualmente suddiviso: 38,59% per l'approvvigionamento del gas naturale e per le attività ad esso connesse; 36,36% per le imposte; 14,19% per la distribuzione e la misura; 3,80% per il trasporto; 1,04% per la gradualità nell'applicazione della riforma del gas e la rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento; 6,02% per la vendita al dettaglio.

Energia elettrica

Con la **Delibera 670/2014/R/eel del 29.12.2014**, l'AEEGSI ha approvato l'aggiornamento, a partire dal 1° gennaio 2015, dei valori delle componenti tariffarie elettriche. Gli aggiornamenti pubblicati hanno riguardato, in particolare la componente PCV, la componente DISP_{BT} e la componente RCV.

Con la **Delibera 671/2014/R/eel del 29.12.2014**, l'AEEGSI ha approvato l'aggiornamento dei valori delle componenti tariffarie elettriche e, per il trimestre gennaio – marzo 2015, delle condizioni economiche di fornitura applicabili ai Clienti in maggior tutela (componenti PE e PD e corrispettivi PED e PPE).

Con la **Delibera 675/2014/R/com del 29.12.2014**, l'AEEGSI ha approvato l'aggiornamento, dal 1° gennaio 2015, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico. Gli aggiornamenti pubblicati hanno coinvolto in particolare le componenti A, A6, UC e MCT, nonché oneri generali, ulteriori componenti e corrispettivo TS_{MAX}. A seguito del recepimento del D.L. 91/14 è stata prevista inoltre una differenziazione nei corrispettivi relativi agli oneri di sistema delle utenze non domestiche in BT per:

- altre utenze in BT con potenza disponibile fino a 16,5 kW;
- altre utenze in BT con potenza superiore a 16,5 kW.

Tale diversificazione ha condotto ad una riduzione dei corrispettivi relativi alle componenti A3, A4 e UC3 per le utenze con potenza disponibile maggiore di 16,5 kW.

L'AEEGSI ha calcolato che, dal 1° gennaio 2015, il prezzo di riferimento dell'energia elettrica per il Cliente tipo (ovvero una famiglia con un consumo annuo di 2.700 kWh e un impegno pari a 3 kW) è stato pari a 18,72 centesimi di Euro per kilowattora (tasse incluse), così percentualmente suddiviso: 45,78%, per i costi di approvvigionamento dell'energia e commercializzazione al dettaglio; 17,58% per i servizi a rete (trasmissione, distribuzione e misura); 23,24% per gli oneri generali di sistema, fissati per legge; 13,40% per le imposte che comprendono l'IVA e le accise.

II° trimestre 2015

Gas naturale

Con la **Delibera 129/2015/R/com del 26.03.2015** sono stati invece aggiornati i valori delle componenti destinate alla copertura degli oneri generali di cui alla tariffa obbligatoria del servizio di distribuzione e di ulteriori componenti. Gli aggiornamenti pubblicati hanno riguardato, in particolare: la componente GS; la componente RS e la componente UG₁. Dal 1° aprile 2015 l'AEEGSI ha calcolato un prezzo di riferimento del gas per il cliente tipo (ovvero una famiglia con

riscaldamento autonomo e consumo annuale di 1.400 metri cubi), pari a 78,46 centesimi di Euro per metro cubo, tasse incluse, così percentualmente suddiviso: 36,33% per l'approvvigionamento del gas naturale e per le attività ad esso connesse; 1,08% per la gradualità nell'applicazione della riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela e per il meccanismo di rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento; 6,27% per la vendita al dettaglio; 15,12% per la distribuzione e la misura; 3,95% per il trasporto e 37,25% imposte.

Con la **Delibera 131/2015/R/gas del 26.03.2015**, l'AEEGSI ha aggiornato le condizioni economiche di fornitura del servizio di tutela, relative al trimestre aprile – giugno 2015, nonché le componenti UG3 e UG3T.

Gli aggiornamenti pubblicati con tale delibera hanno riguardato in particolare: la componente CMEM (fissandone il valore a 6,693659 Euro/GJ); l'elemento PFOR,t (elemento a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale); l'elemento QTVt (corrispettivo variabile a copertura dei costi relativi al gas di autoconsumo, alle perdite di rete e al gas non contabilizzato); l'elemento QTMCV (elemento a copertura degli elementi a maggiorazione del corrispettivo unitario variabile CV applicato nell'ambito del servizio di trasporto ai volumi immessi in rete, a monte del PSV); la componente UG3 (componente a copertura degli oneri di interruzione) facente parte della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura.

Con la **Delibera 147/2015/R/gas del 02/04/2015** l'AEEGSI sono state determinate le tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2015, sulla base di quanto disposto dall'articolo 3, comma 2, lettera a), della RTDG, calcolate sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi all'anno 2014.

Con la **Delibera 232/2015/R/gas del 21/05/2015** l'AEEGSI ha determinato la misura del contributo per l'anno 2015 dai soggetti operanti nel settore dell'energia elettrica del gas e del settore idrico per il funzionamento dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico.

Con la **Delibera 253/2015/R/gas del 29/05/2015** l'AEEGSI sono stati rideterminati i valori delle tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale di cui all'articolo 3, comma 2, lettera b), della RTDG, per l'anno 2014 in relazione ad alcune località, a seguito della correzione di errori materiali riscontrati nella deliberazione 90/2015/R/gas.

Con la **Delibera 280/2015/R/gas del 12/06/2015** l'AEEGSI ha prorogato anche per l'anno 2016 le regole vigenti per gli anni tariffe 2014 e 2015 in relazione alla determinazione delle componenti tariffarie $TEL_{t,c}$ e $CON_{t,c}$, di cui all'articolo 29, comma 1, della RTDG, a copertura dei costi centralizzati per i sistemi di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori.

Energia elettrica

Con la **Delibera 130/2015/R/eel del 26.03.2015**, l'AEEGSI ha approvato l'aggiornamento, per il trimestre aprile – giugno 2015, delle condizioni economiche di fornitura applicabili ai Clienti in maggior tutela (componenti PE e PD e corrispettivi PED e PPE).

Con la **Delibera 129/2015/R/com del 26.03.2015**, dal 1° aprile 2015 l'AEEGSI ha approvato l'aggiornamento delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico. Gli

aggiornamenti pubblicati hanno riguardato in particolare le componenti A, UC e MCT, nonché oneri generali, ulteriori componenti e corrispettivo TS_{MAX} . Viene inoltre confermato il valore della componente A6.

Dal 1° aprile 2015 l'AEEGSI ha calcolato un prezzo di riferimento dell'energia elettrica per il cliente tipo (ovvero una famiglia con un consumo annuo di 2.700 kWh e un impegno pari a 3 kW) pari a 18,516 centesimi di Euro per kilowattora (tasse incluse), così percentualmente suddiviso: 39,85% per i costi di approvvigionamento dell'energia; 4,81% per la commercializzazione al dettaglio; 17,90% servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura); 23,98% oneri generali di sistema e 13,45% imposte.

III° trimestre 2015

Gas naturale

Con la **Delibera 304/2015/R/gas del 25.06.2015**, l'AEEGSI ha aggiornato le condizioni economiche di fornitura del servizio di tutela, relative al trimestre luglio – settembre 2015.

Gli aggiornamenti pubblicati con tale delibera hanno coinvolto in particolare la componente C_{MEM} (pari a 6,374672 Euro/GJ); l'elemento $P_{FOR,t}$ (elemento a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale); l'elemento QTV_t (corrispettivo variabile a copertura dei costi relativi al gas di autoconsumo, alle perdite di rete e al gas non contabilizzato); la componente C_{PR} (componente a copertura del meccanismo per la rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento di gas naturale), che è aumentata di 0,55 Eurocent/Smc, passando da 0,35 a 0,90 Eurocent/Smc e la componente UG_3 (componente a copertura degli oneri di interruzione) facente parte della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura.

Con la **Delibera 302/2015/R/com del 25.06.2015** sono stati invece aggiornati i valori delle componenti destinate alla copertura degli oneri generali di cui alla tariffa obbligatoria del servizio di distribuzione e di ulteriori componenti. Gli aggiornamenti pubblicati hanno interessato in particolare le componenti GS, RE, RS e UG_1 .

Dal 1° luglio 2015 l'AEEGSI ha calcolato un prezzo di riferimento del gas per il cliente tipo (ovvero una famiglia con riscaldamento autonomo e consumo annuale di 1.400 metri cubi), pari a 77,70 centesimi di Euro per metro cubo, tasse incluse, così percentualmente suddiviso: 35,11% per l'approvvigionamento del gas naturale e per le attività ad esso connesse; 1,80% per la gradualità nell'applicazione della riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela e per il meccanismo di rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento; 6,34% per la vendita al dettaglio; 15,31% per la distribuzione e la misura; 3,98% per il trasporto; 37,46% imposte.

Energia elettrica

Con la **Delibera 303/2015/R/eel del 25.06.2015**, l'AEEGSI ha approvato l'aggiornamento, per il trimestre luglio – settembre 2015, delle condizioni economiche di fornitura applicabili ai clienti in maggior tutela (componenti PE e PD e corrispettivi PED e PPE).

Con la **Delibera 302/2015/R/com del 25.06.2015**, dal 1° luglio 2015 l'AEEGSI ha approvato l'aggiornamento delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico. Gli aggiornamenti pubblicati hanno coinvolto principalmente componenti A, UC e MCT, nonché oneri generali, ulteriori componenti e corrispettivo TS_{MAX} .

Dal 1° luglio 2015 l'AEEGSI ha calcolato un prezzo di riferimento dell'energia elettrica per il cliente tipo (ovvero una famiglia con un consumo annuo di 2.700 kWh e un impegno pari a 3 kW) pari a 18,43 centesimi di Euro per kilowattora (tasse incluse), così percentualmente suddiviso: 39,00% per i costi di approvvigionamento dell'energia; 4,83% per la commercializzazione al dettaglio; 17,99% servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura); 24,71% oneri generali di sistema e 13,47% imposte.

IV° trimestre 2015

Gas naturale

Con la **Delibera 455/2015/R/gas del 28.09.2015**, l'AEEGSI ha aggiornato le condizioni economiche di fornitura del servizio di tutela, relative al trimestre ottobre – dicembre 2015.

Gli aggiornamenti hanno interessato la componente C_{MEM} (fissandone il valore a 6,222100 Euro/GJ); l'elemento $P_{FOR,t}$ (elemento a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale); l'elemento QTV_t (corrispettivo variabile a copertura dei costi relativi al gas di autoconsumo, alle perdite di rete e al gas non contabilizzato); l'elemento QTF_i (corrispettivo a copertura dei costi di trasporto del gas dal PSV al punto di riconsegna della rete di trasporto); elemento QT_{MCV} (elemento a copertura degli elementi a maggiorazione del corrispettivo unitario variabile CV applicato nell'ambito del servizio di trasporto ai volumi immessi in rete, a monte del PSV); la componente C_{PR} (componente a copertura del meccanismo per la rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento di gas naturale), che aumenta di 0,30 Eurocent/Smc, passando da 0,90 a 1,2 Eurocent/Smc.

Con pari decorrenza, inoltre, sono entrate in vigore le disposizioni previste dalla **Delibera 95/2014/R/gas del 06.03.2014** (componente GRAD) e dalla **Delibera 133/2015/R/gas del 26.03.2015** (componenti C_{MEM} , QT e CCR) per l'anno termico 2015/2016.

Con la **Delibera 451/2015/R/com del 28.09.2015** sono stati invece aggiornati i valori delle componenti destinate alla copertura degli oneri generali di cui alla tariffa obbligatoria del servizio di distribuzione e di ulteriori componenti. Gli aggiornamenti pubblicati riguardano, in particolare, le componenti GS, RE, RS e UG_1 .

A partire dal 1° ottobre 2015 l'AEEGSI ha calcolato il prezzo di riferimento del gas per il cliente tipo (ovvero una famiglia con riscaldamento autonomo e consumo annuale di 1.400 metri cubi), pari a 79,59 centesimi di Euro per metro cubo, tasse incluse, così percentualmente suddiviso: 33,62% per l'approvvigionamento del gas naturale e per le attività ad esso connesse; 3,08% per la gradualità nell'applicazione della riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela e per il meccanismo di rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento; 6,18% per la vendita al dettaglio; 14,95% per la distribuzione e la misura; 4,17% per il trasporto e 36,93% per imposte.

Energia elettrica

Con la **Delibera 454/2015/R/eel del 28.09.2015**, l'AEEGSI ha approvato l'aggiornamento, per il trimestre ottobre – dicembre 2015, delle condizioni economiche di fornitura applicabili ai Clienti in maggior tutela (componenti PE e PD e corrispettivi PED e PPE).

Con la **Delibera 451/2015/R/com del 28.09.2015**, l'AEEGSI ha approvato l'aggiornamento, dal 1° ottobre 2015, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico. Gli aggiornamenti pubblicati hanno interessato, in particolare: componenti A, UC e MCT, nonché oneri generali, ulteriori componenti e corrispettivo TS_{MAX} . Viene inoltre confermato il valore della componente A6.

Dal 1° ottobre 2015 l'AEEGSI ha calcolato il prezzo di riferimento dell'energia elettrica per il cliente tipo (ovvero una famiglia con un consumo annuo di 2.700 kWh e un impegno pari a 3 kW) pari a 19,06 centesimi di Euro per kilowattora (tasse incluse), così percentualmente suddiviso: 39,33% per i costi di approvvigionamento dell'energia; 4,67% per la commercializzazione al dettaglio; 17,39% servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura); 25,28% oneri generali di sistema e 13,33% per imposte.

I° trimestre 2016

Gas naturale

Con la **Delibera 661/2015/R/gas del 28.12.2015**, l'AEEGSI ha aggiornato le condizioni economiche di fornitura del servizio di tutela, relative al trimestre gennaio – marzo 2016.

Gli aggiornamenti pubblicati con tale delibera hanno interessato la componente C_{MEM} (fissandone il valore a 5,582285 Euro/GJ); l'elemento $P_{FOR,t}$ (elemento a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale); l'elemento QTV_t (corrispettivo variabile a copertura dei costi relativi al gas di autoconsumo, alle perdite di rete e al gas non contabilizzato); l'elemento QTF_i (corrispettivo a copertura dei costi di trasporto del gas dal PSV al punto di riconsegna della rete di trasporto); elemento QT_{MCV} (elemento a copertura degli elementi a maggiorazione del corrispettivo unitario variabile CV applicato nell'ambito del servizio di trasporto ai volumi immessi in rete, a monte del PSV) e la componente C_{PR} (componente a copertura del meccanismo per la rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento di gas naturale), che aumenta di 0,40 Eurocent/Smc.

Con la **Delibera 657/2015/R/com del 28.12.2015** sono stati invece aggiornati i valori delle componenti destinate alla copertura degli oneri generali di cui alla tariffa obbligatoria del servizio di distribuzione e di ulteriori componenti. Gli aggiornamenti pubblicati riguardano, in particolare, le componenti GS, RE, RS e UG_1 .

Con decorrenza 1° gennaio 2016, inoltre, sono entrati in vigore gli aggiornamenti della componente QVD previsti dalla **Delibera 575/2015/R/gas del 26.11.2015**. Nel provvedimento viene confermato un valore unico a livello nazione di tale componente. Nello specifico, rispetto alla valorizzazione della componente in vigore fino al 31.12.2015: la parte fissa passa da 57,76 Euro/PdR a 58,83 Euro/PdR (+ 1,07 Euro/PdR), relativamente ai domestici e da 75,86 Euro/PdR a 77,26 Euro/PdR (+ 1,4 Euro/PdR), relativamente ai condomini; la parte variabile, invece, viene mantenuta per entrambe le tipologie di PdR pari a 0,7946 Eurocent/Smc.

Dal 1° gennaio 2016 l'AEEGSI ha calcolato il prezzo di riferimento del gas per il cliente tipo (ovvero una famiglia con riscaldamento autonomo e consumo annuale di 1.400 metri cubi), pari a 76,93 centesimi di Euro per metro cubo, tasse incluse, così percentualmente suddiviso: 31,58% per l'approvvigionamento del gas naturale e per le attività ad esso connesse; 3,70% per la gradualità nell'applicazione della riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela e per il meccanismo di rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento; 6,49% per la vendita al dettaglio; 18,26% per i servizi di distribuzione, misura, trasporto, perequazione della distribuzione, qualità; 2,28% per gli oneri generali di sistema e 37,69% per imposte.

Energia elettrica

Con la **Delibera 660/2015/R/eel del 28.12.2015**, l'AEEGSI ha approvato l'aggiornamento, per il trimestre gennaio – marzo 2016, delle condizioni economiche di fornitura applicabili ai clienti in maggior tutela (componenti PE e PD e corrispettivi PED e PPE).

Con la **Delibera 657/2015/R/com del 28.12.2015**, l'AEEGSI ha approvato l'aggiornamento, dal 1° gennaio 2016, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico. Gli aggiornamenti pubblicati hanno coinvolto in particolare le componenti A, UC e MCT, nonché oneri generali, ulteriori componenti e corrispettivo TS_{MAX} . Viene inoltre confermato il valore della componente A6.

Con la **Delibera 659/2015/R/eel del 28.12.2015**, l'AEEGSI ha approvato l'aggiornamento dei prezzi e delle componenti relative alla commercializzazione dell'energia elettrica (PCV, RCV, $DISP_{bt}$).

Dal 1° gennaio 2016 l'AEEGSI ha calcolato il prezzo di riferimento dell'energia elettrica per il cliente tipo (ovvero una famiglia con un consumo annuo di 2.700 kWh e un impegno pari a 3 kW) pari a 18,84 centesimi di Euro per kilowattora (tasse incluse), così percentualmente suddiviso: 36,66% per i costi di approvvigionamento dell'energia; 7,99% per la commercializzazione al dettaglio; 17,51% per i servizi di distribuzione, misura, trasporto, perequazione della distribuzione, qualità; 24,47% per gli oneri generali di sistema e 13,38 % per imposte.

Con la **Delibera 582/2015/R/eel del 02.12.2015** - *“Riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti di energia elettrica. Contestuale aggiornamento delle compensazioni di spesa per i clienti domestici in disagio economico”* - l'AEEGSI ha avviato il processo di riforma delle tariffe applicate ai clienti domestici di energia elettrica. Tale processo, in vigore dal 01.01.2016, terminerà il 01.01.2018.

Il provvedimento prevede in particolare:

- il superamento della progressività della struttura tariffaria per i servizi di rete e degli oneri generali di sistema con riferimento ai clienti domestici alimentati in BT, in particolare:
 - ✓ a decorrere dal 01.01.2016 è stata ridotta la progressività rispetto ai volumi prelevati delle componenti tariffarie per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura, con il mantenimento dell'attuale struttura a scaglioni;
 - ✓ a partire dal 01.01.2017 verrà completato il processo di superamento della progressività della struttura tariffaria dei servizi di rete ed avviata una fase graduale di superamento del meccanismo di progressività anche per quanto riguarda gli oneri generali di sistema.

La struttura tariffaria sulla quale interviene la delibera prevede infatti l'applicazione di due diverse strutture caratterizzate dalla progressività dei corrispettivi in funzione dei consumi, ovvero la tariffa D2 per le forniture in BT per usi domestici nell'abitazione di residenza anagrafica e con potenza impegnata fino a 3 kW e la tariffa D3 per le tutte le altre forniture non ricoperte dalla tariffa D2 per tensione.

- la revisione dei livelli di potenza impegnabile e dei costi del cambio livello:
 - ✓ a decorrere dal 01.01.2017, al fine di garantire ai clienti maggiore possibilità di scelta, verranno incrementati i livelli di potenza intermedi rispetto a quelli attualmente in vigore;
 - ✓ a decorrere dalla medesima data verranno azzerati, per almeno 24 mesi, i contributi di connessione ed i diritti fissi che il cliente dovrà sostenere per variazioni del livello di potenza contrattualmente impegnata qualora effettuata dal distributore con intervento da remoto;
- aggiornamento dei valori del bonus sociale a decorrere dal 01.01.2016 da definirsi con successivo provvedimento;
- introduzione di nuove previsioni in materia di sperimentazione tariffaria pompe di calore:
 - ✓ proroga al 31.12.2016 del termine entro il quale i clienti possono aderire alla sperimentazione tariffaria D1;

- ✓ avvio di una fase di consultazione ai fini dell'estensione della sperimentazione tariffaria D1 anche ad altri clienti domestici;
- ulteriori obblighi in capo ai venditori: la delibera rimanda a successivi provvedimenti l'individuazione di ulteriori obblighi in capo alle società di vendita relativi in particolare alla messa a disposizione dei clienti domestici del valore massimo mensile di potenza prelevata, nonché dell'individuazione della condizione di residenza anagrafica per i clienti domestici con potenza impegnata superiore a 3 kW che, come sostenuto dall'AEEGSI, non risulta adeguatamente tracciata.

Altri provvedimenti del Settore Gas naturale

Con la **Delibera 57/2015/R/gas del 19/02/2015** l'AEEGSI ha approvato le modalità per l'acquisizione, la custodia e il trattamento da parte dell'Autorità della documentazione di gara inviata all'Autorità dalle stazioni appaltanti, ai sensi delle disposizioni di cui all'articolo 9, comma 2, del decreto 226/11, volte a preservare, tra l'altro, la riservatezza delle informazioni e dei dati contenuti nella documentazione di gara.

Facendo seguito al documento per la consultazione 251/2014/R/gas, l'AEEGSI con la **Delibera 117/2015/R/gas del 19.03.2015** ha definito la *“Riforma della regolazione in materia di misura dei punti di riconsegna della rete di distribuzione, anche in attuazione del decreto legislativo 102/2014”*.

Con tale riforma sono state introdotte delle importanti novità in tema di rilevazione e messa a disposizione dei dati da parte delle imprese di distribuzione, di procedure di autolettura e modifica delle tempistiche di switching.

In particolare, relativamente ai PdR non dotati di smart meter è stata disposta:

- la ridefinizione delle fasce di consumo a partire dal 01.01.2016 (con l'introduzione di un'ulteriore fascia per consumi maggiori a 1.500 Smc/anno e fino a 5.000 Smc/anno per i quali il Distributore sarà tenuto a garantire almeno tre tentativi di rilevazione all'anno);
- la previsione dei periodi rilevanti ai fini della lettura per ciascuna fascia di consumo annuo, nell'ambito dei quali il distributore è tenuto ad effettuare i tentativi di lettura coprendo in ciascun caso almeno l'80% del periodo (a partire dal 01.01.2016 per i PdR con consumo annuo fino a 500 Smc/anno il periodo rilevante è pari a un anno; per i PdR con consumo annuo superiore a 500 Smc/anno e fino a 1.500 Smc/anno il periodo rilevante è pari a: aprile-ottobre e novembre-marzo; per PdR con consumo annuo superiore a 1.500 Smc/anno e fino a 5.000 Smc/anno il periodo rilevante è pari a: novembre-gennaio, febbraio-aprile, maggio-ottobre; per PdR con consumo annuo superiore a 5.000 Smc/anno il periodo rilevante è pari a un mese).
- l'introduzione, a partire dal 01.01.2016, dell'obbligo per il distributore di effettuare, in caso di PdR non accessibili o con accessibilità parziale, un ulteriore tentativo di lettura a seguito di due tentativi consecutivi non andati a buon fine e di mancanza di autoletture validate;
- la conferma dell'obbligo, a partire dal 01.09.2016, di sottoporre i PdR di nuova attivazione con consumi fino a 5.000 Smc/anno ad un tentativo di rilevazione della misura entro 6 mesi dall'attivazione stessa;
- la conferma dell'obbligo per il distributore di adottare, ai fini di validazione delle misure, l'algoritmo unico nazionale definito dall'AEEGSI.

Relativamente ai PdR dotati di smart meter, è stata invece prevista:

- l'estensione dell'obbligo di lettura mensile, con dettaglio giornaliero, già prevista per i PdR di classe maggiore o uguale G40;

- la previsione, a partire dal primo giorno del quarto mese successivo alla messa in servizio, dell'esecuzione di almeno tre tentativi di acquisizione del dato mensile di misura;
- l'introduzione dell'obbligo di effettuare almeno tre tentativi di acquisizione delle misure relative al mese M, in caso di tentativo non andato a buon fine, contestualmente alla rilevazione delle misure del mese M+1.

Sono state altresì modificate le tempistiche di messa a disposizione dati di misura ed eventuali rettifiche, nonché la disciplina relativa alla gestione delle teleletture con l'introduzione, in particolare, dell'obbligo per il Venditore di mettere a disposizione dei clienti finali una modalità di raccolta dell'autolettura, indipendentemente dal livello di consumo e dalla tipologia di mercato per PdR non dotati di smart meter, mentre per PdR dotati di smart meter nei soli casi di sospetto/accertato malfunzionamento del gruppo di misura o in presenza di reclamo scritto in tema di misura o per fatturazioni ripetute basate su stime.

Infine la medesima delibera ha modificato la delibera 229/01 (relativamente alle condizioni contrattuali del servizio di vendita del gas applicabili ai clienti aventi diritto al servizio di tutela), la delibera 138/04 (relativamente alle procedure di gestione dei dati tecnici di switching e dell'eventuale richiesta di rettifica del dato di misura trasmesso), la delibera 631/2013/R/gas (relativamente alla messa in servizio di gruppi di misura del gas), nonché la delibera 574/2013/R/gas – RQDG (relativamente all'indicatore di qualità correlato alla rilevazione della misura ed alla frequenza di raccolta della misura per misuratore accessibile, nonché alla metodologia di addebito dell'indennizzo automatico per mancato rispetto del livello di frequenza di raccolta della misura per misuratore accessibile).

Con la **Delibera 162/2015/R/gas del 09/04/2015** l'AEEGSI ha previsto l'adozione da parte degli Utenti accreditati al SII in qualità di imprese distributrici, sia per il settore elettrico che per il settore gas, e in qualità di esercenti la maggior tutela- con più di cinquanta mila punti di prelievo/riconsegna serviti- di dotarsi di una Porta di Comunicazione (PdC) ai fini dell'attuazione dei processi gestiti dal sistema.

Con la **Delibera 276/2015/R/gas del 09/06/2015** l'AEEGSI ha approvato disposizioni urgenti in relazione agli esiti della prima sessione di aggiustamento resi noti nello scorso mese di maggio.

Con la **Delibera 291/2015/R/gas del 18/06/2015** l'AEEGSI ha avviato un procedimento per la revisione delle tempistiche relative ai meccanismi di perequazione per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale e per l'adozione di provvedimenti in materia di rettifiche dei dati trasmessi ai fini della perequazione, al fine di favorire una convergenza delle disposizioni in materia previste dalla RTDG con le disposizioni relative alle perequazioni gestite dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico per altri servizi di settori di competenza dell'Autorità.

Con la **Delibera 336/2015/R/gas del 09.07.2015** - *“Aggiornamento dei valori percentuali necessari alla definizione dei profili di prelievo standard, per l'anno termico 2015-2016”* - l'AEEGSI ha provveduto a determinare i valori percentuali dei parametri necessari alla determinazione dei profili di prelievo standard in vigore per l'anno termico 01.10.2015 – 30.09.2016, ai sensi dall'articolo 5.3 del Testo Integrato Settlement Gas (TISG).

Con la **Delibera 373/2015/R/gas del 23/07/2015** l'AEEGSI ha proceduto alla correzione di errori materiali riscontrati nella RTDG con riferimento alle disposizioni in materia di componente GS della tariffa obbligatoria di cui all'articolo 40, comma 3, lettera c), della medesima RTDG, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti

economicamente disagiati, e alla formula del vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di località relativi al servizio di distribuzione, di cui all'articolo 35, comma 1, della RTDG.

Con la **Delibera 396/2015/R/gas del 30/07/2015** l'AEEGSI ha apportato delle modifiche alle tempistiche relative ai meccanismi di perequazione per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale e vengono introdotte disposizioni in materia di rettifiche dei dati trasmessi alla Cassa conguaglio per il settore elettrico ai fini della perequazione.

Con la **Delibera 407/2015/R/gas del 30/07/2015** l'AEEGSI ha previsto modifiche alla deliberazione 310/2014/R/gas. In particolare tali modifiche sono riconducibili, da un lato, alle novità, in tema di trasferimento di porzioni di rete a titolo oneroso dal gestore uscente al gestore subentrante, introdotte dal decreto del Ministro dello sviluppo economico e del Ministro per gli affari regionali e autonomie 20 maggio 2015, n. 106, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale del 14 luglio 2015, di approvazione del Regolamento recante modifica al decreto 12 novembre 2011, n. 226, concernente i criteri di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale (di seguito: decreto 20 maggio 2015), dall'altro all'introduzione della possibilità che le stazioni appaltanti, in seguito a richiesta motivata e in una logica di semplificazione amministrativa, possano presentare i dati relativi al VIR e alla RAB, funzionali alle valutazioni degli scostamenti da parte dell'Autorità, con riferimento al 31 dicembre dell'anno *t-2*.

Con la **Delibera 427/2015/R/gas del 03.09.2015** – *“Revisione della metodologia di calcolo del coefficiente di conversione dei volumi misurati per il gas naturale nei punti di riconsegna dove sono installati misuratori di calibro inferiore o uguale a G6”*- l'AEEGSI ha introdotto la revisione della metodologia di calcolo del coefficiente di conversione dei volumi misurati del gas di cui all'articolo 6, della RTDG (ovvero per i punti di riconsegna con pressione relativa di misura inferiore o uguale 0,025 bar, dotati di apparecchiature per la sola correzione del gas prelevato a condizioni standard di temperatura e caratterizzati da un dislivello tra l'altitudine del suolo dove sono ubicati gli edifici serviti dai medesimi PdR e l'altitudine sul livello del mare del Comune nel quale è ubicato il PdR inferiore/uguale o superiore a 150 m).

Le nuove modalità di calcolo entreranno in vigore a partire dal 01.10.2016, con la previsione di un periodo transitorio nel corso del quale i Distributori potranno procedere facoltativamente al calcolo del coefficiente secondo le nuove modalità. Viene infine previsto l'obbligo per i distributori di comunicare ai venditori la modifica delle modalità di calcolo del valore assunto dal coefficiente *C* nel punto di riconsegna utilizzando canali informativi dedicati.

Con la **Delibera 460/2015/R/gas del 14.10.2015** - *“Aggiornamento, con decorrenza dal 01 gennaio 2016, delle componenti a copertura degli oneri derivanti dall'assicurazione a favore dei clienti finali del gas distribuito a mezzo di gasdotti locali e di reti di trasporto”* - l'AEEGSI ha aggiornato, a decorrere dal 01.01.2016:

- il valore della quota annuale da addebitare al cliente finale che è stata fissata in 0,20 €/PdR/anno;
- il costo per PdR assicurato (elemento Cp) sostenuto dai venditori che è stato fissato in 0,60€/PdR/anno.

Entrambi i valori sono stati quindi ridotti rispetto ai precedenti di 0,05€/PdR/anno.

Con la **Delibera 554/2015/R/gas del 20.11.2015** – *“Disposizioni in materia di obblighi di messa in servizio degli smart meter gas e modifiche e integrazioni della RTDG”* - l'AEEGSI ha aggiornato gli obblighi e le penali previste per la messa in servizio degli smart meter gas.

Relativamente agli smart meter di classe G4 e G6 il provvedimento ha disposto:

- nuovi obblighi di messa in servizio per gli anni 2016-2017 (15% in servizio per il 2016 e 33% in servizio per il 2017) e riduzione della percentuale di messa in servizio al 31 dicembre 2018 dal 60% al 50% per le imprese con più di 200.000 clienti finali al 31 dicembre 2013;
- nuovo obbligo di messa in servizio al 31 dicembre 2018 del 33% per le imprese con un numero di clienti finali compreso tra 100.000 e 200.000 al 31 dicembre 2014;
- nuovo obbligo di messa in servizio al 31 dicembre 2018 dell'8% per le imprese con un numero di clienti finali compreso tra 50.000 e 100.000 al 31 dicembre 2015;
- che le imprese distributrici non utilizzino la gestione remota dell'elettrovalvola sino al termine dell'anno successivo a quello della messa in servizio.

Per quanto riguarda gli smart meter di classe G10, la delibera prevede la messa in servizio del 100% di misuratori entro il 31 dicembre 2018 (50% in servizio per il 31 dicembre 2016 e l'85% entro il 31 dicembre 2017).

Relativamente alla disciplina di calcolo delle penali nei casi in cui non siano stati raggiunti gli obiettivi:

- per gli smart meter gas inferiori a G40, è stata introdotta un'attenuazione della penalità nella misura del 2%;
- è stato stabilito che le classi G16-G25 vengano considerate come appartenenti ad un'unica classe con l'applicazione di una penale pari a 17,00 euro per unità.

Con la **Delibera 583/2015/R/gas del 02/12/2015** l'AEEGSI ha approvato i criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas (TIWACC 2016-2021), che trovano applicazione nel periodo 1 gennaio 2016 - 31 dicembre 2021.

Con la delibera sono state definite le modalità di determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, unificando tutti i parametri ad eccezione di quelli specifici dei singoli servizi, tra cui il parametro b , che esprime il livello specifico di rischio non diversificabile del singolo servizio, e il peso del capitale proprio e capitale di debito impiegato per la ponderazione (rapporto D/E).

La revisione della metodologia si è proposta di definire un quadro regolatorio maggiormente trasparente e prevedibile, garantendo nel contempo omogeneità nei criteri di determinazione del WACC ed evitando che differenze nei tassi di remunerazione dei singoli servizi infrastrutturali regolati dei due settori possano dipendere dalle condizioni specifiche dei mercati finanziari nel periodo preso a riferimento per la fissazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio.

La delibera fissa in sei anni (2016-2012) la durata del periodo regolatorio del tasso di remunerazione del capitale investito per le regolazioni infrastrutturali dei settori elettrico e gas (PWACC), prevedendo un meccanismo di aggiornamento - a metà periodo - che, in maniera prevedibile e trasparente, consenta aggiustamenti del tasso in funzione dell'andamento congiunturale.

Con il provvedimento l'Autorità ha approvato l'Allegato che riporta i "Criteri per la determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2016-2021 (TIWACC 2016-2021)" e, al fine di rendere coerenti le disposizioni vigenti per il settore gas, modifica la regolazione per la determinazione delle tariffe di rigassificazione (RTRG), di trasporto (RTTG), di distribuzione (RTDG) e di stoccaggio (RTSG), in relazione modalità di determinazione e aggiornamento del WACC.

Il TIWACC, in particolare riporta la formula per la determinazione del WACC e relativo aggiornamento, considerando i diversi parametri che lo compongono: tasso reale di rendimento del capitale proprio (sulla base del tasso di rendimento delle attività prive di rischio, del livello di inflazione, del *total market return* TMR e del livello del premio per il rischio

paese CRP); costo del debito in termini reali; aliquota teorica di incidenza delle imposte sul risultato di esercizio; aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari; livello di *gearing* per il servizio infrastrutturale regolato; fattore correttivo per la copertura delle imposte sui profitti nominali.

Inoltre, individua i parametri specifici dei diversi servizi con riferimento al livello di *gearing* (rapporto tra il capitale di debito e la somma di capitale proprio e capitale di debito) e al parametro *b* (misura del rischio sistematico e non diversificabile per ciascun servizio) in vigore dall'1 gennaio 2016 (ad eccezione dei parametri *b* relativi al settore elettrico, la cui fissazione avverrà a breve nell'ambito delle decisioni di revisione del periodo regolatorio).

Nell'Allegato sono quindi riportate tabelle con i valori specifici di parametri base del WACC, del livello di *gearing*, del *b* e del WACC.

I nuovi criteri trovano applicazione dal 1 gennaio 2016 al 31 dicembre 2021.

In applicazione della nuova metodologia, nel triennio 2016-2019 il WACC per l'attività di distribuzione del gas naturale è fissato al 6,1% e per l'attività di misura del gas al 6,6%.

Con la **Delibera 627/2015/R/com del 17/12/2015** l'AEEGSI ha definito le modalità di riconoscimento degli oneri della morosità distintamente per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale e per il servizio idrico integrato con riferimento alle forniture relative alle popolazioni colpite dagli eventi sismici verificatisi nei giorni del 20 maggio 2012 e successivi.

Altri provvedimenti del Settore Energia Elettrica

Con la **Delibera 161/2015/R/eel del 09.04.2015** – “*Modifica delle disposizioni di cui all'Allegato A della deliberazione dell'Autorità 398/2014/R/eel in tema di rilevazione dei dati di misura in occasione di voltura nel settore elettrico*”-

l'AEEGSI ha introdotto dei nuovi obblighi in capo alle imprese di distribuzione tra i quali:

- l'obbligo di effettuare la rilevazione del dato di misura alla data di attivazione contrattuale con riferimento a ciascun POD non trattato su base oraria anche attraverso la reiterazione dei tentativi di acquisizione;
- l'obbligo di reiterare il tentativo di acquisizione del dato di misura entro il termine di messa a disposizione nel caso in cui la rilevazione alla data di attivazione contrattuale non vada a buon fine;
- l'obbligo di ricondurre il dato di misura rilevato alla data di attivazione contrattuale secondo il criterio del *pro quota die*;
- l'obbligo di stimare e validare il dato nel caso di indisponibilità della misura;
- l'obbligo di mettere a disposizione dell'utente del dispacciamento associato alla controparte commerciale e contestualmente al Sistema Informativo Integrato (SII) il dato di misura rilevato entro 5 giorni lavorativi dalla data di attivazione contrattuale.

Facendo seguito alla consultazione di cui al DCO 259/2015/R/eel, con la **Delibera 402/2015/R/eel del 30.07.2015** - “*Disposizioni in merito alla gestione dei dati di misura nell'ambito del Sistema informativo integrato con riferimento ai punti di prelievo non trattati su base oraria*” - l'AEEGSI ha disposto l'avvio della sperimentazione relativa alla messa a disposizione attraverso il SII dei flussi contenenti i dati di misura non orari trasmessi dalle imprese distributrici, con le modalità e le tempistiche stabilite dal Testo Integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica (TIME).

Con la **Delibera 419/2015/R/eel del 06.08.2015** - *“Entrata in vigore del processo di voltura nell’ambito del Sistema informativo integrato per il settore elettrico”* - è stato stabilito che, a decorrere dal 01.11.2015, il processo di voltura venga gestito definitivamente nell’ambito del SII. L’avvio di tale processo ha fatto seguito ad una fase di sperimentazione svoltasi tra i mesi di aprile e luglio 2015, nell’ambito della quale sono state eseguite verifiche sul corretto funzionamento del processo e sull’affidabilità del SII.

A seguito delle osservazioni pervenute nell’ambito della consultazione di cui alla deliberazione 547/2013/R/com, l’AEEGSI, con la **Delibera 487/2015/R/eel del** - *“Riforma del processo di switching nel mercato retail elettrico”* - ha definito la regolazione dello switching attraverso l'utilizzo del SII nel caso di punti di prelievo attivi, unitamente alla gestione della risoluzione contrattuale e all'attivazione dei servizi di ultima istanza.

Di seguito le principali novità che sono state introdotte dal provvedimento:

- la modifica dell’assetto del mercato che prevede l'attribuzione al SII della responsabilità di esecuzione dello switching, sia in caso di cambio di fornitore, sia in caso di attivazione dei servizi di ultima istanza;
- la riduzione delle tempistiche di switching, la cui richiesta, avente decorrenza il primo giorno del mese, potrà essere formulata fino al giorno 10 del mese precedente;
- la definizione di un unico processo, con tempistiche indifferenziate, sia nel caso in cui il Venditore decida di avvalersi dello switching con riserva, sia nel caso in cui decida di non avvalersene;
- conferma della responsabilità del Distributore relativamente alla messa a disposizione dei dati di misura e dei dati necessari all’avvio della fornitura, nonché degli esiti delle energizzazioni e delle disalimentazioni dei POD.

Il provvedimento definisce infine le tempistiche di implementazione dei processi e della definitiva entrata in vigore della riforma prevedendo dapprima una fase di collaudo funzionale dei processi, a cui seguirà a partire dal 01.05.2016 la gestione nell’ambito del SII degli switching relativi a clienti finali non domestici e, a partire dal 01.06.2016, la gestione nell’ambito del SII degli switching relativi a tutti i clienti.

Facendo seguito agli orientamenti espressi nel DCO 547/2013/R/com in merito alla riforma dei processi funzionali alla gestione dei clienti finali nell'ambito del SII, nonché a quanto disposto con le deliberazioni 398/2014/R/eel e 487/2015/R/eel, con le quali sono state definite, rispettivamente, le disposizioni per l'implementazione e gestione dei processi di voltura e di switching per il settore elettrico nel SII, con la **Delibera 628/2015/R/eel del 17.12.2015** - *“Disposizioni in merito all’estensione e aggiornamento dei dati contenuti nel Registro centrale ufficiale del Sistema informativo integrato, con riferimento al settore elettrico”* - l’AEEGSI ha esteso ed aggiornato il contenuto informativo del Registro Centrale Ufficiale (RCU).

In particolare, è stata ridefinita la modalità di aggiornamento dei dati presenti nel RCU ed uniformato il contenuto dei dati associati a ciascun punto di prelievo.

Lo scopo del provvedimento è quello di semplificare gli scambi informativi relativi alla risoluzione contrattuale, alla messa a disposizione dei dati funzionali all'inizio della fornitura ed all'attivazione dei servizi di maggior tutela e salvaguardia gestiti nei processi di voltura e switching nell'ambito del SII. Le nuove modalità di aggiornamento dei dati saranno attive a decorre dal 01.10.2016.

Facendo seguito ad un lungo processo di consultazione che ha visto la pubblicazione dei documenti 5/2015/R/eel, 48/2015/R/eel, 415/2015/R/eel e 544/2015/R/eel, il Regolatore con la **Delibera 646/2015/R/eel del 22.12.2015** ha

approvato il “*Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023*” (nuovo TIQE), in vigore dal 01.01.2016.

L’AEEGSI ha stabilito che il precedente TIQE (periodo di regolazione 2012-2015), potrà continuare ad essere applicato fino al 01.01.2017 per quanto necessario all’attuazione del nuovo TIQE, nonché per la definizione delle partite di competenza dell’anno 2015 relative alla regolazione dei premi-penalità della durata e del numero di interruzioni senza preavviso, nonché alla regolazione individuale per utenti MT e alle interruzioni prolungate o estese.

Il nuovo TIQE è stato strutturato in tre parti:

Parte I – Regolazione della continuità del servizio e della qualità della tensione;

Parte II - Regolazione dei livelli specifici e generali di qualità commerciale;

Parte III - Promozione selettiva degli investimenti nelle reti di distribuzione.

Le principali novità introdotte dal Testo, per quanto riguarda le società di vendita, sono le seguenti:

- riduzione dei tempi relativi a prestazioni richieste dai clienti riguardanti la preventivazione e l’esecuzione di lavori;
- ampliamento delle prestazioni assoggettabili alla preventivazione rapida da parte del venditore.

Con la **Delibera 654/2015/R/eel del 23.12.2015** - “*Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023*” - l’AEEGSI ha approvato i seguenti nuovi Testi, validi per il periodo di regolazione 2016-2019: Testo integrato delle disposizioni per l’erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell’energia elettrica (TIT); Testo integrato delle disposizioni per l’erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell’energia elettrica (TIME); Testo integrato delle condizioni economiche per l’erogazione del servizio di connessione (TIC).

La delibera, che fa seguito ad un lungo processo di consultazione, ha esteso il periodo di regolazione a otto anni (dal 2016 al 2019), suddividendolo poi in due sotto-periodi della durata di quattro anni ciascuno (dal 2016 al 2019 e dal 2020 al 2023). Tra le novità di principale interesse introdotte dalla delibera vi è la definizione delle tariffe per i servizi di connessione previsti dal TIC che stabilisce:

- l’aggiornamento dell’importo unitario dei contributi in quota fissa a copertura di oneri amministrativi, che è stato fissato per l’anno 2016 in € 27,03;
- l’aggiornamento del valore della Quota potenza (ovvero dell’importo dovuto per ogni kW di potenza messo a disposizione) che è stato fissato per l’anno 2016 in € 69,36 nel caso di forniture in BT ed € 55,21 nel caso di forniture in MT;
- l’aggiornamento per l’anno 2016 dei contributi per le altre prestazioni specifiche, quali:
 - ✓ il contributo per disattivazioni e attivazioni a seguito di morosità, riacciamento e distacco di utenze stagionali a carattere ricorrente, pari ad € 26,29;
 - ✓ il contributo per richieste di spostamento dei gruppi di misura entro un raggio di 10 metri dalla precedente ubicazione, pari ad € 199,20;
 - ✓ il contributo per richieste di verifica del corretto funzionamento del gruppo di misura, pari ad € 48,69;
 - ✓ il contributo per richieste di verifica della tensione di alimentazione, pari ad € 48,69.

Settore Gas naturale ed Energia Elettrica

Tenuto conto degli esiti della consultazione, incluse le audizioni periodiche dell’11 e 12 novembre 2014 e dalla III Conferenza Nazionale sulla regolazione dei servizi idrici del 24 novembre 2014, con la **Delibera 3/2015/A del**

15.01.2015 – *“Quadro strategico dell’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico, per il quadriennio 2015-2018”* - l’AEEGSI ha adottato il Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018.

Il nuovo Quadro Strategico ha previsto delle linee e degli obiettivi che, per quanto attiene al settore energetico, possono essere riassunti in:

- sviluppo selettivo degli investimenti infrastrutturali;
- con riferimento al mercato retail, previsione della riforma delle tutele di prezzo vigenti con una progressiva revisione del perimetro delle tutele di prezzo per le diverse tipologie di utenza;
- maggiore responsabilizzazione del distributore e del venditore in caso di morosità, attraverso il miglioramento della gestione e tutela del credito per il venditore, la tutela del cliente finale rispetto ad azioni improprie del fornitore e la definizione di un codice di rete relativo ai rapporti tra venditore e distributore che comprenda anche aspetti relativi alla fatturazione ed alle garanzie.

Con la **Delibera 86/2015/E/com del 05.03.2015** – *“Istituzione del Registro nazionale degli operatori di mercato di cui all’art. 9 del Regolamento UE n. 1227/2011 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2011, concernente l’integrità e la trasparenza del mercato dell’energia all’ingrosso (REMIT)”* - l’AEEGSI ha reso disponibile, a partire dal 17.03.2015, il Registro nazionale degli Operatori di mercato .

Tale registro, istituito ai sensi dell’art. 9 del REMIT - Regolamento Europeo sulla integrità e trasparenza dei mercati energetici all’ingrosso, è consultabile sul sito internet dell’Autorità.

Il provvedimento ha previsto l’obbligo di registrazione entro il 07.10.2015 in capo agli operatori attivi sui mercati organizzati all’ingrosso dell’energia elettrica e del gas naturale.

Con la **Delibera 200/2015/R/com del 30.04.2015** – *“Bolletta 2.0: approvazione del Glossario e definizione del livello di aggregazione degli importi fatturati ai clienti finali serviti nei regimi di tutela. Modifiche alla deliberazione 501/2014/R/com”* - l’AEEGSI ha definito il livello di aggregazione degli importi fatturati ai clienti finali gas ed energia elettrica serviti in regime di tutela ed ha approvato il Glossario della bolletta di energia elettrica e gas.

Tenendo conto delle osservazioni emerse nell’ambito della consultazione 61/2015/R/com, il Regolatore ha altresì introdotto alcune modifiche/integrazioni a quanto definito con delibera 501/2014/R/com, in merito alla Bolletta 2.0 ed in particolare:

- è stato chiarito che la Bolletta 2.0 va applicata a tutti i clienti classificati come domestici, condomini con uso domestico, attività di servizio pubblico o usi diversi, che abbiano un consumo annuo complessivo inferiore a 200.000 Smc/anno (sono quindi compresi i clienti multisito);
- sono stati introdotti per il settore gas due ulteriori elementi da riportare nella bolletta sintetica: il codice REMI e la classe del misuratore;
- sono state definite ulteriori specificazioni in merito ai ricalcoli;
- sono stati definiti alcuni nuovi dettagli in merito al costo medio della fornitura (definizione, calcolo ed esposizione);
- sono state chiarite le modalità di esposizione degli oneri fiscali nella bolletta sintetica, nonché dei prezzi unitari negli elementi di dettaglio per i regimi di tutela.

Infine è stata prorogata l’entrata in vigore della Bolletta 2.0, originariamente prevista per il 01.09.2015, stabilendo che la nuova disciplina si applichi alle fatture contabilizzanti prelievi di energia elettrica o gas effettuati successivamente al 01.01.2016.

Facendo seguito alle osservazioni emerse nell'ambito della consultazione di cui al DCO 477/2014/R/com , con la **Delibera 258/2015/R/com** – “*Primi interventi in materia di morosità nei mercati retail dell'energia elettrica e gas naturale e revisione dei tempi dello switching nel settore del gas naturale*” - l'AEEGSI ha modificato la disciplina relativa alla morosità nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, la procedura di switching nel settore del gas naturale nonché la disciplina relativa alla rateizzazione.

Relativamente alla disciplina sulla morosità, sono state introdotte delle modifiche al Testo Integrato Morosità Gas - TIMG (Allegato A Del. ARG/gas 99/11), mentre per il settore dell'energia elettrica è stato approvato il nuovo Testo Integrato Morosità Elettrica (TIMOE) in sostituzione dell'Allegato A alla Delibera 04/08.

Nel dettaglio, le principali novità introdotte dal provvedimento che, ove non diversamente specificato, si riferiscono ad entrambi i settori:

- Modalità di costituzione in mora

è stato chiarito che è necessario costituire in mora il cliente con riferimento a tutte le fatture non pagate. Relativamente al settore elettrico tale precisazione è correlata alla modifica introdotta al Testo Integrato della Qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia (TIQE) dove viene specificato che la riattivazione a seguito della sospensione per morosità è subordinata al pagamento di ciascuna fattura che ha comportato la richiesta di sospensione. Le informazioni minime da riportare nella comunicazione di costituzione in mora, inoltre, rimangono pressoché invariate, ad eccezione del fatto che non è più necessario citare espressamente i 20,00 euro di indennizzo.

Inoltre nel caso in cui nei 90 giorni precedenti sia stata inviata una richiesta di sospensione della fornitura per morosità, il termine di pagamento indicato nella lettera di costituzione in mora può essere dimezzato.

- Capacità di sospensione e interruzione (settore gas)

qualora la capacità settimanale di sospensione residua sia stata completamente allocata, è stata introdotta la possibilità per il Distributore di offrire, a partire dal 01.09.2015, una capacità di sospensione aggiuntiva.

Il prezzo della prestazione non potrà in ogni caso essere superiore al 30% rispetto al prezzo della relativa prestazione di chiusura.

- Interruzione della fornitura (settore elettrico)

la delibera ha introdotto, come per il settore gas, l'Istituto dell'Interruzione della fornitura. A seguito di impossibilità dell'intervento di sospensione, nei casi in cui il distributore indichi la fattibilità tecnica ed economica dell'intervento di interruzione del POD, il venditore/utente del trasporto può chiedere l'intervento di interruzione.

Prima di procedere, il venditore/controparte commerciale, ha l'obbligo di inviare al cliente a mezzo raccomandata, almeno 10 giorni prima della richiesta, una comunicazione contenente tra le altre informazioni anche la stima massima dei costi previsti per l'intervento.

- Riattivazione a seguito della sospensione per morosità

nei casi in cui la chiusura sia andata a buon fine ed a seguito del pagamento da parte del cliente finale degli importi dovuti relativamente a tutte le fatture che hanno comportato la richiesta di sospensione o documentazione dell'avvenuto pagamento, il venditore è tenuto a richiedere immediatamente al distributore la riattivazione.

- Indennizzi automatici a favore dei venditori

nel caso di mancato rispetto da parte del distributore delle tempistiche di esecuzione delle prestazioni, è stato introdotto l'obbligo di quest'ultimo di corrispondere indennizzi a favore del venditore/utente del trasporto, in modo crescente rispetto al ritardo.

- Rateizzazione

sono stati allungati i tempi a favore dei clienti serviti in regime di tutela per richiedere la rateizzazione ex art. 10 delibera 229/01 e art. 12bis TIVG. La rateizzazione dell'importo totale della bolletta può essere richiesta entro e non oltre 10 giorni dalla data di scadenza di pagamento della bolletta, anziché, come previsto dalla precedente regolazione, entro la data di scadenza della fattura.

- Switching (settore gas)

a decorrere dal 01.01.2016, il venditore è tenuto ad inviare al distributore la richiesta di switching entro e non oltre il giorno 10 del mese antecedente a quello di decorrenza della sostituzione nella fornitura e non più, secondo le tempistiche previste dall'art. 28 della delibera 138/04, entro il giorno 20 del secondo mese antecedente a quello di decorrenza della sostituzione nella fornitura. È stata ricompresa in tale tempistica anche la richiesta di switching con riserva. Sono state infine integrate le informazioni che il distributore deve mettere a disposizione del venditore entrante che si avvalga della possibilità di esercizio dello switching con riserva.

- Integrazione alla disciplina del servizio di default (settore gas)

al fine di agevolare le iniziative giudiziarie volte alla disalimentazione fisica del punto, è stato introdotto l'obbligo in capo al venditore di trasmettere all'impresa di distribuzione la documentazione dimostrante l'inadempimento contrattuale del cliente - entro 15 giorni dall'ottenimento della cessazione amministrativa per morosità a seguito di impossibilità di interruzione.

- Clausole contrattuali

il venditore è tenuto ad integrare le clausole contrattuali con ulteriori specifiche clausole al fine di adeguarli alle novità introdotte dal provvedimento.

Con la **Delibera 269/2015/R/com del 04.06.2015** - *“Ulteriori interventi di adeguamento del codice di condotta commerciale e della regolazione al decreto legislativo 21/2014”* - l'AEEGSI ha adeguato ulteriormente la regolazione vigente alle nuove previsioni del Codice del Consumo introdotte dal legislatore nazionale con decreto legislativo 21.02.2014, n. 21. In particolare, sono stati modificati il Codice di Condotta Commerciale (Allegato A, Delibera ARG/com 104/2010) e Testo Integrato Vendita (Allegato A, Delibera 301/2012/R/eel – TIV) ed introdotte delle ulteriori previsioni in materia di diritto di ripensamento.

Le principali novità introdotte dal provvedimento sono le seguenti:

- chiarimento relativo alle modalità di comunicazione dei prezzi di fornitura del servizio che possono essere indicati sia al netto che comprensivi di imposte, purché venga inserita una nota specifica;
- integrazione delle informazioni precontrattuali da fornire al cliente domestico prima della conclusione del contratto nel caso in cui venga stipulato a distanza o fuori dai locali commerciali e modalità di messa a disposizione delle informazioni obbligatorie;
- definizione della disciplina dell'esercizio del diritto di ripensamento successivo alla richiesta di avvio di esecuzione del contratto;
- previsione, in relazione agli importi da riconoscere al venditore nel caso di esercizio del diritto di ripensamento successivo alla richiesta di avvio di esecuzione del contratto, del corrispettivo dovuto che dovrà essere comprensivo dei costi della fornitura dovuti per il periodo compreso dalla data di avvio dell'esecuzione della fornitura fino alla data di cessazione della stessa.

Con la **Delibera 296/2015/R/com del 22.06.2015** – “*Disposizioni in merito agli obblighi di separazione funzionale (unbundling) per i settori dell’energia elettrica e del gas*” - a seguito di un ampio processo di consultazione, l’AEEGSI ha approvato il nuovo Testo Integrato Unbundling Funzionale – TIUF.

Gli aspetti più rilevanti introdotti dalla nuova disciplina sono i seguenti:

- Nozione di impresa verticalmente integrata

in conformità con le direttive europee 2009/72/CE e 2009/73/CE e il d.lgs. 93/11, è stata adottata una definizione di impresa verticalmente integrata che include le fattispecie nelle quali il controllo è esercitato da persone fisiche o da enti pubblici anche non economici.

- Semplificazione degli obblighi per le imprese con meno di 100.000 clienti

sono stati previsti degli obblighi minimi di separazione funzionale (nomina di un gestore indipendente, separazione societaria) e l’esenzione dall’obbligo di predisporre il Programma di adempimenti, di redigere la Relazione annuale sulle misure adottate e di nominare il responsabile della conformità.

È stato inoltre precisato che il perimetro di aziende va individuato sulla base del numero complessivo dei punti di riconsegna nella titolarità dei clienti serviti riferito a ciascun settore in cui opera l’impresa verticalmente integrata.

- Separazione funzionale per le imprese con più di 100.000 clienti

sono stati rafforzati gli obblighi prevedendo, oltre all’obbligo della nomina del gestore indipendente, anche l’obbligo di nomina di un responsabile della conformità e di invio annuale all’AEEGSI del programma di adempimenti.

Per le imprese di distribuzione tale programma è previsto indipendentemente dalla loro dimensione.

- Separazione della politica di comunicazione e del marchio

è stato confermato l’obbligo prospettato nel DCO 77/2015/R/com di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione delle imprese di distribuzione rispetto alle imprese di vendita e, nel settore elettrico, anche delle imprese di vendita nel mercato libero e nel servizio di maggior tutela.

L’obbligo di separazione non riguarda solo il marchio, ma ogni elemento distintivo dell’impresa che contenga elementi visivi, fonetici e concettuali idonei a creare un’associazione con il ramo vendita dell’impresa verticalmente integrata.

- Trattamento delle informazioni sensibili

per i Distributori, indipendentemente dalla loro dimensione, l’obbligo di trattamento riservato delle informazioni sensibili deve essere assolto facendo ricorso, ove disponibili, agli strumenti stessi messi a disposizione dall’AEEGSI, primo fra tutti il SII.

- Tempistiche di attuazione

le disposizioni del TIUF hanno efficacia immediata. Al più tardi le imprese sono tenute ad adeguarsi alle nuove disposizioni entro il 01.01.2016. Relativamente al rispetto degli obblighi previsti in materia di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione la tempistica di adeguamento è prevista entro il 30.06.2016, mentre l’obbligo di separazione delle attività commerciali relative all’impresa di distribuzione e di interfaccia con i clienti entro il 01.01.2017.

Con la **Delibera 330/2015/R/com del 10.07.2015** – “*Bolletta 2.0 per i regimi di tutela: approvazione della guida alla lettura della bolletta e dei criteri per la definizione del modello della bolletta sintetica*” - l’AEEGSI ha approvato la guida alla lettura delle voci di spesa e i criteri per la definizione del modello della bolletta sintetica per i clienti di elettricità e gas serviti in regime di tutela. I venditori che offrono il servizio di tutela saranno tenuti a pubblicare ed

aggiornare la guida alla lettura sul proprio sito internet, riproducendo gli identici contenuti informativi pubblicati sul sito internet dell'Autorità o, in alternativa, linkando sul proprio sito la pagina del sito dell'Autorità.

Con il medesimo provvedimento l'AEEGSI ha dato mandato alla Direzione consumatori, conciliazione e arbitrati di realizzare un modello della bolletta sintetica, prevedendo che tale documento non costituisca un facsimile della bolletta; rimanendo libere le imprese di predisporre il proprio layout.

Facendo seguito al DCO 272/2015/R/gas, l'AEEGSI con la **Delibera 418/2015/R/com del 06.08.2015** – “*Prime implementazioni nell'ambito del Sistema informativo integrato per il settore del gas naturale e modifiche in tema di accreditamento della controparte commerciale per il settore elettrico*” - ha approvato le prime implementazioni in tema di accreditamento al Sistema Informativo Integrato (SII) delle controparti commerciali per il settore gas, nonché l'estensione del servizio di pre-check e di gestione nell'ambito del SII delle anagrafiche mensili ed annuali.

Con il medesimo provvedimento sono state altresì introdotte delle modifiche alla procedura di accreditamento del Venditore per il settore elettrico.

Nel dettaglio, la delibera prevede che i venditori abilitati alla vendita di gas naturale siano tenuti ad accreditarsi al SII in qualità di controparte commerciale del cliente finale a decorrere dal 01.12.2015.

Il provvedimento precisa che nei casi in cui l'utente della distribuzione sia diverso dalla controparte commerciale quest'ultimo sia tenuto ad aggiornare la lista degli abbinamenti a seguito di switching o attivazione di PdR.

A decorrere dal 15.01.2016, il servizio di pre-check, già attivo nel settore elettrico, è stato esteso anche al settore del gas naturale, mentre, a decorrere dal 01.07.2016, il SII comunicherà a ciascun venditore, entro il sestultimo giorno di ciascun mese, la propria anagrafica mensile (elenco dei punti nella propria titolarità con riferimento al mese successivo, dati rilevanti costituenti l'RCU, elenco dei punti non più nella titolarità, per il mese successivo) ed entro il 31 luglio di ogni anno il prelievo annuo.

Ulteriore novità è rappresentata dalla possibilità per i venditori di interrogare il SII, a decorrere dal 01.07.2016, con la possibilità di accedere a tutti i dati presenti del Registro (RCU), per i punti nella propria titolarità.

Con la **Delibera 440/2015/E/com del 17 settembre 2015** - “*Chiusura dell'indagine conoscitiva in materia di fatturazione delle forniture di energia elettrica e gas naturale ai clienti di piccole dimensioni*” - l'AEEGSI ha chiuso l'indagine conoscitiva avviata con deliberazione 542/2013/E/com in materia di fatturazione delle forniture di energia elettrica e gas naturale ai clienti di piccole dimensioni.

L'Indagine era stata avviata in considerazione dell'elevato numero di reclami ricevuti dallo sportello per il consumatore di energia in materia di fatturazione da parte dei clienti finali, sia nel settore dell'energia elettrica, sia in quello del gas naturale ed è stata svolta sia attraverso una raccolta di dati e informazioni presso i venditori, sia attraverso verifiche ispettive.

Le principali evidenze emerse dalle verifiche ispettive hanno confermato l'esistenza, a livello di intero mercato, di una serie di aspetti critici, quali:

- la presenza di contatori non telegestiti nel settore elettrico (nel secondo semestre del 2013, una quota pari a circa il 2% del totale, pari a circa 750.000) ed insuccessi nella telelettura per circa il 4% dei contatori tele-gestiti;
- dati di misura non pervenuti nei termini ed alta incidenza di valori stimati;
- la priorità attribuita dai venditori al rispetto dei propri cicli di fatturazione, anche a discapito del numero di fatture basate su consumi effettivi;
- il mancato rispetto della periodicità di fatturazione;

- il consumatore finale mostra comportamenti attivi nel mercato, non sempre adeguatamente valorizzati.

Con la **Delibera 507/2015/R/com del 29.10.2015** - “*Applicazione delle procedure di self-auditing alle disposizioni di separazione funzionale (unbundling) per i settori dell’energia elettrica e del gas*” - l’AEEGSI ha fornito chiarimenti in merito all’applicazione delle procedure di self-auditing con riferimento alle disposizioni sulla separazione funzionale, riformate dalla delibera 296/2015/R/com.

È stato anzitutto chiarito che la finalità del procedimento relativo al self-auditing è quella di verificare l’idoneità delle singole proposte di applicazione di procedure di self-auditing a comprovare il rispetto delle finalità sottese alla disciplina della separazione funzionale, nonché di individuare taluni obblighi di separazione funzionale o requisiti di indipendenza per i componenti del gestore, in luogo dei quali l’impresa può applicare la citata procedura.

Il provvedimento ha altresì prorogato al 30.11.2015 il termine per la presentazione delle proposte di procedure da parte delle imprese. È stato inoltre precisato che le imprese possono procedere, sin dalla data di presentazione, all’applicazione delle procedure anche su base sperimentale, nonché che le imprese medesime possono chiedere congiuntamente anche delle deroghe temporanee alle disposizioni del TIUF ad eccezione che tali deroghe riguardino obblighi già previsti nella precedente regolazione del TIU o norme contenute in disposizioni legislative comunitarie e nazionali.

Con la **Delibera 522/2015/E/com del 05.11.2015** - “*Avvio di procedimento per l’adozione della disciplina in materia di procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie tra clienti finali e/o utenti finali e operatori, nei settori regolati dall’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico - ADR europea*” - in attuazione del D. Lgs. 130/15 che recepisce la Direttiva 2013/11/UE sulla risoluzione alternativa delle controversie dei consumatori è stato avviato un procedimento per l’adozione della Disciplina in materia di procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie tra clienti finali ed Operatori, da concludersi entro il 30.06.2016. Il decreto citato stabilisce infatti l’obbligatorietà del tentativo di conciliazione della controversia, attribuendo all’Autorità il potere di regolamentarne le modalità di svolgimento con propri provvedimenti.

A seguito delle osservazioni emerse nell’ambito dei DCO 468/2014/R/com e 388/2015/R/com, con la **Delibera 584/2015/R/com del 04.12.2015** – “*Approvazione di misure ulteriori di tutela per i clienti domestici titolari di bonus sociale elettrico e/o gas*” - l’AEEGSI ha previsto, a decorrere dal 01.07.2016, un rafforzamento della disciplina del bonus elettrico e gas. Il provvedimento introduce la possibilità di richiedere la rateizzazione nei casi di fatturazione anomala previsti dall’art. 12 bis del TIVG anche ai clienti del mercato libero, nonché l’obbligo dei venditori di offrire ai clienti a cui sia stato riconosciuto il bonus sociale, al momento della costituzione in mora, la rateizzazione della fattura non pagata al fine di facilitarne il pagamento ed evitare la sospensione della fornitura, fatte sempre salve le eventuali condizioni migliorative rese disponibili dagli stessi Venditori.

L’AEEGSI, con la **Delibera 610/2015/R/com del 11.12.2015** – “*Bolletta 2.0: quantificazione dello sconto per le bollette in formato elettronico dirette ai clienti serviti in regimi di tutela. Modifiche ed integrazioni alle deliberazioni dell’Autorità 501/2014/R/com e 200/2015/R/com*” - oltre ad indicare l’entità dello sconto da applicare ai clienti tutelati per l’invio della bolletta elettronica, ha apportato anche delle modifiche ed integrazioni alla deliberazione 501/2014/R/com e successive modifiche ed integrazioni.

Le principali novità introdotte dal provvedimento sono:

- integrazione degli elementi minimi da esporre in bolletta (relativamente ai clienti domestici la potenza impegnata e, per ciascun mese, il livello massimo di potenza prelevata a decorrere dal momento della messa a disposizione del dato da parte del distributore e, relativamente agli altri clienti, la potenza disponibile e la potenza impegnata se sono previsti corrispettivi per la medesima; infine per i domestici elettrici andrà riportato almeno una volta all'anno il dettaglio dei livelli massimi di potenza prelevata mensilmente negli ultimi 12 mesi);
- modifica delle modalità di esposizione dei ricalcoli nel caso di clienti multisito, precisando che i ricalcoli potranno essere riportati negli elementi di dettaglio a patto che vengano inviati contestualmente alla bolletta sintetica e la bolletta sintetica riporti un rinvio a prendere visione degli elementi di dettaglio;
- conferma dell'introduzione della voce del canone di abbonamento Rai nella bolletta elettrica, come stabilito dalla legge di stabilità 2016, ed introduzione delle modalità di addebito ed esposizione del canone;
- quantificazione dello sconto per l'invio della bolletta in formato elettronico per i clienti serviti in regime di tutela (pari a 5,4 €/PdR/anno per i domestici gas, 12 €/PR/anno per i condomini con uso domestico gas, pari a 6,00 €/POD/anno per i domestici elettrici);
- indicazioni relative alle modalità di applicazione ed esposizione dello sconto per il formato elettronico, che dovrà essere applicato a partire dal 01.01.2016 a tutti i clienti serviti in tutela che abbiano attivato una modalità di addebito automatico e scelto la modalità di emissione elettronica della bolletta. In fase di prima applicazione è stato precisato che lo sconto potrà essere applicato entro e non oltre la 6° bolletta emessa successivamente al 01.01.2016 nel caso di fatturazione con periodicità mensile ed entro la 4° bolletta emessa successivamente al 01.01.2015 nel caso di fatturazione con periodicità diversa dalla mensile.
- aggiornamento delle tabelle di aggregazione delle voci di spesa con introduzione dello sconto (ove previsto) dentro alla voce "Spesa per materia energia/gas naturale";
- modifiche ed aggiornamenti ai testi dei Glossari per effetto delle novità introdotte dal provvedimento.

Infine con il medesimo provvedimento l'AEEGSI ha avviato un procedimento, da concludersi entro il 30.06.2016, al fine di definire la disciplina a regime dello sconto, che prevede un passaggio automatico al formato elettronico della bolletta per i clienti che hanno già attivato la modalità di addebito automatico dell'importo fatturato.

Con la **Delibera 620/2015/E/com del 17 dicembre 2015** – *“Istituzione dell'elenco degli organismi ADR ai sensi dell'articolo 141-decies del Codice del consumo e approvazione della relativa disciplina di prima attuazione”* - è stato istituito l'elenco degli organismi ADR (Alternative Dispute Resolution) deputati a gestire le procedure volontarie di risoluzione extragiudiziale delle controversie nazionali e transfrontaliere tra consumatori e professionisti residenti e stabiliti nell'Unione Europea.

Altri provvedimenti dell'Autorità dell'Energia Elettrica, il Gas ed il Sistema Idrico nel Settore Gas naturale

Con la **Determina 1/2015/DCCA del 22/01/2015** l'AEEGSI ha approvato misure transitorie per la richiesta di rinnovo del bonus sociale per le forniture di energia elettrica e di gas naturale.

Con la **Determina 1/2015/DIUC del 28/01/2015** l'AEEGSI ha emanato disposizioni in materia di acquisizione della documentazione di cui all'articolo 9 della deliberazione 310/2014/R/gas, ai fini della verifica degli scostamenti tra VIR e RAB.

Con la **Determina 4/2015/DMEG del 27/02/2015** l'AEEGSI ha integrato le strutture XML da utilizzare per gli scambi informativi in tema di standard di comunicazione.

Con la **Determina 4/2015/DCCA del 20/03/2015** l'AEEGSI ha prorogato le misure transitorie per la richiesta di rinnovo del bonus sociale di cui alla determinazione n. 1/DCCA/2015.

Con la **Determina 6/2015/DIUC del 27/04/2015** l'AEEGSI ha fornito disposizioni in materia di acquisizione, custodia e trattamento della documentazione di gara inviata all'Autorità dalle stazioni appaltanti tenute agli adempimenti in materia di gare per l'affidamento della distribuzione del gas naturale di cui all'articolo 9, comma 2, del decreto 226/11.

Con la **Determina 10/2015/DMEG del 22/05/2015** l'AEEGSI ha approvato disposizioni in tema di standardizzazione dei flussi informativi scambiati tra imprese di distribuzione e venditori ai sensi del TIBEG (Allegato A alla deliberazione 402/2013/R/com).

Con la **Determina 7/2015/DCCA del 26/06/2015** l'AEEGSI ha approvato dei moduli per la presentazione dei reclami e della procedura telematica di inoltro dei reclami (punto 9, lett. B), della deliberazione 19 giugno 2014, 286/2014/R/com

Con la **Determina 49/2015/DAGR del 03/07/2015** l'AEEGSI ha definito le modalità operative relative al versamento e comunicazione del contributo all'onere per il funzionamento dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico per l'anno 2015 da parte degli operatori nei settori dell'energia elettrica del gas e dei servizi idrici.

Con la **Determina 15/2015/DMEG del 07/08/2015** l'AEEGSI ha integrato le strutture XML da utilizzare per gli scambi informativi in tema di standard di comunicazione.

Con la **Determina 09/2015/DCCA del 28/10/2015** l'AEEGSI ha aggiornato le Misure Transitorie per la presentazione delle domande di rinnovo del bonus sociale per le forniture di energia elettrica e di gas naturale nei mesi di gennaio e febbraio 2016.

Obblighi di efficienza secondo il D.Lgs. 102/2014

Il D. Lgs. 102/2014 sull'efficienza energetica prevede per talune tipologie di aziende (grandi imprese e imprese a forte consumo di energia, c.d. "energivore") l'esecuzione di una diagnosi energetica in conformità all'allegato 2 al medesimo decreto. Ascopiave S.p.A., rientrando nella definizione di impresa "Grande impresa multisito", ha effettuato la diagnosi del gruppo ottemperando agli obblighi di legge.

La diagnosi energetica permette di ottenere una conoscenza approfondita sugli usi e consumi energetici degli impianti in esame al fine di individuare le modifiche più efficaci; la diagnosi rappresenta quindi la condizione necessaria per realizzare un percorso di riduzione dei consumi di energia negli usi finali, attraverso l'individuazione e la modifica/gestione delle attività a più bassa efficienza energetica attraverso la valutazione dei possibili margini di risparmio conseguibili.

Per far questo occorre che sulla base dell'analisi dei dati raccolti siano individuati opportuni indicatori energetici; gli indicatori dovranno essere utilizzati per confrontare le performance energetiche dell'azienda rispetto a indicatori di benchmark in modo da poter definire se sia necessario proseguire con l'individuazione di potenziali interventi di miglioramento.

Per l'esecuzione della diagnosi del Gruppo Ascopiave sono state seguite le indicazioni contenute nella linea guida ENEA per l'esecuzione della diagnosi energetica nelle imprese ai sensi del D.Lgs. 102/2014 e contenuta nell'allegato 2 ai chiarimenti ministeriali del maggio 2015.

Obblighi di efficienza e di risparmio energetico

Il Decreto Letta, all'articolo 16, comma 4, stabilisce che le imprese di distribuzione di gas naturale devono perseguire obiettivi di risparmio energetico e sviluppo di fonti rinnovabili.

La definizione degli obiettivi quantitativi nazionali e dei principi di valutazione dei risultati ottenuti è stata demandata al Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, che ha provveduto ad emanare il Decreto Ministeriale 20 luglio 2004.

Con il Decreto 21 dicembre 2007, il Ministero dello Sviluppo Economico ha rivisto e aggiornato il Decreto 20 luglio 2004 nei seguenti punti:

- sono stati rivisti gli obiettivi per gli anni 2008 e 2009, alla luce dell'eccesso di offerta di titoli di efficienza energetica registratasi sul mercato;
- sono stati definiti gli obiettivi per il triennio 2010-2012, tenuto conto del target di riduzione dei consumi energetici fissato dal piano d'azione al 2016, pari a 10,86 MTEP;
- gli obblighi di efficienza e di risparmio energetico per ciascuno degli anni successivi al 2007 sono stati estesi ai distributori che, alla data del 31 dicembre di due anni antecedenti a ciascun anno d'obbligo, abbiano connessi alla propria rete di distribuzione più di 50.000 clienti finali.

Gli obiettivi di risparmio energetico (che valgono sia per i distributori di gas naturale che di energia elettrica) previsti dal Decreto 20 luglio 2004, integrato dal Decreto 21 dicembre 2007, sono pari a:

- 0,10 Milioni di TEP per il 2005;
- 0,20 Milioni di TEP per il 2006;
- 0,40 Milioni di TEP per il 2007;
- 1,00 Milioni di TEP per il 2008;
- 1,40 Milioni di TEP per il 2009;
- 1,90 Milioni di TEP per il 2010;
- 2,20 Milioni di TEP per il 2011;
- 2,50 Milioni di TEP per il 2012.

Il conseguimento di risparmi energetici viene attestato attraverso l'assegnazione di titoli di efficienza energetica, i c.d. Certificati Bianchi. Per adempiere agli obblighi previsti dal Decreto 20 luglio 2004, integrato dal Decreto 21 dicembre 2007, e vedersi così riconosciuti i Certificati Bianchi, i distributori possono:

- realizzare interventi diretti a migliorare l'efficienza energetica delle tecnologie installate o delle relative modalità di utilizzo;

- acquistare direttamente i Certificati Bianchi da terzi, mediante contrattazione bilaterale oppure tramite negoziazione in un apposito mercato istituito presso il Gestore del mercato elettrico (GME).

Con il Decreto del 28 dicembre 2012 sono stati definiti i nuovi obiettivi di risparmio di energia primaria annua nel periodo 2013-2016 per i distributori obbligati e in particolare:

- 4,6 Mtep al 2013;
- 6,2 Mtep al 2014;
- 6,6 Mtep al 2015;
- 7,6 Mtep al 2016;

Per i distributori di gas naturale la quota dei suddetti obblighi corrisponde ai seguenti certificati bianchi:

- 3,04 milioni di certificati bianchi da conseguire nel 2014
- 3,49 milioni di certificati bianchi da conseguire nel 2015
- 4,28 milioni di certificati bianchi da conseguire nel 2016

Per gli anni 2013 e 2014 il soggetto obbligato ha dovuto consegnare una quota almeno superiore al 50% del suo obbligo annuale che deve compensare nel biennio successivo per non incorrere in sanzioni. Per gli anni 2015 e 2016 il valore minimo è fissato nel 60% dell'obbligo di competenza sempre con la possibilità di compensare nel biennio successivo per non incorrere in sanzioni.

Inoltre il Decreto 28 dicembre 2012 ha dato attuazione a quanto previsto nel decreto 28/2011 per cui l'attività di gestione, valutazione e certificazione dei risparmi correlati ai progetti di efficienza energetica condotti nell'ambito del meccanismo dei certificati bianchi vengono trasferiti al GSE – Gestore dei Servizi Energetici.

Il Decreto ha anche ampliato ad altri soggetti diversi dalle imprese distributrici e dalle Energy Saving Company (le c.d. ESCO), la possibilità di presentare progetti ai fini dell'ottenimento di certificati bianchi.

Le società del Gruppo Ascopiave S.p.A. ed Unigas Distribuzione S.r.l., soggette agli obblighi definiti dai Decreti 20 luglio 2004, 21 dicembre 2007 e 28 dicembre 2012, sono tenute al rispetto degli obiettivi di risparmio energetico determinati annualmente dal GSE.

Il GSE ha il compito di verificare che ciascun distributore posseda i titoli di efficienza energetica corrispondenti all'obiettivo annuo assegnato (maggiorato di eventuali quote aggiuntive per compensazioni o aggiornato in seguito all'introduzione di nuovi obiettivi quantitativi nazionali) e di informare il Ministero dello Sviluppo Economico, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e il Gestore del Mercato Elettrico dei titoli ricevuti e degli esiti delle verifiche.

Qualora un distributore non raggiunga l'obiettivo stabilito, potrà essere destinatario di una sanzione amministrativa irrogata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, in attuazione della Legge n. 481 del 14 novembre 1995 e alle indicazioni del decreto del 28 dicembre 2012.

I prossimi obiettivi per i distributori obbligati relativamente al periodo 2017-2020 saranno definiti tenendo in considerazione quanto previsto dalla Strategia Energetica Nazionale e dal D.lgs 102/2014 ma anche valutando il nuovo quadro operativo che verrà rivisto a breve con l'aggiornamento delle nuove linee guida del meccanismo. A tal fine il documento di consultazione del Ministero dello Sviluppo Economico del luglio 2015 ("Proposte per il potenziamento e

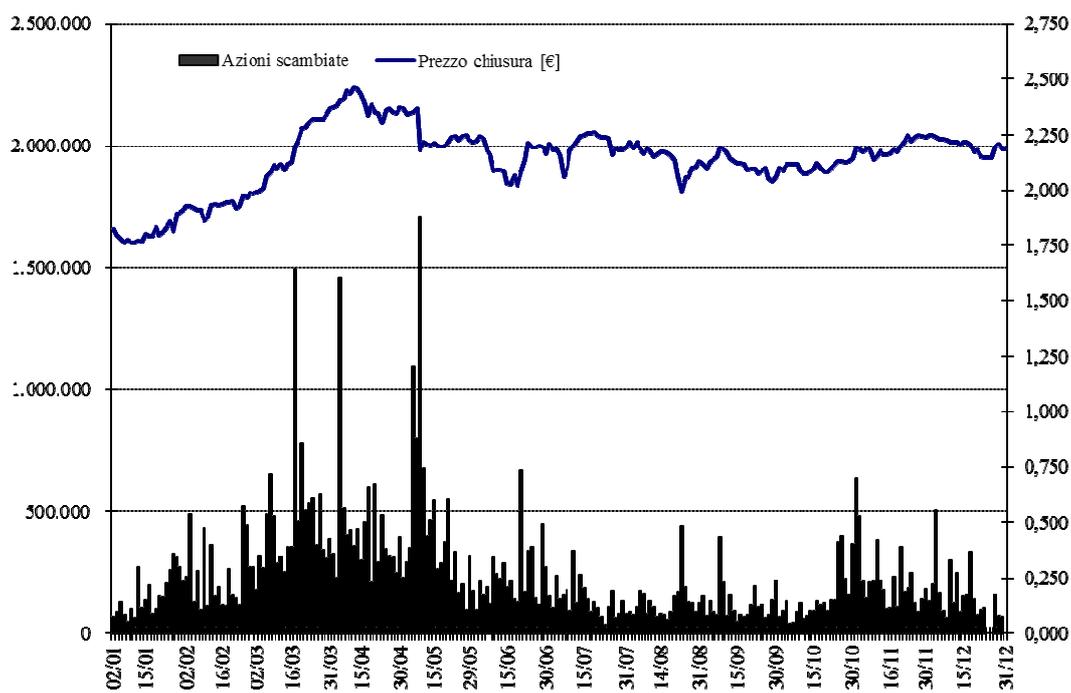
la qualifica del meccanismo dei certificati bianchi”) sembrerebbe orientare il legislatore a una importante revisione del meccanismo a partire dal coefficiente “tau” che è servito a correlare vita tecnica e vita utile degli impianti, per poi considerare il concetto di addizionalità che ha sempre fatto molto discutere, per arrivare all’estensione degli ambiti di applicazione (vedi settore idrico e reti elettriche). Saranno anche rivisti i certificati bianchi destinati ai progetti che prevedono la sostituzione di fonti fossili con fonti rinnovabili e si sta pensando anche di adeguare i metodi di valutazione dei risparmi per renderli più gestibili dagli operatori. E’ interessante anche il capitolo che riguarda le misure per comportamenti speculativi come ad esempio quello di evitare che alcuni operatori trattengano per lungo tempo i titoli sul loro conto proprietà al fine di incrementare i valori di scambio dei titoli.

Per quanto concerne l’approfondimento della tematica relativa all’efficienza energetica ed il risparmio energetico per le società del Gruppo, si rimanda al paragrafo relativo alla “Efficienza e risparmio energetico”.

Andamento del titolo Ascopiave S.p.A. in Borsa

Alla data del 30 dicembre 2015 il titolo Ascopiave registrava una quotazione pari a 2,184 Euro per azione, con un incremento di 20,0 punti percentuali rispetto alla quotazione di inizio 2015 (1,820 Euro per azione, riferita al 2 gennaio 2015).

La capitalizzazione di Borsa al 30 dicembre 2015 risultava pari a 516,08 milioni di Euro³.



La quotazione del titolo nel corso dell’esercizio 2015 ha registrato una performance positiva (+20,0%), in linea con l’andamento dei principali indici azionari nazionali: indice FTSE Italia Star: +38,2%; indice settoriale FTSE Italia Servizi di Pubblica Utilità: +23,8%; indice FTSE Italia All-Share: +14,6%.

Nella tabella che segue si riportano i principali dati azionari e borsistici al 30 dicembre 2015:

³ La capitalizzazione di Borsa delle principali società quotate attive nel comparto dei servizi pubblici locali (A2A, Acea, Acsm-Agam, Hera ed Iren) al 30 dicembre 2015 risultava pari a 12,4 miliardi di Euro. Dati ufficiali tratti dal sito di Borsa Italiana (www.borsaitaliana.it).

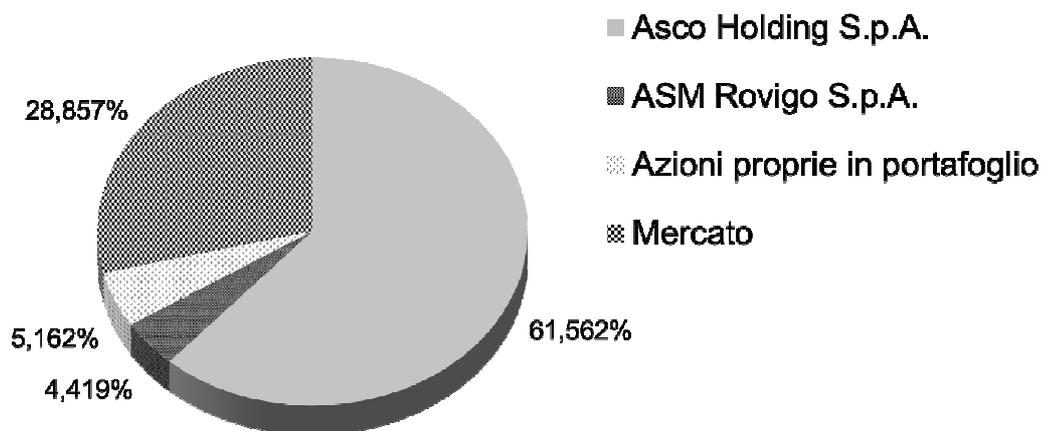
Dati azionari e borsistici	30.12.2015	30.12.2014
Utile per azione (Euro)	0,19	0,16
Patrimonio netto per azione (Euro)	1,77	1,73
Prezzo di collocamento (Euro)	1,800	1,800
Prezzo di chiusura (Euro)	2,184	1,826
Prezzo massimo annuo (Euro)	2,460	2,326
Prezzo minimo annuo (Euro)	1,760	1,708
Capitalizzazione di borsa (Milioni di Euro)	516,08	427,16
N. di azioni in circolazione	222.310.702	222.216.361
N. di azioni che compongono il capitale sociale	234.411.575	234.411.575
N. di azioni proprie in portafoglio	12.100.873	12.195.214

Controllo della società

Alla data del 31 dicembre 2015 Asco Holding S.p.A. controlla direttamente il capitale di Ascopiave S.p.A. in misura pari al 61,562%.

La composizione azionaria di Ascopiave S.p.A. (numero di azioni possedute dai soci sul totale delle azioni costituenti il capitale sociale) è la seguente:

Composizione azionaria di Ascopiave S.p.A.



Elaborazione interna su informazioni pervenute ad Ascopiave S.p.A. ai sensi dell'art. 120 TUF.

Corporate Governance e Codice Etico

Nel corso del 2015 Ascopiave S.p.A. ha proseguito il percorso di sviluppo del sistema di corporate governance impostato nel corso degli esercizi precedenti, rafforzando il sistema di gestione del rischio e apportando ulteriori miglioramenti agli strumenti diretti a tutelare gli interessi degli investitori.

Controllo interno

Il piano di attività della struttura di Internal Audit è approvato con cadenza annuale dal Consiglio di Amministrazione della Società. In particolare le attività di verifica inquadrate nel suddetto piano di attività, basate su un processo di

prioritizzazione dei principali rischi, riguardano sia ambiti di compliance sia i processi aziendali riferibili alle aree di business ritenute maggiormente strategiche.

Dirigente Preposto

Il Dirigente Preposto, con l'ausilio della funzione di Internal Audit, ha rivisto, nell'ambito delle attività di verifica, l'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili ed ha proseguito nell'attività di monitoraggio delle procedure ritenute rilevanti ai fini della compilazione dell'informativa finanziaria. Allo scopo, la Società è dotata di strumenti di continuous auditing, che consentono l'automazione delle procedure di controllo.

Modello di organizzazione, gestione e controllo ai sensi del d.lgs. 231/2001

Ascopiave S.p.A. e tutte le Società controllate sono dotate di un Modello di organizzazione, gestione e controllo; le stesse hanno aderito al Codice Etico della capogruppo Ascopiave.

La Società, avvalendosi dell'attività dell'Organismo di Vigilanza, monitora costantemente l'efficacia e l'adeguatezza del Modello adottato.

La Società ha, inoltre, continuato la propria attività di promozione, conoscenza e comprensione del Codice Etico nei confronti di tutti i suoi interlocutori, specie nell'ambito dei rapporti commerciali e istituzionali. Si ricorda che il Modello 231 e il Codice Etico sono consultabili alla sezione corporate governance del sito www.gruppoascopiave.it.

Rapporti con parti correlate e collegate

Il Gruppo intrattiene i seguenti rapporti con parti correlate che producono le seguenti tipologie di costi di esercizio:

- ✓ Acquisto di servizi telematici e informatici dalla consociata ASCO TLC S.p.A.;
- ✓ Acquisto di materiali per la produzione e di servizi di manutenzione dalla consociata SEVEN CENTER S.r.l.;
- ✓ Rapporti di conto corrente di corrispondenza passivi verso ASM Set S.r.l., controllata a controllo congiunto;
- ✓ Servizi amministrativi verso ASM Set S.r.l., controllata a controllo congiunto;
- ✓ Acquisto di gas dalla collegata Sinergie Italiane S.r.l. in liquidazione
- ✓ Servizi amministrativi e del personale di Unigas Distribuzione S.r.l.
- ✓ Acquisto di energia elettrica dalla società Estenergy S.p.A., controllata a controllo congiunto.

Il Gruppo intrattiene i seguenti rapporti con parti correlate che producono le seguenti tipologie di ricavi di esercizio:

- ✓ Locazione di immobili di proprietà verso la consociata ASCO TLC S.p.A.;
- ✓ Locazione di immobili di proprietà verso la collegata Sinergie Italiane S.r.l. in liquidazione;
- ✓ Rapporti di conto corrente di corrispondenza attivi verso ASM Set S.r.l. controllata a controllo congiunto;
- ✓ Servizi amministrativi e del personale da Ascopiave S.p.A. ad ASM Set S.r.l., Unigas Distribuzione S.r.l., Sinergie Italiane S.r.l. in liquidazione e a SEVEN CENTER S.r.l.;
- ✓ Vendita di energia elettrica verso ASM Set S.r.l., controllata a controllo congiunto.

Rapporti derivanti dal consolidato fiscale con Asco Holding S.p.A.:

Ascopiave S.p.A., Ascotrade S.p.A., Asm DG S.r.l., Edigas Esercizio Distribuzione Gas S.p.A., Pasubio Servizi S.r.l., Blue Meta S.p.A. e Veritas Energia S.p.A. hanno aderito al consolidamento dei rapporti tributari in capo alla controllante Asco Holding S.p.A., evidenziati tra le attività e passività correnti.

Si evidenzia che tali rapporti sono improntati alla massima trasparenza ed a condizioni di mercato per quanto concerne i singoli rapporti si rimanda alle note esplicative di questa relazione finanziaria.

La tabella che segue riporta la consistenza economica e finanziaria dei rapporti già descritti:

(migliaia di Euro)	Crediti commerciali	Altri crediti	Debiti commerciali	Altri debiti	Costi			Ricavi		
					Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro
<i>Società controllanti</i>										
ASCO HOLDING S.P.A.	65	0	0	0	0	0	17.102	0	68	0
Totale controllanti	65	0	0	0	0	0	17.102	0	68	0
<i>Società consociate</i>										
ASCO TLC S.P.A.	130	52	0	0	0	522	12	0	127	323
SEVEN CENTER S.R.L.	54	0	131	0	8	319	11	0	47	0
Totale consociate	184	52	131	0	8	841	23	0	174	323
<i>Società collegate e a controllo congiunto</i>										
Estenergy S.p.A.	36	0	349	0	0	0	0	0	0	0
ASM SET S.R.L.	1.725	0	7	249	0	36	67	6.330	447	60
Unigas Distribuzione S.r.l.	61	0	2.669	0	0	9.244	0	123	45	0
SINERGIE ITALIANE S.R.L.	49	9.900	0	0	79.417	0	0	0	71	0
Totale collegate/controllo congiunto	1.871	9.900	3.025	249	79.417	9.280	67	6.453	563	60
Totale	2.120	9.951	3.156	249	79.425	10.121	17.193	6.453	805	383

Fatti di rilievo avvenuti nel corso dell'esercizio 2015

Assemblea degli azionisti del 23 aprile 2015

L'Assemblea degli Azionisti di Ascopiave S.p.A., riunitasi in sede ordinaria il giorno 23 aprile 2015, sotto la presidenza del dott. Fulvio Zugno, ha approvato il bilancio dell'esercizio 2014 e deliberato di procedere alla distribuzione di un dividendo pari a 0,15 Euro per azione. Il dividendo è stato pagato il 13 maggio 2015, con stacco cedola l'11 maggio 2015 (record date il 12 maggio 2015).

L'Assemblea ha, inoltre, approvato la politica per la remunerazione della Società, redatta ai sensi dell'art. 123-ter del TUF e approvato un piano di incentivazione a lungo termine a base azionaria per il triennio 2015-2017, riservato agli amministratori esecutivi e alla direzione aziendale.

Nella seduta, è stato altresì approvato un nuovo piano di acquisto e disposizione di azioni proprie a norma degli artt. 2357 e 2357-ter del codice civile, in sostituzione e revoca della precedente autorizzazione del 24 aprile 2014.

Da ultimo, a seguito della scadenza dell'incarico di revisione conferito, nel 2005, alla società Reconta Ernst & Young S.p.A., l'Assemblea ha deliberato di conferire l'incarico di revisione legale dei conti di Ascopiave S.p.A. per gli esercizi 2015 – 2023 alla società di revisione PriceWaterhouseCoopers S.p.A..

Piano di incentivazione a lungo termine 2015-2017

In data 29 giugno 2015, il Consiglio di Amministrazione di Ascopiave S.p.A. ha individuato i beneficiari del nuovo Piano di incentivazione a lungo termine 2015-2017 (il "Piano"), approvato dall'Assemblea dei soci dello scorso 23 aprile 2015.

In conformità con le previsioni del Regolamento del Piano, il Consiglio di Amministrazione ha ritenuto di indicare quali

beneficiari dei potenziali esiti del Piano gli amministratori esecutivi delle società Ascopiave S.p.A. e Ascotrade S.p.A., e un insieme di dirigenti e risorse direttive del Gruppo Ascopiave, sulla base di criteri di rilevanza delle funzioni svolte.

Robin Tax

Dal 2016 le società del gruppo non sono più obbligate al versamento dell'addizionale IRES (c.d. Robin Tax) dichiarata incostituzionale dalla sentenza della Corte di Cassazione n. 10 dell'11 febbraio 2015. In seguito a tale pronuncia le società hanno inoltrato agli Uffici competenti presso l'Agenzia delle Entrate nel mese dicembre 2015, le istanze di rimborso dell'addizionale IRES versata per gli anni dal 2008 al 2014 per l'importo di Euro 26,6 milioni, dei quali Euro 20,8 milioni competono al segmento della vendita di gas ed energia elettrica.

Altri fatti di rilievo

Con Sentenza n. 2221/2015, depositata il 19 ottobre 2015, il T.A.R. della Lombardia ha respinto il ricorso presentato da Ascopiave insieme con altri operatori contro la Deliberazione dell'AEEGSI ARG/gas 367/2014.

Limitando il commento agli aspetti di maggior impatto, la sentenza ha riconosciuto la legittimità della soluzione regolatoria asimmetrica adottata dall'Autorità, la quale prevede che, per ciascun impianto comunale, il capitale investito netto di località (RAB), riconosciuto all'aggiudicatario della gara d'ambito territoriale, sarà pari:

- al valore di rimborso del suddetto impianto, nel caso in cui il gestore entrante sia diverso dall'uscente;
- al valore attualmente riconosciuto in vigore dell'attuale concessione comunale, nel caso in cui vi sia coincidenza tra entrante ed uscente.

Si precisa che la regolazione asimmetrica si applicherà esclusivamente per il periodo di durata della prima concessione d'ambito.

L'AEEGSI, in virtù della legge istitutiva n. 481/95, svolge funzione di monitoraggio dei livelli dei prezzi del gas naturale e definisce le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti che hanno diritto al servizio di tutela. Le decisioni dell'AEEGSI in tale materia possono limitare la capacità degli operatori del gas di trasferire gli incrementi del costo della materia prima nel prezzo finale. I clienti che hanno diritto al servizio di tutela sono i clienti finali domestici e i condomini a uso domestico con consumi inferiori a 200 mila metri cubi/anno.

Nel 2013 l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico (AEEGSI - "Autorità") ha riformato la struttura delle tariffe gas ai clienti tutelati del segmento civile con il passaggio all'indicizzazione hub della componente a copertura del costo della materia prima – quotazioni forward rilevate presso l'hub olandese TTF - in luogo della precedente prevalentemente oil-linked, in un contesto di mercato che vedeva quotazioni hub del gas significativamente inferiori rispetto a quelle dei contratti long-term indicizzati all'olio. In tale ambito, l'Autorità introduce, con la delibera 447/2013/R/gas, fra gli strumenti compensativi per gli operatori titolari di contratti di lungo termine, un meccanismo facoltativo "per la promozione della rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine". Tale meccanismo di compensazione, imperniato sul cosiddetto APR (ammontare pro rinegoziazione), ha il duplice obiettivo da un lato di assicurare a tali operatori titolari di contratti di approvvigionamento long term (tipicamente oil-linked) una graduale transizione al nuovo regime dei prezzi, compensando parte dei maggiori costi di approvvigionamento long term non più recuperabili attraverso la tariffa, dall'altro di garantire i clienti tutelati nel caso di inversione di tendenza tra i prezzi spot del gas e le formule long term nei tre anni successivi alla riforma. Il periodo di riferimento del Meccanismo APR è costituito dai tre anni termici 2014/2016.

L'importo iniziale della compensazione è stato definito dall'Autorità nel 2013 per ciascun operatore sulla base della

documentazione presentata, considerando il differenziale tra il costo medio efficiente teorico dei contratti di lungo periodo (cd Ptop) e il prezzo espresso dal mercato hub (riferimento TTF), attribuendo agli operatori la facoltà di aderirvi. L'Autorità ha determinato (con riferimento ai volumi del Gruppo Ascopiave ed ad una lettura forward delle formule di prezzo) una compensazione totale massima per il triennio di vigenza del meccanismo pari ad Euro 11,2 milioni. La delibera prevedeva una regolazione finanziaria del corrispettivo con una proporzione, sui tre anni termici di riferimento, pari a 40/40/20%. Il meccanismo prevedeva un processo di aggiornamento dell'APR nel triennio volto a confermare il valore inizialmente previsto, ovvero, in caso di inversione tra prezzo di approvvigionamento e prezzo spot, a determinare una restituzione ai clienti finali fino a 3 volte l'importo inizialmente definito: circa Euro 33,5 milioni. In particolare, l'evoluzione al ribasso si sarebbe attivata nel caso in cui il prezzo di approvvigionamento di lungo periodo fosse risultato inferiore al prezzo spot, secondo gli indicatori e le modalità indicate nella delibera 447/2013/R/GAS. Il Gruppo Ascopiave non ha aderito in prima offerta al meccanismo APR posto in essere dall'AEEGSI in ragione delle, valutate sfavorevoli, condizioni di funzionamento pur impugnando, con richiesta di sospensiva, davanti al TAR della Lombardia il provvedimento stesso.

Assunto che il Gruppo Ascopiave non ritenne di aderire nel precedente biennio al meccanismo dell'APR, pur essendo titolare a mezzo della collegata Sinergie Italiane S.r.l. in liquidazione di contratti di approvvigionamento di lungo periodo, e che nel corso del terzo trimestre dell'esercizio 2015 ha perfezionato la rinegoziazione delle formule che regolano i prezzi di approvvigionamento del gas naturale, il Gruppo ha ritenuto di rivalutare la posizione originariamente assunta.

L'evoluzione delle condizioni generali del mercato del gas naturale, l'effetto derivante dalla rinegoziazione delle formule di indicizzazione del contratto di lungo periodo di Gruppo ed i ragionevoli scenari elaborati dal management, hanno segnalato come remoto il rischio di patire perdite economiche causate dall'adesione al sopradetto meccanismo. Gli stessi scenari, hanno piuttosto evidenziando, una possibile perdita di future opportunità economiche in caso di mancata adesione al meccanismo stesso. Vista la ragionevolezza degli scenari elaborati, si è ritenuto di aderire al meccanismo APR e gli effetti economici del funzionamento di tale meccanismo saranno riportati a bilancio in coerenza con le future deliberazioni dell'AEEGSI in materia.

Il Gruppo, anche se non ha visto riconosciute le proprie rimostranze presso il TAR della Lombardia relative ad alcuni profili di funzionamento dell'originario meccanismo di rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento del gas naturale, valuterà se appellare davanti al consiglio di Stato la negativa sentenza del TAR della Lombardia, a tutela dei propri legittimi interessi.

Vendita di gas naturale e di energia elettrica

Il Gruppo opera nel settore della vendita di gas e di energia elettrica attraverso le società Ascotrade S.p.A., ASM Set S.r.l., Estenergy S.p.A., Blue Meta S.p.A., Veritas Energia S.p.A. Pasubio Servizi S.r.l., Etra Energia S.r.l. e Amgas Blu S.r.l.

Le società ASM Set S.r.l. ed Estenergy S.p.A. sono consolidate con il metodo del patrimonio netto.

Il mercato del gas

Sebbene vi sia sempre una minor correlazione tra l'andamento del mercato del gas e l'andamento del mercato del petrolio, entrambi hanno visto una rilevante flessione dei prezzi. Nel corso dell'anno 2015 si è assistito ad un significativo deprezzamento del valore del Brent (da 57,50 \$/bbl del mese di gennaio a 37,50 \$/bbl nel mese di

dicembre), una diminuzione del valore del TTF (da 23,24 €/MWh del mese di gennaio a 17,48 €/MWh nel mese di dicembre) e contestualmente un apprezzamento del dollaro sull'Euro.

L'offerta è ancora strutturalmente superiore alla domanda e nel breve-medio periodo non si vedono segnali di accordi tra i produttori per ridurre la produzione e rendere il mercato del gas meno liquido, tanto più che l'Iran, a seguito dell'eliminazione delle sanzioni economiche poste sull'accordo nucleare, probabilmente aumenterà la propria produzione nel prossimo esercizio. Allo stesso tempo contribuiscono ad aumentarne la liquidità anche le riviste aspettative sulla crescita delle economie emergenti e gli ingenti investimenti in energie rinnovabili e nella ricerca di nuove soluzioni per il risparmio energetico.

Questa situazione, caratterizzata da una veloce discesa di prezzi, fa sì che gli operatori del mercato all'ingrosso debbano gestire importanti criticità: essere molto attenti ed accurati nella formulazione e nella gestione delle offerte, che spesso diventano obsolete nell'arco di poco tempo, e riuscire a prevedere al contempo adeguati strumenti di copertura.

Le vendite di gas nei confronti dei clienti finali hanno evidenziato un incremento rispetto al 2014, nonostante il 2015 sia risultato l'anno più caldo da quando vengono registrati i dati delle temperature. Anche per l'anno termico in corso l'Autorità ha confermato che il prezzo della materia prima farà riferimento all'Hub olandese TTF, il più liquido in Europa, e non ai prezzi che si formano nel mercato nazionale, in quanto non si è ancora raggiunto un livello di maturità sufficiente per poterlo utilizzare come valido strumento di riferimento dei prezzi.

In relazione alla facoltà di aderire al meccanismo per la rinegoziazione dei contratti a lungo termine (Delibera AEEGSI 447/2013/R/gas), a seguito della sentenza del Tar Lombardia che ha bocciato i ricorsi presentati da molte società interessate (tra le quali Ascotrade S.p.A.) contro il relativo provvedimento emanato dall'Autorità, si è deciso di aderire formalmente alla proposta dell'Autorità. Il meccanismo prende in considerazione i volumi importati in forza della stipula di contratti a lungo termine, nella media annuale nel periodo 2010-2012 e destinati al mercato tutelato. Su tali volumi l'AEEGSI ha fissato un contributo pari a 3,26 eurocent/mc prevedendo che qualora il prezzo medio di importazione "Ptop", nel triennio termico 2013-2016 da parte degli importatori con volumi superiori al 10% del complessivo importato, risultasse inferiore al prezzo fissato dall'Autorità per il mercato tutelato, vi fosse la restituzione al sistema da parte delle società che avevano aderito al meccanismo, pari al differenziale tra "Ptop" e "Cmem" moltiplicati per i volumi iniziali per i quali si aveva goduto del contributo. L'importo massimo da restituire è stato fissato nel limite massimo pari a 3 volte il contributo iniziale ricevuto. Il ricorso di Ascotrade S.p.A. al Tar Lombardia era stato presentato per contestare la decisione di prendere come riferimento i contratti di importazione dei player più attivi escludendo i contratti dei singoli operatori. Durante il periodo di sospensione, 2 anni dall'inizio dell'attivazione del meccanismo, si è potuto però valutare che i contratti di importazione nel loro complesso non avevano costruzioni molto diverse tra loro con disallineamenti dei prezzi che si può ritenere non possano determinare delle situazioni svantaggiose rispetto all'adesione alla rinegoziazione dei contratti prevista dall'Autorità.

Il mercato dell'energia elettrica

I prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica non hanno evidenziato grandi variazioni nell'arco dell'anno, ad esclusione del mese di luglio dove a seguito dell'eccezionale ondata di caldo c'è stata un'impennata dei consumi che ha provocato un aumento dei prezzi superiore al 30% .

Nel corso dell'anno 2015 il valore del "Pun" è passato da 51,10 €/MWh del mese di gennaio a 55,66 €/MWh nel mese di dicembre.

In campo normativo, l'Autorità per l'energia elettrica il gas ed il sistema idrico ha provveduto ad emanare una Delibera tesa ad eliminare la distorsione nella struttura tariffaria che penalizza i consumi più alti e che consiste nell'eliminazione

della progressività nei corrispettivi variabili e nello spostamento di alcuni oneri da corrispettivi variabili a quelli fissi. Tale provvedimento verrà attuato per gradi nell'arco di due anni ed entrando a regime dal gennaio 2018. Inoltre, l'Autorità è intervenuta nella revisione della tariffa di vendita "PCV" relativa ai costi di gestione dei clienti del mercato tutelato adeguandola al modello della componente corrispondente relativa alla gestione dei clienti del mercato tutelato gas (QVD).

Interventi dell'Autorità e del Governo volti sia al settore gas che al settore elettrico

L'Autorità ha fissato per gennaio del 2016 l'avvio dell'obbligo di elaborazione delle bollette secondo il modello previsto (Bolletta 2.0). Tale modello prevede l'esposizione in bolletta di un quadro sintetico del prezzo attraverso l'aggregazione di più componenti in poche voci riepilogative per consentire ai clienti una maggior facilità di comprensione dei costi passanti (costi trasporto, costi distribuzione, oneri accessori ...) , dei costi correlati alle tasse e dei costi relativi alla materia prima e commerciali. L'intenzione è quella di agevolare i clienti finali nel comprendere al meglio la bolletta e al contempo di fornire loro gli strumenti per valutare e comparare in maniera chiara e trasparente le offerte che le società di vendita propongono al mercato finale. Questa introduzione normativa ha impattato in maniera significativa nell'operatività delle società di vendita che per adempiere agli obblighi previsti hanno dovuto spesso introdurre nuove metodologie di calcolo per poter fornire i costi medi richiesti.

Importanti implementazioni dovranno inoltre essere apportate entro l'esercizio 2016 per l'inserimento in bolletta del canone televisivo, e che comporteranno un incremento delle attività di gestione del processo e di interfaccia con i clienti finali e con gli uffici pubblici che dovranno ricevere i report specifici di tale attività.

Inoltre, con il Disegno di Legge 2085 relativo alla completa liberalizzazione del mercato "retail" dell'energia elettrica e del gas, si è aperto un acceso dibattito tra le Associazioni delle società di vendita e la Commissione preposta del Governo: le Associazioni hanno indicato la loro preferenza per la liberalizzazione totale valutando i mercati maturi per accogliere questa sfida, mentre l'Autorità sta proponendo al governo ancora dei passi intermedi per arrivare gradualmente alla completa liberalizzazione dei mercati.

Gruppo Ascopiave: andamento della gestione

Nel 2015, i volumi di gas venduti al mercato finale dalle società consolidate al 100% sono stati pari a 818,6 milioni di metri cubi, segnando un incremento del 7,3% rispetto al 2014. A questi si aggiungono i volumi delle società consolidate proporzionalmente (Estenergy S.p.A. e ASM Set S.r.l.), che nel 2015 hanno venduto complessivamente 291,2 milioni di metri cubi di gas (+13,9% rispetto all'esercizio precedente).

Per quanto concerne l'attività di vendita di energia elettrica, nel 2015 il quantitativo di elettricità venduto dalle società consolidate al 100% è stato pari a 352,4 GWh, segnando un decremento del 7,6% rispetto al 2014. A questo si aggiunge il quantitativo venduto dalle società consolidate proporzionalmente (Estenergy S.p.A. e Asm Set S.r.l.), che nel 2015 è stato pari a 116,7 GWh con una diminuzione del -27,1% rispetto al 2014.

Distribuzione di gas naturale

Il Gruppo opera nel settore della distribuzione del gas attraverso le società Ascopiave S.p.A., ASM DG S.r.l., Edigas Esercizio Distribuzione Gas S.p.A. e Unigas Distribuzione S.r.l..La società Unigas Distribuzione S.r.l. è consolidata con il metodo del patrimonio netto.

L'attività di distribuzione del gas naturale

Ascopiave S.p.A.

Nel 2015 è proseguita l'attività di revisione e affinamento dei processi con l'obiettivo di ridurre i costi operativi, realizzare interventi e incrementare la capacità di produrre valore con le risorse interne. Questo allo scopo di affrontare nelle migliori condizioni possibili il confronto con i nostri competitors in termini di efficienza di gestione in previsione dell'avvio delle gare d'ambito.

In quest'ottica è diventato pienamente operativo il sistema di Work Force Management a supporto della forza lavoro per le attività in campo. Questo sistema ha permesso di perseguire l'ottimizzazione dell'impiego delle risorse operative attraverso una migliore pianificazione delle attività. Inoltre la consuntivazione degli ordini di lavoro direttamente dai tablet in dotazione al personale ha consentito una riduzione significativa di risorse dedicate alle attività di back office a vantaggio anche del servizio offerto. Il miglioramento nella gestione delle attività per conto delle società di vendita e dei clienti finali ha permesso un significativo miglioramento degli standard di qualità del servizio con una riduzione di oltre il 30% nel numero delle prestazioni eseguite fuori standard rispetto ai parametri fissati da AEEGSI e degli importi degli indennizzi erogati ai clienti finali.

Nel corso dell'anno è stata incrementata l'integrazione funzionale con le altre società di distribuzione controllate, con particolare riferimento all'integrazione delle strutture di pronto intervento e al supporto operativo nelle attività di esercizio di Edigas e di ASM DG. L'integrazione spinta nelle attività di distribuzione con ASM DG ha permesso di razionalizzare ulteriormente le sedi operative con la chiusura della sede di Porto Viro (RO).

Particolarmente significativo è stato il carico di lavoro necessario per assecondare le richieste dei comuni per la messa a disposizione degli stati di consistenza degli impianti e della determinazione dei VIR (valori industriali residui). Tutte le richieste pervenute sono state processate entro i termini previsti dalle normative vigenti.

In ottemperanza alle disposizioni della AEEGSI, è proseguito il processo di rinnovo del parco contatori con il raggiungimento di tutti i principali obiettivi previsti dalla regolazione vigente. In questo contesto a partire dalla seconda metà dell'anno sono stati avviati progetti pilota per la sperimentazione della tecnologia 169 MHz nei contatori mass market, in alternativa alla tecnologia "punto punto", grazie anche alla fattiva collaborazione di numerose amministrazioni comunali che hanno aderito alla nostra iniziativa mettendo a disposizione siti per l'installazione di apparati per la ricezione dei dati di misura (concentratori). Nel corso del 2015 sono stati posati oltre 35.000 contatori elettronici, utilizzando interamente risorse operative interne.

In riferimento alle attività di estensione e potenziamento delle reti e degli impianti di distribuzione, sono stati posati oltre 83 km di rete con un aumento rispetto all'anno precedente pari a circa il 25%. Al contempo sono stati realizzati con la forza lavoro dell'unità specialistica quasi cento gruppi di riduzione riducendo fortemente il ricorso a forniture esterne. Tutte le attività di progettazione e direzione lavori per la realizzazione delle reti e degli impianti di distribuzione sono state effettuate con risorse interne.

Nel corso dell'anno sono stati realizzati gli interventi di manutenzione straordinaria pianificati per superare la

progressiva obsolescenza degli impianti e migliorare le capacità di trasporto delle reti. Presso le principali cabine di riduzione e misura sono stati inoltre completati gli interventi per l'efficientamento degli impianti di preriscaldamento che consentiranno una significativa riduzione nei costi di condizionamento del gas immesso in rete.

Anche nel 2015 sono stati rispettati i programmi previsti per le attività di conduzione e manutenzione, con ulteriore incremento delle attività svolte con personale interno rispetto al ricorso di appalti esterni.

Nel 2015 la struttura di pronto intervento ha effettuato oltre 5.000 interventi, con un tempo medio di arrivo sul luogo di chiamata largamente inferiore ai 60 minuti previsti dall'AEEGSI.

Nel corso del 2015 si è provveduto ad ispezionare circa il 90 % della rete di distribuzione allo scopo di individuare fuoriuscite incontrollate di gas conseguenti a deterioramenti o danneggiamenti degli impianti. L'attività è stata svolta prevalentemente con risorse interne superando gli standard minimi richiesti dall'AEEGSI e corrisponde alla particolare attenzione posta al tema della sicurezza del servizio.

ASM DG S.r.l.

ASM DG S.r.l. gestisce la rete di distribuzione di gas naturale nel comune di Rovigo grazie all'utilizzo di strumenti gestionali e di procedure messe a disposizione dalla capogruppo Ascopiave S.p.A.. Importanti sinergie, con la capogruppo Ascopiave S.p.A. e con le altre società del Gruppo, sono presenti in tutte le attività amministrative, tecniche, di controllo dei processi e di gestione delle risorse umane.

Il servizio di call center di pronto intervento è affidato ad una unica società con identiche condizioni contrattuali per tutte le società del gruppo, con evidenti risvolti positivi sia dal punto di vista economico che di uniformità della gestione. Anche le attività di pronto intervento, essenziali per la sicurezza di esercizio degli impianti di distribuzione gas, sono gestite d'insieme con la capogruppo e ciò ha permesso di disporre di una miglior valutazione delle situazioni maggiormente critiche o pericolose.

Le attività di progettazione, di preventivazione e di direzione lavori per la realizzazione di nuove porzioni di impianti distributivi vengono svolte dalla società su richiesta di clienti privati e di pubbliche amministrazioni. Nel 2015 gli investimenti realizzati per il potenziamento e la manutenzione della rete di distribuzione sono stati significativi, provvedendo alla sostituzione di numerosi vecchi tratti di rete cittadina ormai obsoleti ed al rifacimento di decine di allacciamenti d'utenza datati o vetusti. Inoltre, il programma di sostituzione delle condotte in ghisa con giunto canapa piombo avviato nel 2003 ed imposto dall'AEEGSI, è stato concluso in consistente anticipo rispetto ai tempi imposti dalla Autorità di Regolazione.

Al fine di mantenere la continuità del servizio con adeguati livelli di sicurezza e qualità, l'attività di manutenzione della rete e degli impianti è svolta in parte attraverso l'intervento di personale interno ed in parte avvalendosi di servizi di aziende terze.

Gli indicatori di sicurezza (tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento, ispezione programmata rete e misure del grado di odorizzazione) e di continuità (interruzioni del servizio) sono stati mantenuti efficacemente sotto controllo, nel pieno rispetto degli obblighi di servizio prefissati dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas.

Nel 2015 la struttura di pronto intervento aziendale, operativa 24 ore su 24, tutti i giorni dell'anno e raggiungibile

tramite numero verde dedicato, ha effettuato i propri interventi, assicurando un tempo di arrivo sul luogo di chiamata in media largamente inferiore ai 60 minuti.

Nel corso dell'anno l'azienda ha provveduto ad ispezionare la rete con lo scopo di ridurre i rischi derivanti da fuoriuscite incontrollate di gas determinate da deterioramenti o danneggiamenti degli impianti. Tutte le dispersioni rilevate sono state riparate entro gli standard temporali previsti dall'Autorità. Il programma di ispezione realizzato nell'anno 2015 è stato molto più spinto rispetto a quanto richiesto dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas e ciò a dimostrazione della particolare attenzione prestata da ASM DG S.r.l. al tema della sicurezza.

Inoltre, la corretta odorizzazione del gas è stata monitorata periodicamente. Tutti gli impianti di primo salto utilizzano sistemi di iniezione automatica che consentono il dosaggio diretto e puntuale del contenuto di odorizzante e sono stati effettuati controlli in merito al grado di odorizzazione pari ad almeno il doppio di quanto previsto dall'Autorità per standard di servizio.

Le attività sui misuratori, quali attivazioni, subentri, cessazioni, riattivazioni da morosità, a servizio delle società di vendita accreditate sono state eseguite in conformità ed in sintonia con gli standard previsti dalla carta del servizio aziendale e con tempi molto inferiori ai massimi previsti dall'Autorità.

Riguardo alle attività di rinnovo del parco contatori per l'adeguamento agli standard prescritti dall'Autorità per l'energia Elettrica ed il Gas con la delibera 155/08 e seguenti, nel 2015 si sono adeguati circa 1.300 contatori, superando ampiamente le percentuali minime stabilite per l'anno dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas. Al 31 dicembre 2015 risultano adeguati complessivamente n. 2.570 gruppi di misura alle prescrizioni della delibera 155/08.

Edigas Esercizio Distribuzione Gas S.p.A.

Edigas Esercizio Distribuzione Gas S.p.A. (d'ora in avanti Edigas DG S.p.A.) gestisce l'attività di distribuzione del gas in 27 comuni, nelle regioni Lombardia, Piemonte e Liguria.

Nel 2015 gli investimenti realizzati per l'estensione, il potenziamento e la manutenzione della rete di distribuzione sono stati significativi e si sono concentrati nel Comune di Albenga, nel Comune di Sabbioneta e nel Comune di Viverone (BI), terminando l'estensione sul lungo lago ed è stato eseguito un ampliamento rete con attraversamento autostradale nel Comune di Alice Castello, per eliminare la tubazione sul cavalcavia.

Nel corso dell'anno sono stati posati complessivamente più di 3,5 chilometri di rete, con interventi in 8 Comuni. Inoltre, si è provveduto alla esecuzione, per la protezione catodica, di pozzi verticali a Castellucchio, nel Comune di Tornata e si è provveduto al rifacimento del dispersore orizzontale di Castellucchio.

La società effettua l'attività di manutenzione della rete e degli impianti al fine di mantenere adeguati livelli di sicurezza, di qualità e di continuità del servizio, in parte attraverso l'intervento di personale interno, in parte avvalendosi di servizi di aziende terze.

Sugli impianti di decompressione di primo salto (Re.Mi.), di riduzione finale (GRF) e di riduzione e misura (GRM) l'attività di manutenzione preventiva e correttiva prevista dalla normativa vigente viene svolta prevalentemente mediante personale dipendente ma anche avvalendosi dell'intervento di aziende terze specializzate.

Si è provveduto, allo smaltimento eternit, nei Comuni di Castellucchio e Salussola, delle coperture Remi sostituendole con fibrocemento ecologico e nel 2015 si è provveduto alla manutenzione straordinaria di 32 gruppi di riduzione finale e di un GRI, sono stati posati ed attivati 11 gruppi di riduzione finale in sostituzione di materiale obsoleto e si sono cambiate interamente le apparecchiature in n.6 GRF ed sono stati posati ed attivati n. 2 nuovi GRM.

Gli indicatori di sicurezza (tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento, ispezione programmata rete e misure del grado di odorizzazione) e di continuità (interruzioni del servizio) sono stati mantenuti efficacemente sotto controllo, nel pieno rispetto degli obblighi di servizio prefissati dalla Delibera AEEGSI. Nel 2015 la struttura di pronto intervento aziendale, operativa 24 ore su 24, tutti i giorni dell'anno, ha svolto i propri interventi, assicurando un tempo di arrivo sul luogo di chiamata che, in media, è stato largamente inferiore a 60 minuti.

Nel corso del 2015 si è provveduto ad ispezionare la rete allo scopo di ridurre i rischi derivanti da fuoriuscite incontrollate di gas determinate da deterioramenti o danneggiamenti degli impianti. Il programma di ispezione realizzato (circa Km. 662 complessivi) è superiore agli standard minimi richiesti dall'AEEGSI e ciò dimostra la particolare attenzione prestata da Edigas DG S.p.A. al tema della sicurezza del servizio.

Inoltre, nel 2015 sono state effettuate oltre 162 misure del grado di odorizzazione, (con metodo strumentale gascromatografico) in concomitanza con i periodi di massimo e minimo prelievo, tutti con risultati conformi alle norme tecniche vigenti.

Le attività di intervento sui misuratori, quali attivazioni, subentri, cessazioni, riattivazioni da morosità, a servizio delle società di vendita accreditate sono state eseguite in conformità ed in sintonia con gli standard previsti.

Il tempo medio per l'attivazione e disattivazione di una fornitura è risultato largamente inferiore rispetto allo standard massimo nazionale.

Con l'avvento della Del. AEEG n. 155/08, Edigas S.p.A. ha continuato nella sua politica di cambio e normalizzazione alle nuove direttive completando il cambio dei contatori classe G25 e G16 con contatore elettronici, cambiando nell'anno n. 11 G10, con la prospettiva di terminare tale cambiamento nel corso del prossimo anno, e sostituendo n.74 contatori elettronici classe G4 nonché n. 6 convertitori di volume su classi maggiori al G25.

Unigas Distribuzione S.r.l.

Unigas Distribuzione S.r.l. (di seguito Unigas S.r.l.) gestisce l'attività di distribuzione del gas in 32 Comuni nella Provincia di Bergamo.

Le attività di sviluppo della rete vengono pianificate e coordinate dalla sede centrale di Nembro e le attività di progettazione, preventivazione e di direzione lavori per la realizzazione di nuove porzioni di impianti distributivi vengono svolte centralmente su richiesta di clienti privati oppure delle pubbliche amministrazioni. La struttura tecnica centrale è dotata di un sistema cartografico e di calcolo, che, attraverso la creazione di un modello fluidodinamico dei parametri di funzionamento della rete calibrato sull'andamento stagionale dei consumi, consente di prevedere in tempo reale gli effetti prodotti sulla rete da sbalzi termici, da anomalie o dall'inserimento di nuovi punti di riconsegna.

Nel 2015 gli investimenti realizzati per l'estensione, il potenziamento e la manutenzione della rete di distribuzione sono stati pari a 6,3 chilometri, in linea con il budget 2015 e con quelli degli anni precedenti.

Unigas Distribuzione S.r.l. effettua l'attività di manutenzione della rete e degli impianti al fine di mantenere adeguati livelli di sicurezza, di qualità e di continuità del servizio, in parte attraverso l'intervento di personale interno, in parte avvalendosi di servizi di aziende terze.

Sugli impianti di decompressione di primo salto (Re.Mi.), riduzione finale (GRF) e di riduzione e misura (GRM) l'attività di manutenzione preventiva e correttiva prevista dalla normativa vigente viene svolta prevalentemente da personale interno. Allo scopo di accertare il corretto funzionamento, ridurre la probabilità di guasto o malfunzionamento degli impianti, viene svolta l'attività di manutenzione ordinaria relativa alle operazioni di manutenzione preventiva programmata consistenti nello smontaggio parziale o totale degli apparati, pulizia, controllo

delle parti componenti e sostituzione dei particolari soggetti ad usura e degrado e di verifica funzionale. Nel 2015 sono state eseguite sugli impianti Re.Mi. n. 29 verifiche funzionali, 34 verifiche ispettive e n. 5 manutenzioni programmate (effettuate da personale interno. Le Re.Mi sono state controllate dal personale interno per un totale di circa 36 controlli per ogni singola cabina nel corso dell'anno. Per i GRF sono state eseguite 150 verifiche funzionali, 169 verifiche ispettive e 24 manutenzioni programmate.

Nel 2015 sono stati realizzati ed attivati n. 1 nuovo GRF e 2 GRM e al contempo, a seguito delle verifiche progettuali effettuate, sono stati disattivati 10 GRF in quanto inutili ai fini della efficacia della distribuzione.

Per quanto concerne invece la protezione catodica, nel corso del 2015, sono stati realizzati 4 nuovi impianti. Sono inoltre state svolte le verifiche quadriennali agli impianti di messa a terra e gli indicatori di sicurezza (tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento, ispezione programmata rete e misure del grado di odorizzazione) e di continuità (interruzioni del servizio) sono stati mantenuti efficacemente sotto controllo, nel pieno rispetto degli obblighi di servizio prefissati dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas.

Nel 2015 la struttura di pronto intervento aziendale, operativa 24 ore tutti i giorni dell'anno e attivabile tramite un numero verde dedicato per tutto il territorio gestito da Unigas Distribuzione S.r.l., ha effettuato 936 interventi, con tempo di arrivo medio sul luogo di chiamata largamente inferiore rispetto ai 60 minuti previsti dagli standard dell'Autorità. Complessivamente le chiamate pervenute al call center sono state 3283 (in leggera diminuzione rispetto alle 3.668 dello scorso anno) di cui gestite 1.111 chiamate e 1.462 non riguardanti cause riconducibili al pronto intervento.

Nel corso del 2015 si è provveduto ad ispezionare circa il 44% della rete distributiva, allo scopo di ridurre i rischi derivanti da fuoriuscite incontrollate di gas determinate da deterioramenti o danneggiamenti degli impianti. Il programma di ispezione realizzato è superiore agli standard minimi richiesti dall'AEEGSI per impianto di distribuzione e corrisponde alla particolare attenzione prestata da Unigas al tema della sicurezza del servizio.

In particolare sono stati ispezionati 94 Km di rete in media pressione e 357 Km di rete in bassa pressione, e sono state localizzate 29 dispersioni su rete e derivazioni d'utenza parte interrata, tutte eliminate nel corso dell'anno.

Nel corso del 2015 è stata pianificata un'attività straordinaria, con personale interno, per l'ispezione programmata delle derivazioni d'utenza parte aerea e dei misuratori per gli impianti di Nembro e Ponte San Pietro. Tale attività ha portato alla localizzazione di 132 dispersioni tutte eliminate corso dell'anno.

La corretta odorizzazione del gas è stata monitorata mensilmente, ed è stata effettuata in campo con metodo strumentale gascromatografico, in concomitanza con i periodi di massimo e minimo prelievo e con le misure previste del grado di odorizzazione del gas, con risultato conforme alle norme tecniche vigenti.

Le attività sui misuratori, erogate a esclusivo servizio delle società di vendita accreditate, sono interamente assoggettate agli standard specifici di qualità della carta del servizio, e sono così identificate: nuove attivazioni, subentri fornitura, disattivazioni, riattivazioni.

Le prestazioni erogate sono state in linea con gli anni passati. Le stesse sono state eseguite in conformità e in sintonia con gli standard previsti dalla carta del servizio aziendale.

Inoltre, nel 2015 è stata confermata l'attività svolta nel 2014 relativamente alla situazione morosità.

Nell'anno è proseguito il piano di adeguamento dei misuratori relativamente alla delibera 631/13 con il completamento della sostituzione dei contatori con calibro G16, G25 e circa il 45% dei misuratori calibro G10, mediante l'installazione di apparecchiature e sistemi di telelettura con modem dedicato e alimentazione a batteria.

Gruppo Ascopiave: andamento della gestione

I volumi di gas naturale erogati nel 2015 attraverso le reti gestite dal Gruppo sono stati 859,3 milioni di metri cubi⁴, di cui 682,1 milioni di mc dalla società Ascopiave S.p.A., 47,7 milioni di mc dalla società ASM DG S.r.l., 58,8 milioni di mc dalla società Edigas Esercizio Distribuzione Gas S.p.A. e 70,8 milioni di mc dalla società Unigas Distribuzione S.r.l. (dato proporzionato alla quota di partecipazione del Gruppo della società: 48,86%).

La rete distributiva, per effetto dei nuovi ampliamenti realizzati nel 2015 e considerando le variazioni del portafoglio di concessioni gestite, al 31 dicembre 2015 ha un'estensione di oltre 8.300 chilometri (8.200 chilometri nel 2014)⁴.

Cogenerazione

Nel 2015 l'attività di gestione degli impianti di cogenerazione per il Gruppo Ascopiave S.p.A. è stata svolta dalla Divisione Ricerca e Sviluppo.

Per quanto riguarda le attività sugli impianti termici in cogenerazione, nel corso del 2015 è stato gestito il funzionamento di quattro impianti.

L'impianto "Le Cime a Mirano (VE)" non ha registrato modifiche di impianto o estensione della rete di teleriscaldamento ma ha fatto registrare un aumento dall' 79% al 85% del grado di riempimento dei clienti residenziali allacciati. Sull'impianto è attivo un contratto di leasing.

Il gruppo di cogenerazione ha lavorato a regime, venendo acceso nel periodo invernale per la fornitura di energia termica per uso riscaldamento dei clienti allacciati e nel periodo estivo per alimentare l'assorbitore per la produzione di energia frigorifera per uso raffrescamento per i medesimi clienti.

L'impianto "Bella Mirano a Mirano (VE)" ha fatto registrare un aumento dal 105% al 113% del grado di riempimento dei clienti residenziali allacciati. Il superamento della quota di saturazione 100% è dovuto al fatto che, in aggiunta al progetto originario, nel corso del 2014 sono stati allacciati due nuovi condomini alla rete di teleriscaldamento, non facenti parte del progetto originario, ma allacciati a seguito di contributo a copertura totale dei costi, corrisposto dai costruttori dei due nuovi condomini. Il gruppo di cogenerazione ha lavorato a regime, venendo acceso nel periodo invernale per la fornitura di energia termica a uso riscaldamento.

L'impianto "Cà Tron a Dolo (VE)" ha fatto registrare un aumento dal 29% al 31% del grado di riempimento dei clienti residenziali allacciati. Si sottolinea il fatto che ad oggi è stato realizzato solo il primo stralcio (circa il 50%) dell'intera lottizzazione oggetto di Convenzione.

Il gruppo di cogenerazione ha lavorato a regime, venendo acceso nel periodo invernale per la fornitura di energia termica uso riscaldamento ai clienti allacciati.

L'impianto "Ponte Tresa a Ponte Tresa (VA)" non ha fatto registrare variazioni del grado di riempimento dei clienti allacciati alla rete di teleriscaldamento.

Il gruppo di cogenerazione ha lavorato a regime, venendo acceso nel periodo invernale per la fornitura di energia termica uso riscaldamento ai clienti allacciati.

⁴ I dati indicati relativamente ai volumi distribuiti e alla lunghezza della rete sono ottenuti sommando i dati delle singole società del gruppo ponderando preventivamente i dati delle singole società consolidate con il metodo del patrimonio netto per la quota di partecipazione del Gruppo.

Per quanto riguarda le attività sugli impianti termici, Ascopiave S.p.A. nel corso del 2015 ha gestito il funzionamento di una decina di impianti.

Efficienza e risparmio energetico

Per ottemperare agli obblighi di risparmio energetico previsti dal Decreto 20 luglio 2004, Ascopiave S.p.A., nel corso del 2006 e del 2007, ha provveduto alla realizzazione di due progetti (di cui il secondo in più fasi), quali:

- l'installazione di apparecchiature di termoregolazione e telegestione negli edifici pubblici;
- la distribuzione a tutti i clienti domestici di lampade fluorescenti per il risparmio di energia elettrica e di un kit comprendente un erogatore a basso flusso per doccia e dei rompigetto aerati per rubinetto per il risparmio di acqua calda.

Il progetto relativo alla telegestione si è concluso nel 2009 e quello principale relativo alla distribuzione del kit risparmio energetico è cessato nel primo semestre 2010 con l'assegnazione di circa 5.000 titoli.

Nel corso del 2015 Ascopiave ha deciso di riprendere l'attività di realizzazione di progetti per l'ottenimento dei titoli ed a tal fine è stata presentata una richiesta per l'efficientamento degli impianti di preriscaldamento del gas a servizio della rete di distribuzione.

Per colmare il proprio fabbisogno attuale e futuro Ascopiave S.p.A. dovrà realizzare nuovi progetti di risparmio energetico e acquistare titoli sul mercato. Con la delibera AEEG EEN 9/11 del 27 ottobre 2011 sono state emanate le nuove linee guida per il mercato dei titoli di efficienza energetica che tra l'altro prevedono un adeguamento del riconoscimento dei titoli alla vita utile del progetto, questo negli anni a venire dovrebbe aiutare l'offerta di titoli sicuramente deficitaria rispetto agli obiettivi previsti per i distributori.

L'obiettivo 2014, pari a 79.326 TEE, è stato totalmente conseguito.

Per quanto attiene il 2015, Ascopiave S.p.A. ha ricevuto comunicazione dal GSE per cui è stato quantificato un obbligo di 84.057 certificati bianchi da consegnare entro il 31 maggio 2016.

La società Unigas Distribuzione S.r.l. anche per l'anno 2015 è ricorsa all'acquisto, sul mercato o per il tramite di transazioni bilaterali, dei certificati bianchi necessari all'adempimento del proprio obiettivo pari a 16.518 TEE, ne sono stati consegnati poco più del 50% (8.485 TEE). È stata inoltre annullata la quota residua dei TEE dell'obiettivo 2013 (6.315 TEE).

L'obiettivo del 2015 per Unigas Distribuzione S.r.l. è stato quantificato dal GSE in 19.116 TEE da consegnare entro il 31 maggio 2016.

Stipula di una proposta di convenzione con i Comuni per l'adozione di una procedura condivisa finalizzata alla quantificazione concordata del "Valore Industriale Residuo" delle reti

Le modifiche normative susseguitesi negli ultimi anni ed in particolare la disciplina che ha previsto che la selezione del gestore del servizio di distribuzione con lo strumento delle c.d. "gare d'ambito", hanno comportato, tra l'altro, l'esigenza di determinare il Valore Industriale Residuo (V.I.R.) degli impianti di proprietà dei Gestori.

Relativamente a tale aspetto, le convenzioni di concessione disciplinavano due situazioni "paradigmatiche" e cioè:

- il riscatto anticipato (normalmente regolato con il richiamo al R.D. n. 2578/1925) e
- il rimborso dalla scadenza (naturale) della concessione.

L'evenienza di una scadenza "ope legis", precedente alla decorrenza del termine "contrattuale", (di norma) non era

contemplata (e dunque regolata) negli atti concessori.

Nella sostanza, la fattispecie di cui trattasi (scadenza anticipata imposta dalla legge) rappresenta un “tertium genus”, per certi versi assimilabile all’esercizio del riscatto anticipato (rispetto al quale, tuttavia, si discosta nettamente per la mancanza di una volontà autonomamente formatasi in tal senso da parte dell’Ente) e per altri simile allo spirare del termine concessorio (che tuttavia non è decorso).

Almeno sino al DM 226/2011, non c’erano norme legislative e/o regolamentari che definissero con precisione le modalità ed i criteri per determinare il V.I.R. degli impianti e che dunque potessero integrare le clausole contrattuali, non di rado carenti.

Anche il D.Lgs. 164/2000, sino alla recentissima modifica introdotta prima con il D.L. 145/2013, e poi con la L. 9/2014 si limitava a richiamare il R.D. 2578/1925 il quale, tuttavia, sanciva il metodo della stima industriale senza fissare parametri puntuali di stima.

Detta situazione rendeva oltremodo opportuna, se non necessaria, la definizione di specifiche intese con i Comuni volte ad addivenire ad una stima condivisa del Valore Industriale Residuo. Basti considerare che proprio la mancanza di tali accordi, in passato, ha condotto spesso a contenziosi in sede sia amministrativa che civile/arbitrale.

La situazione dei Comuni soci di Asco Holding era ancor più peculiare, nel senso che, con questi ultimi, non c’è un vero e proprio atto concessorio nelle forme “canoniche”, ma vari atti di conferimento in Società (l’allora Azienda Speciale) che hanno sancito al tempo stesso la prosecuzione dell’affidamento del servizio in precedenza svolto dal Consorzio Bim Piave.

È evidente che, in quanto atti di conferimento, una regolamentazione propria concernente il riscatto e/o la scadenza della gestione non era contemplata, né contemplabile.

Con i suddetti Comuni, Ascopiave è quindi addivenuta alla stipula di una convenzione che prevedeva l’individuazione di un esperto di riconosciuta professionalità, competenza ed indipendenza chiamato a stabilire i criteri fondamentali da applicare per il calcolo del Valore Industriale Residuo degli impianti di distribuzione del gas.

La relativa procedura negoziata condotta con il criterio dell’offerta economicamente più vantaggiosa, si è conclusa il 29 agosto 2011.

L’esperto così individuato ha redatto la Relazione avente ad oggetto "Criteri fondamentali per il calcolo del Valore Industriale Residuo degli impianti di distribuzione del gas naturale siti nei Comuni attualmente serviti da Ascopiave S.p.A.", approvata, in data 2 dicembre 2011, dal Consiglio di Amministrazione di Ascopiave S.p.A. nonché successivamente da tutti i 92 Enti con Delibera di Giunta Comunale.

Nel 2013 Ascopiave S.p.A. ha trasmesso lo stato di consistenza e la valorizzazione degli impianti conseguente all’applicazione dei criteri definiti nella Relazione, offrendo contestualmente la propria disponibilità al contraddittorio con i Comuni volto ad analizzare gli elaborati.

Ad oggi, all’esito del relativo contraddittorio tecnico, n. 87 Comuni (dato invariato rispetto al 31 dicembre 2014) hanno approvato le relative valorizzazioni.

Nell’ambito del predetto iter, si sono regolamentati anche i reciproci rapporti più prettamente legati alla gestione del servizio, prevedendosi la corresponsione sia di somme una tantum (2010 – stipula atti integrativi) per Euro 3.869 migliaia, che (dal 2011) di canoni veri e propri per importi variabili e pari alla differenza, se positiva, tra il 30% del Vincolo dei Ricavi riconosciuto dalla regolazione tariffaria e quanto ricevuto dal singolo Comune a titolo di dividendo 2009 (bilancio 2008).

In particolare, si sono corrisposti:

- Euro 3.869 migliaia per il 2010;

- Euro 4.993 migliaia per il 2011;
 - Euro 5.253 migliaia per il 2012;
 - Euro 5.585 migliaia per il 2013;
 - Euro 5.268 migliaia per il 2014.
 - Euro 5.258 migliaia per il 2015.
- per complessivi Euro 30.226 migliaia.

Nel corso del 2015, Ascopiave S.p.A. ha reso disponibile ai Comuni appartenenti degli Ambiti Territoriali Minimi di Treviso 2 - Nord e Venezia 2 – Entroterra e Veneto Orientale (69 comuni su 92), un aggiornamento delle valorizzazioni degli impianti al 31 dicembre 2014, applicando i criteri valutativi concordati e fornendo un conteggio della valorizzazione dei contributi privati da detrarre dal valore industriale residuo ai sensi della Legge 9 / 2014.

Contenziosi

CATEGORIA I – CONTENZIOSI AMMINISTRATIVI

Alla data del 31 dicembre 2015, relativamente ai rapporti concessori, non sono pendenti contenziosi amministrativi.

CATEGORIA II – CONTENZIOSI SU VALORE IMPIANTI – GIURISDIZIONE CIVILE

Alla data del 31 dicembre 2015 sono pendenti:

COMUNE DI CREAZZO:

Un Arbitrato tra Ascopiave S.p.A. ed il Comune di Creazzo per la determinazione del valore industriale residuo degli impianti di distribuzione (consegnati nel 2005 al nuovo gestore) conseguente all'esito del precedente giudizio civile, rispetto al quale la C.d.A. di Venezia, con Sentenza n. 2178/15, in accoglimento dell'appello comunale, ha sancito la validità e l'efficacia della clausola compromissoria prevista in convenzione, con ciò annullando la Sentenza di primo grado del 25 agosto 2014, con la quale il Giudice Monocratico aveva condannato il Comune al pagamento della somma di Euro 1.678 migliaia. Pur confidando di addivenire ad un'intesa transattiva, in una logica prudenziale volta ad evitare la possibile decadenza conseguente alla Sentenza 2178, in data 11 dicembre 2015, Ascopiave S.p.A., ha provveduto a notificare la Denuncia di lite per l'avvio della procedura di Arbitrato.

CATEGORIA III – CONTENZIOSI SU VALORE IMPIANTI – ARBITRATI

Alla data del 31 dicembre 2015 sono pendenti:

COMUNE DI COSTABISSARA:

Un arbitrato tra Ascopiave S.p.A. ed il Comune di Costabissara per la determinazione del valore industriale residuo degli impianti di distribuzione (consegnati nel 2011 al nuovo gestore). Il Collegio arbitrale si è riunito per la prima volta il 16 gennaio 2012.

Stante il disaccordo delle parti in ordine alla valenza della clausola compromissoria, con Lodo parziale, il Collegio

arbitrale ha confermato la vigenza della clausola medesima.

Con Lodo definitivo del 25-26 maggio 2015, il Collegio ha condannato il Comune al pagamento della somma di Euro 3.473 migliaia, oltre ad interessi dalla data di deposito del Lodo. Nel medesimo Provvedimento sono state quantificate le spese della procedura in Euro 210 migliaia (oltre IVA, CPA e spese generali), poste per due terzi in capo al Comune e per un terzo a carico di Ascopiave S.p.A.. Il Lodo è stato dichiarato esecutivo dal Tribunale di Vicenza in data 7 luglio 2015.

Il Comune, con atto notificato il 12 dicembre 2015, ha impugnato il Lodo medesimo dinnanzi alla Corte d'Appello di Venezia.

COMUNE DI SANTORSO:

Un arbitrato tra Ascopiave S.p.A. ed il Comune di Santorso per la determinazione del valore industriale residuo degli impianti di distribuzione (consegnati nel 2007 al nuovo gestore). L'avvio della procedura si è reso necessario in conseguenza della Sentenza del 4 settembre 2013 con la quale il Giudice ha dichiarato l'incompetenza del Tribunale di Vicenza per la vigenza della clausola compromissoria sancita nella Convenzione originaria.

Constatato il fallimento dei tentativi di composizione bonaria, in data 12 novembre 2013, Ascopiave S.p.A. ha notificato la denuncia di lite, con la nomina ad Arbitro di parte. Il Comune, con atto del 26 novembre 2013, ha nominato il proprio Arbitro. Con provvedimento del Presidente del Tribunale di Vicenza del 31 gennaio 2014 (prodotto su istanza di Ascopiave S.p.A.) è stato nominato il terzo Arbitro e Presidente del Collegio. Il Comune ha contestato detta procedura (fissata anche nel contratto concessorio) sostenendo l'applicabilità della novella legislativa del 2012 che, modificando il Codice dei Contratti Pubblici, ha introdotto una peculiare disciplina rispetto alle procedure arbitrali con gli Enti pubblici che prevede, tra l'altro, la nomina del terzo Arbitro in capo alla Camera Arbitrale dell'AVCP (ora ANAC). L'Autorità ha inizialmente aderito a detta istanza. In tale ottica ha programmato l'estrazione del terzo Arbitro al 17 aprile 2014. Ascopiave S.p.A. ha sempre manifestato la propria contrarietà a detta impostazione (da ultimo con la nota all'AVCP del 15 aprile 2014) e quindi ritiene perfettamente costituito il Collegio, il quale, peraltro, nella riunione del 14 aprile 2014, ha confermato la propria legittimazione.

La Camera arbitrale dell'AVCP ha trasmesso l'estratto del verbale della riunione del 17 aprile 2014 ove ha preso atto della comunicazione Ascopiave S.p.A. ed ha dichiarato abbandonato il procedimento. La difesa del Comune ha rinnovato l'istanza all'AVCP, mentre il legale di Ascopiave S.p.A. ha ribadito la posizione della Capogruppo con un'ulteriore missiva del 12 giugno 2014.

Il Collegio, nelle udienze del 26 giugno 2014 e del 7 luglio 2014 ha affrontato la questione prospettando un Lodo parziale sul tema ed assegnando, in tal senso, i termini per le memorie delle Parti al 30 settembre 2014 ed al 15 ottobre 2014. Le Parti hanno depositato le relative memorie (e repliche) nei predetti termini.

Con Lodo parziale del 10 gennaio 2015, il Collegio ha confermato la legittimità della propria costituzione e dunque la piena legittimità a procedere.

Con Ordinanza del 27 febbraio 2015, il Collegio ha disposto una C.T.U. per la determinazione della valorizzazione degli impianti.

Sono attualmente in corso le operazioni peritali, rispetto alle quali, stante la richiesta in tal senso del C.T.U., il Presidente del Collegio ha disposto la proroga di 45 giorni del termine inizialmente assegnato. L'attività dovrebbe quindi concludersi entro il 30 novembre 2015.

Il CTU ha presentato la sua perizia entro il termine anzidetto. Questa è stata duramente (e dettagliatamente) contestata dal CTP e dal legale di Ascopiave.

All'udienza del 21 dicembre 2015, il Collegio ha assegnato alle Parti termini a difesa (1 febbraio 2016) per replicare alle rispettive note depositate nel corso della medesima, relativamente agli elaborati peritali redatti dal C.T.U.

A fronte delle contestazioni anzidette ed alle conseguenti istanze delle Parti, il Collegio ha concesso il termine del 10 marzo 2016 per lo scambio di quesiti da porre al CTU.

Le operazioni peritali, pertanto, sono da intendersi non concluse ed anzi, tuttora in corso.

CATEGORIA IV – CONTENZIOSI AMMINISTRATIVI – NON RELATIVI A CONCESSIONI

Alla data del 31 dicembre 2015 sono pendenti:

ASCOPIAVE S.p.A. – AMPLIAMENTO SEDE:

Un ricorso in Appello innanzi al Consiglio di Stato promosso dalla Ditta Setten Genesis S.p.A., relativo all'appalto per la costruzione della nuova sede, volto ad ottenere la riforma della Sentenza TAR Veneto n. 6335/2010 che, pur accogliendo il ricorso della stessa società ed annullando conseguentemente gli atti di gara, ha respinto la domanda di risarcimento danni (pari ad Euro 1.300 migliaia) promossa nei confronti di Ascopiave S.p.A. e della ditta Carron S.p.A.. Ascopiave S.p.A., per ottenere la riforma della Sentenza di primo grado, ha a sua volta proposto appello incidentale.

Con nota del 29 settembre 2015, il Legale della società ha segnalato che il Consiglio di Stato, Sezione V, ha fissato l'Udienza pubblica per la discussione dell'appello per il 24 novembre 2015. La tematica principale verte sulla pretesa risarcitoria di c.p. (Euro 1.300 migliaia). Con riguardo a quest'ultima, i legali della società hanno riproposto le argomentazioni che hanno condotto al non accoglimento in primo grado. Pur auspicandosi un analogo esito, il rischio di un accoglimento parziale e quindi di una condanna quantomeno forfettaria non è trascurabile. Si è in attesa della Sentenza.

Con Sent. n. 275/2016 del 27 gennaio 2016, il C.d.S. ha accolto l'appello incidentale di Ascopiave e conseguentemente ha respinto sia l'appello principale, sia la richiesta risarcitoria (Euro 1.300.000) di Setten Genesis, salva la compensazione delle spese di lite. In conseguenza, Ascopiave nulla deve (o dovrà) alla ditta medesima.

AEEGSI – DELIBERE ARG/GAS 241/2013 – 533/2013:

Un ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale per il Lazio, avverso il DM 5 febbraio 2013 che ha approvato lo schema di contratto tipo per la gestione del servizio successivo alle prossime gare d'ambito, limitatamente all'ultima parte dell'art. 21.3 ove si dispone che il gestore “eroga il servizio di default, secondo le modalità definite dall'AEEGSI”. Trattasi di un'impugnativa meramente prudenziale e volta ad evitare il rischio di carenza di interesse nel giudizio principale di cui sopra. Stante il carattere meramente strumentale e la Sentenza del 12.06.2014, con la quale il C.d.S. ha accolto il ricorso dell'AEEGSI ed, in conseguenza, ha annullato la Sentenza del TAR Lombardia n. 3272 del 28 dicembre 2012, il Giudizio non verrà ulteriormente coltivato.

Un ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia Milano, avverso la Delibera 241/2013. Le principali motivazioni sono: la mancata previsione di remunerazione degli interventi in corso di servizio di default; la previsione di penali da ritardo, o da mancata effettuazione della disalimentazione a carico del distributore anche quando il ritardo o la mancata attuazione dipendono da cause non imputabili al distributore medesimo. Infine, in connessione con i precedenti ricorsi (all'epoca pendenti in Appello), è stata contestata la “motivazione” data al provvedimento che

l'AEEGSI rinviene esclusivamente nell'esigenza di sopperire ad una sorta di "inadeguatezza" dei distributori.

L'AEEGSI è nuovamente intervenuta in materia, con le Delibere 533/2013 e 84/2014. In data 21 gennaio 2014 è stato depositato c/o il TAR Milano il ricorso avverso la Delibera 533/2013. Le motivazioni sono simili a quelle che hanno condotto all'impugnazione della Delibera 241/2013.

Ad inizio marzo 2015 è giunta notizia che, con sentenze n. 593 e 594/2015, il TAR ha respinto i ricorsi di 2i Rete Gas S.p.A. ed Italgas avverso le medesime delibere 241/2013 e 533/2013.

Anche in considerazione di dette Pronunce, l'interesse alla prosecuzione del ricorso è alquanto scemato in quanto il contesto regolatorio della materia è stato profondamente mutato dai numerosi provvedimenti normativi sopravvenuti. Vi è quindi l'esigenza di valutare eventuali altre pronunce rispetto a ricorsi presentati da altre società del settore.

AEEGSI – DELIBERE ARG/GAS 28/12 – 193/12 – 246/12 – 631/2013:

Un ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia – Milano nei confronti dell' AEEGSI per l'annullamento della Delibera ARG/gas 28/12 relativamente al previsto passaggio dai misuratori tradizionali a quelli elettronici tele-letti e tele-gestiti ed in particolare: per la previsione del mancato riconoscimento tariffario degli ammortamenti residui dei contatori sostituiti ma con bollo metrico ancora valido; per l'errata (sottostimata) indicazione/riconoscimento dei costi standard per le nuove apparecchiature; per la previsione dell'obbligo di utilizzare solo misuratori elettronici già dal 1 marzo 2012 nonostante il fatto che la tecnologia relativa non sia ancora disponibile su ordinativi "industriali".

Successivamente l'AEEGSI ha emanato a parziale modifica della Delibera 28 le Delibere 193/2012 e 246/2012 che, tuttavia, non hanno fatto venir meno i motivi di doglianza in precedenza esposti. È stato eliminato solo il termine del 1 marzo 2012 sopra evidenziato (spostato al 31 dicembre 2012). Entrambi i provvedimenti sono stati impugnati con motivi aggiunti. Allo stesso modo si è proceduto avverso la Delibera 316/2012 con la quale l'AEEGSI è nuovamente intervenuta sulla materia.

Con la Delibera 631/2013 l'AEEGSI è nuovamente intervenuta in materia, modificando la Delibera 28/2012. Si è quindi provveduto al ritiro della nuova richiesta di sospensiva nel frattempo depositata con riferimento alla pregressa disciplina (a suo tempo impugnata). Formalmente residuano i giudizi di merito i quali, tuttavia, in virtù della Delibera 631, dovrebbero/potrebbero considerarsi privi di ulteriore interesse.

LINEE GUIDA – DM 22.05.2014

Un ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale per il Lazio – Roma nei confronti del Ministero per lo Sviluppo Economico per l'annullamento del DM del 22 maggio 2014 concernente l'introduzione delle Linee Guida per la determinazione del V.I.R.. Nell'ambito del medesimo giudizio si sono prospettate le questioni di legittimità costituzionale e di pregiudizialità comunitaria relativamente alle Leggi 9 e 116 del 2014, nella parte in cui hanno modificato l'art. 15, comma 5 del D.Lgs. 164/2000 (scomputo retroattivo dei contributi privati e limitazione temporale alla valenza degli accordi). Il TAR, con riferimento a Ricorsi presentati da altri Distributori comprensivi di istanza di sospensiva, ha fissato l'udienza al 27 giugno 2015. I legali di Ascopiave S.p.A. hanno presentato istanza affinché i giudizi vengano riuniti in modo da poter essere discussi nella medesima udienza, ovvero in altra all'uopo fissata.

Il Tribunale ha disposto il rinvio della trattazione ad altra Udienza da fissarsi successivamente all'entrata in vigore (29 luglio 2015) del Decreto Ministeriale n. 106 del 20 maggio 2015, di modifica del DM 226/2011 ed alla relativa impugnazione. Quest'ultimo, infatti, almeno con riguardo all'art. 5, si è limitato ad introdurre la regolamentazione propria delle Linee Guida nel DM 226/2011.

In data 1 ottobre 2015, Ascopiave ha effettivamente provveduto all'impugnazione anche di detto Provvedimento, con il deposito di "motivi aggiunti" al ricorso principale.

L'udienza di discussione è stata quindi fissata per il 28 aprile 2016.

AEEGSI DELIBERE ARG/GAS 310/2014 e ARG/GAS 414/2014

Un ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia – Milano nei confronti AEEGSI, per l'annullamento delle Delibere ARG/gas 310 e 414/2014 relative alle modalità di verifica del delta V.I.R. R.A.B., dovuti ai sensi dell'art. 15, comma 5 del D.Lgs. 164/2000 (testo attuale) ove la differenza sia superiore al 10%. Nel corso del biennio 2014-2015 non si segnalano ulteriori atti processuali.

AEEGSI DELIBERA ARG/GAS 367/2014

Un ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia – Milano nei confronti dell'AEEGSI, per l'annullamento della Delibera ARG/gas 367/2014 relativa alle modalità di riconoscimento tariffario del delta V.I.R. R.A.B. nella parte in cui prevede una regolamentazione difforme a seconda che l'aggiudicatario della Gara d'Ambito sia (nessun ristoro tariffario) o meno (pieno ristoro tariffario) "incumbent".

Con Sentenza n. 2221/2015 depositata il 19 ottobre 2015, il T.A.R., confermando la precedente (e già segnalata) Sentenza 1396/2015, ha respinto il ricorso. Sono attualmente in corso le valutazioni in ordine all'opportunità di proporre Appello.

Limitando il commento agli aspetti di maggior impatto, la Sentenza ha riconosciuto la legittimità della soluzione regolatoria asimmetrica adottata dall'Autorità, la quale prevede che, per ciascun impianto comunale, il capitale investito netto di località (RAB), riconosciuto all'aggiudicatario della gara d'ambito territoriale, sarà pari:

- al valore di rimborso del suddetto impianto, nel caso in cui il gestore entrante sia diverso dall'uscente;
- al valore attualmente riconosciuto in vigenza dell'attuale concessione comunale, nel caso in cui vi sia coincidenza tra entrante ed uscente.

Si precisa che la regolazione simmetrica si applicherà esclusivamente per il periodo di durata della prima concessione d'ambito.

Con atto notificato il 18 gennaio 2016, Ascopiave S.p.A. ha presentato appello.

CATEGORIA V – CONTENZIOSI CIVILI – NON RELATIVI A CONCESSIONI

Alla data del 31 dicembre 2015 sono pendenti:

ASCOPIAVE – CORPO B:

Un giudizio civile c/o il Tribunale di Treviso (RG 6941/2013) successivo all'Accertamento Tecnico Preventivo, conclusosi con la relazione del CTU (nominato dal Tribunale), ed avviato da Ascopiave S.p.A. (atto di citazione del 22 agosto 2013) al fine di ottenere il risarcimento del danno per la rovina della pavimentazione dell'ingresso del "Corpo B", nei confronti di: Bandiera Architetti S.R.L. (Progettisti), Ing. Mario Bertazzon (Direttore lavori) e Ing. R. Paccagnella Lavori Speciali S.R.L. (Appaltatore). La richiesta di ristoro si riferisce ad una valorizzazione del danno compresa approssimativamente tra Euro 127 migliaia (stima CTU per ripristino integrale) ed Euro 208 migliaia (preventivo Ditta terza per rifacimento integrale). Tutte le Parti si sono regolarmente costituite. A seguito della chiamata in causa di altri soggetti (Compagnia Assicurativa ed Esecutore lavori) l'udienza di comparizione è fissata al 17 aprile

2014. All'esito della stessa, il Giudice ha concesso i termini istruttori ordinari e fissato l'udienza al 15 luglio 2014. Il Tribunale, con Provvedimento del 22 dicembre 2014, ha deciso l'integrale rinnovo della CTU, nominando un consulente d'ufficio. L'incarico è stato confermato nell'udienza del 13 marzo 2015. Ascopiave S.p.A. ha nominato proprio CTP. Allo stato sono in corso le attività peritali e si è in attesa della Relazione finale del CTU. Nel frattempo, data la sostanziale conclusione delle operazioni "in campo", al fine di porre rimedio ad una situazione di degrado e di potenziale pericolo per i Visitatori e previo avviso in tal senso al CTU, si è dato avvio ai lavori di rifacimento della pavimentazione.

Rapporti con l'Agenzia delle Entrate

Nel corso dell'esercizio 2008 la società Ascopiave S.p.A. è stata assoggettata a verifica fiscale da parte dell'Agenzia delle Entrate - Direzione Regionale. Ad esito della stessa è stato emesso un Processo Verbale di Constatazione con rilievi in merito alle imposte indirette ed a quelle dirette. Nel corso del mese di luglio 2008 la locale Agenzia delle Entrate ha emesso avviso di accertamento riprendendo interamente i contenuti del suddetto Processo Verbale di Constatazione.

La società in data 5 febbraio 2010 ha provveduto a presentare ricorso in Commissione Tributaria Provinciale oltre versare la somma di Euro 243 migliaia a seguito iscrizione a ruolo in pendenza di giudizio.

In data 30 settembre 2010 la Commissione Tributaria Provinciale di Treviso ha pronunciato la sentenza 131/03/10 depositata in data 14 dicembre 2010 accogliendo il ricorso e riconoscendo il corretto comportamento tributario adottato da parte della società.

Successivamente l'Agenzia delle Entrate ha presentato appello avverso la sentenza di primo grado emessa dalla Commissione Provinciale di Treviso.

In data 24 settembre 2012 la Commissione Tributaria Regionale ha emesso la sentenza n. 109/30/12, depositata il 20 dicembre 2012 che ha respinto l'appello presentato dall'Agenzia delle Entrate confermando la sentenza di primo grado.

In data 26 giugno 2013 la società Ascopiave S.p.A. ha avuto evidenza del ricorso in Cassazione presentata da parte dell'Agenzia delle Entrate ed ha provveduto a costituirsi parte nel giudizio in ragione dell'esito dei precedenti giudizi. Gli amministratori, confortati dal giudizio dei professionisti incaricati, confidano nell'esito positivo della lite.

Ambiti territoriali

Nel 2011, con l'emanazione di alcuni decreti ministeriali è stato ulteriormente definito il quadro normativo del settore, con particolare riferimento alle gare d'ambito.

In particolare:

- 1) con il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 19 gennaio 2011, emanato di concerto con il Ministero per i Rapporti con le Regioni e la Coesione Territoriale, sono stati individuati gli Ambiti Territoriali Minimi (ATEM) per lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas, e con successivo Decreto del 18 dicembre 2011 sono stati identificati i comuni appartenenti a ciascun ambito (c.d. Decreti Ambiti);
- 2) con il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero del Lavoro e delle Politiche Sociali del 21 aprile 2011 sono state dettate disposizioni per governare gli effetti sociali connessi ai nuovi affidamenti delle concessioni di distribuzione del gas in attuazione del comma 6, dell'art. 28 del decreto legislativo 23 maggio 2000,

n. 164 (c.d. Decreto Tutela Occupazionale);

- 3) con Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico n. 226 del 12 novembre 2011 è stato approvato il regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas (c.d. Decreto Criteri).

L'emanazione dei Decreti Ministeriali ha contribuito a dare certezza al contesto competitivo entro il quale gli operatori si muoveranno nei prossimi anni, ponendo le premesse perché il processo di apertura del mercato, avviato con il recepimento delle direttive europee, possa produrre concretamente i benefici auspicati.

Il Gruppo Ascopiave - come peraltro molti altri operatori - ha accolto con sostanziale favore il nuovo quadro regolamentare, ritenendo che possa creare delle opportunità di investimento e di sviluppo importanti per gli operatori qualificati di medie dimensioni, andando nella direzione di una positiva razionalizzazione dell'offerta.

A fine 2013 il Governo ha emanato il D.L. 23.12.2013, n. 145, apportando delle modifiche alle norme che regolano la determinazione del valore di rimborso degli impianti spettante al gestore uscente al termine del c.d. "Periodo Transitorio". Il Decreto è stato convertito con modifiche nella Legge n. 9 / 2014, la quale ha cambiato in misura sostanziale le originarie disposizioni del Decreto.

La legge di conversione del Decreto (Legge n. 9 / 2014) ha modificato il contenuto dell'articolo 15 del Decreto Legislativo n. 164/2000, prevedendo che, ai titolari degli affidamenti e delle concessioni in essere nel periodo transitorio, è riconosciuto un rimborso a carico del nuovo gestore, calcolato nel rispetto di quanto stabilito nelle convenzioni e nei contratti e, per quanto non desumibile dalla volontà delle parti nonché per gli aspetti non disciplinati dalle medesime convenzioni o contratti, in base alle linee guida su criteri e modalità operative per la valutazione del valore di rimborso di cui all'articolo 4, comma 6, del decreto legge 21 giugno 2013, n. 69, convertito, con modificazioni, dalla legge 9 agosto 2013, n. 98. In ogni caso, dal valore di rimborso sono detratti i contributi privati relativi ai cespiti di località, valutati secondo la metodologia della regolazione tariffaria vigente. Qualora il valore di rimborso risulti maggiore del dieci per cento del valore delle immobilizzazioni nette di località calcolate nella regolazione tariffaria, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località, l'ente locale concedente trasmette le relative valutazioni di dettaglio del valore di rimborso all' AEEGSI, il gas ed il sistema idrico per la verifica prima della pubblicazione del bando di gara.

La Legge n. 9 / 2014 ha stabilito inoltre che i termini di scadenza previsti dal comma 3 dell'articolo 4 del decreto legge 21 giugno 2013, n. 69, convertito, con modificazioni, dalla legge 9 agosto 2013, n. 98, siano prorogati di ulteriori quattro mesi e che le date limite di cui all'allegato 1 al regolamento di cui al Decreto del Ministro dello sviluppo economico 12 novembre 2011, n. 226 (c.d. Decreto Criteri), relative agli ambiti ricadenti nel terzo raggruppamento dello stesso allegato 1, nonché i relativi termini di cui all'articolo 3 del medesimo regolamento, siano prorogati di quattro mesi.

In data 6 giugno 2014 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 22 maggio 2014 con cui sono state approvate le "Linee Guida su criteri e modalità applicative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale" ai sensi dell'articolo 4, comma 6, del D.L. n. 69 / 2013, convertito, con modificazioni dalla L. n. 98 / 2013 e dell'articolo 1, comma 16, del D.L. n. 145 / 2013, convertito con modificazioni in L. n. 9 / 2014. Ai sensi della Legge n. 9 / 2014 le "Linee Guida su criteri e modalità applicative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale" definiscono i criteri da applicare per la valorizzazione dei rimborsi degli impianti ad integrazione di quegli aspetti che non siano già previsti nelle convenzioni o nei contratti e per quanto non sia desumibile dalla volontà delle parti.

Le "Linee Guida" presentano parecchie criticità non solo nel merito delle valorizzazioni conseguenti, ma anche in

termini di ambito di applicazione, che il Ministero ha estremamente esteso, al punto di ritenere inefficaci tutti gli accordi di valorizzazioni degli impianti stipulati tra gestori e Comuni successivamente al 12 febbraio 2012 (data di entrata in vigore del DM 226/2011).

Inoltre, le stesse Linee Guida si pongono in contrasto con il disposto dall'art. 5 dello stesso DM 226/2011. Ciò in difformità alla previsione normativa che rimanda all'art. 4, comma 6 del D.L. 69/2013, il quale, a sua volta, fa esplicito richiamo all'art. 5 del DM 226/2011.

In considerazione di detti profili di illegittimità Ascopiave S.p.A. ha impugnato il DM 21 maggio 2014 (quindi delle Linee Guida) dinanzi alla giurisdizione amministrativa (TAR Lazio). Nell'ambito del predetto giudizio è stata sollevata questione di legittimità costituzionale relativamente all'interpretazione (sostanzialmente retroattiva) della nuova disciplina sulla detrazione dei contributi privati fissata dalla Legge 9/2014.

Si segnala infine che con Deliberazione 310/2014/R/gas - "Disposizioni in materia di determinazione del valore di rimborso delle reti di distribuzione del gas naturale", pubblicata in data 27 giugno 2014, l'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico ha approvato disposizioni in materia di determinazione del valore di rimborso delle reti di distribuzione gas, in attuazione di quanto stabilito dall'articolo 1, comma 16, del decreto-legge 23 dicembre 2013, n. 145, convertito, con modifiche, dalla Legge 21 febbraio 2014, n. 9.

Tale disposizione prevede che l'Ente Locale concedente invii per verifica all'Autorità la documentazione con il calcolo dettagliato del valore di rimborso (VIR), qualora tale valore sia superiore di oltre il 10% rispetto alla RAB di località.

L'Autorità effettua le verifiche previste dall'articolo 1, comma 16, del decreto-legge n. 145/13 entro il termine ordinario di 90 giorni dalla data di ricevimento della documentazione da parte delle Stazioni appaltanti, garantendo priorità in funzione delle scadenze previste per la pubblicazione dei bandi di gara.

Con la Legge n. 116/2014 del 11 agosto 2014 (conversione con modifiche al decreto legge 24 giugno 2014 n. 91) il legislatore ha previsto una ulteriore proroga dei termini massimi per la pubblicazione dei bandi di gara. Nello specifico per gli ambiti appartenenti al primo raggruppamento di cui allegato 1 del DM 226/2011 il termine massimo è stato posticipato di otto mesi, per gli ambiti appartenenti al secondo, terzo e quarto raggruppamento il termine è stato posticipato di sei mesi ed infine per gli ambiti del quinto e sesto raggruppamento la proroga è di quattro mesi.

Tali proroghe non si applicano invece agli ambiti che, pur ricadendo nei primi sei raggruppamenti, rientrano tra gli ambiti considerati "terremotati" poiché più del 15% dei punti di riconsegna dell'ambito ricade tra i comuni colpiti dagli eventi sismici del 20 e 29 maggio 2012 in accordo a quanto stabilito nell'allegato al Decreto del Ministro dell'economia e delle finanze del 1° giugno 2012.

La medesima legge, apportando una ulteriore modifica all'articolo 15 comma 5 del Decreto Legislativo 2000, ha infine stabilito che il valore di rimborso debba essere calcolato nel rispetto di quanto stabilito nelle convenzioni o nei contratti, purché questi ultimi siano stati stipulati prima della data di entrata in vigore del DM 12 novembre 2011, n. 226 cioè prima della data del 12 febbraio 2012, con ciò affermando un principio di retroattività dell'applicazione delle Linee Guida, che è già stato oggetto di impugnazione nell'ambito del ricorso giurisdizionale presentato contro le Linee Guida.

In data 14 luglio 2015 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico e del Ministro degli Affari Regionali e Autonomie n. 106 del 20 maggio 2015, recante modifiche al decreto 12 novembre 2011 n. 226 concernete i criteri di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas.

Tra le modifiche più significative si segnalano:

- 1) le disposizioni concernenti la valorizzazione del rimborso degli impianti da applicarsi nel caso di insussistenza di specifici accordi tra le parti intervenuti prima dell'entrata in vigore del decreto n. 226/2011, che riprendono in larga parte quanto già previsto dalle "Linee Guida".

- 2) l'aumento della soglia massima dell'importo dei corrispettivi annui che possono essere offerti in gara agli enti locali, soglia elevata dal precedente 5% della quota parte del vincolo dei ricavi tariffari a copertura dei costi di capitale di località, all'attuale 10%;
- 3) la disciplina di alcuni importanti aspetti tecnico-economici relativi agli investimenti di efficienza energetica oggetto di offerta, concernenti la valorizzazione degli importi da riconoscere agli enti locali ed il riconoscimento della copertura dei costi al gestore che realizza gli interventi e matura i connessi titoli di efficienza energetica.

Nel corso dell'anno 2015 sono stati pubblicati alcuni bandi di gara per l'affidamento del servizio con procedura d'Ambito. Molti di essi non hanno seguito l'iter previsto dalla normativa, che prevede tra l'altro il preventivo esame da parte dell'Autorità sia dei valori di rimborso degli impianti spettanti ai gestori uscenti, sia dei contenuti complessivi del bando e dei suoi allegati prima della pubblicazione. La maggior parte dei bandi, inoltre, si discostano, anche in modo significativo, dalle indicazioni contenute nei regolamenti ministeriali, anche con riguardo ai criteri di valutazione delle offerte; secondo la regolazione attuale, tali scostamenti dovrebbero essere oggetto di una specifica giustificazione da parte delle Stazioni Appaltanti,

Nella situazione che si va profilando, la standardizzazione del processo di gara previsto dalla normativa sta incontrando delle serie difficoltà ad imporsi, concretizzando il rischio che le procedure possano bloccarsi per l'effetto di un ampio contenzioso.

Distribuzione dividendi

In data 23 aprile 2015, l'assemblea degli Azionisti ha approvato il bilancio di esercizio e ha deliberato la distribuzione di dividendi per una somma pari ad Euro 0,15 per azione con diritto di stacco della cedola in data 11 maggio 2015, record date il 12 maggio 2015 e pagamento il giorno 13 maggio 2015.

Azioni proprie

Ai sensi dell'art. 40 del D. Lgs 127 comma 2 d, si dà atto che la società alla data del 31 dicembre 2015 possiede azioni proprie per un valore pari ad Euro 17.521 migliaia (Euro 17.660 migliaia al 31 dicembre 2014), che risultano individuate nel prospetto di movimentazione del patrimonio netto.

Evoluzione prevedibile della gestione

Per quanto riguarda l'attività di distribuzione del gas, nel 2016 il Gruppo continuerà ad essere impegnato nella normale gestione e conduzione del servizio, nello svolgimento delle attività propedeutiche alle gare, oltre che nell'eventuale partecipazione alle gare che verranno bandite per l'aggiudicazione degli Ambiti Territoriali Minimi di interesse per il Gruppo. La grande maggioranza dei comuni attualmente gestiti da Ascopiave appartengono ad Ambiti per i quali è previsto un termine massimo di pubblicazione del bando di gara che supera il 31 dicembre 2016. Tuttavia, dato che le stazioni appaltanti hanno la facoltà di anticipare i tempi massimi previsti dalla normativa, non è escluso che alcuni comuni possano essere interessati alle gare già nel 2016. Anche se ciò dovesse avvenire, pur non avendosi assoluta certezza dei tempi necessari per l'aggiudicazione, si ritiene ragionevole che, per le prime gare, gli eventuali passaggi di gestione agli eventuali nuovi operatori aggiudicatari potranno concludersi solo successivamente al termine dell'esercizio 2016, per cui il perimetro di attività del Gruppo non dovrebbe subire dei mutamenti rispetto alla

situazione attuale.

Per quanto concerne i risultati economici, si segnala che essi verranno negativamente impattati dalla rivisitazione del tasso di remunerazione del capitale previsto dai recenti provvedimenti tariffari; il tasso di rendimento reale pre-tasse per l'attività di distribuzione è stato infatti ridotto dal 6,9% del 2015 al 6,1%, determinando una attesa diminuzione dei ricavi tariffari complessivi.

Per quanto riguarda l'attività di vendita del gas, formulare delle attese sull'andamento dei risultati appare maggiormente difficile, anche per l'incidenza del fattore climatico, che influisce significativamente sui consumi di gas. Al momento attuale, tuttavia, non si intravedono motivi per ritenere che nel prossimo futuro si registreranno delle sensibili variazioni nelle condizioni di redditività del business, nonostante il progredire della pressione competitiva sul mercato retail e l'impatto atteso dai provvedimenti tariffari definiti dall'AEEGSI per il mercato tutelato.

Per quanto concerne l'attività di vendita dell'energia elettrica, l'esercizio 2016 potrebbe confermare i risultati del 2015. I risultati potranno naturalmente essere condizionati, oltre che da eventuali nuovi provvedimenti tariffari da parte dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas e il Sistema Idrico – che non sono ad oggi preventivabili – anche dall'evoluzione dello scenario competitivo più generale e dalla strategia di approvvigionamento del Gruppo.

Si ritiene di precisare che i risultati effettivi del 2016 potranno differire rispetto a quelli sopra indicativamente prospettati in relazione a diversi fattori tra cui: l'evoluzione della domanda, dell'offerta e dei prezzi del gas e dell'energia elettrica, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, l'impatto delle regolamentazioni in campo energetico e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business.

Obiettivi e politiche del Gruppo e descrizione dei rischi

Rischio credito e rischio liquidità

Segnaliamo che i principali strumenti finanziari in uso presso il Gruppo sono rappresentati dalle disponibilità liquide, dall'indebitamento bancario e da altre forme di finanziamento. Si ritiene che il Gruppo non sia esposto ad un rischio credito superiore alla media di settore, considerando la rilevante numerosità della clientela e la scarsa rischiosità fisiologica rilevata nel servizio di somministrazione del gas. A presidio di residuali rischi possibili su crediti risulta comunque stanziato un fondo svalutazione crediti che in questa fase dell'anno risulta pari a circa il 14,6% (21,7% al 31 dicembre 2014) dell'ammontare lordo dei crediti verso terzi per fatture emesse. Le operazioni commerciali significative avvengono in Italia.

Relativamente alla gestione finanziaria della società, gli amministratori valutano la generazione di liquidità, derivante dalla gestione, congrua a coprire le sue esigenze.

I principali impegni di pagamento aperti al 31 dicembre 2015 sono associati ai contratti di fornitura del gas naturale.

Rischi relativi alle gare per l'assegnazione delle nuove concessioni di distribuzione del gas naturale

Alla data del 31 dicembre 2015, il Gruppo Ascopiave detiene 208 concessioni (208 al 31 dicembre 2014) di distribuzione di gas naturale in tutto il territorio nazionale. In base a quanto stabilito dalla vigente normativa applicabile alle concessioni di cui è titolare, le gare per i nuovi affidamenti del servizio di distribuzione del gas saranno bandite non più per singolo Comune, ma esclusivamente per gli ambiti territoriali determinati con i Decreti Ministeriali del 19

gennaio 2011 e del 18 ottobre 2011, e secondo le scadenze temporali indicate nell'Allegato 1 al Decreto Ministeriale sui criteri di gara e di valutazione delle offerte, emanato il 12 novembre 2011. Con il progressivo svolgimento delle gare, il Gruppo potrebbe non aggiudicarsi la titolarità di una o più delle nuove concessioni, oppure potrebbe aggiudicarsele a condizioni meno favorevoli di quelle attuali, con possibili impatti negativi sull'attività operativa e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria, fermo restando, nel caso di mancata aggiudicazione, relativamente ai Comuni precedentemente gestiti dall'impresa, l'incasso del valore di rimborso previsto a favore del gestore uscente.

Rischi relativi alla quantificazione del rimborso a carico del nuovo gestore

Con riguardo alle concessioni di distribuzione del gas relativamente alle quali il Gruppo è anche proprietario delle reti e degli impianti, la Legge n. 9 / 2014 stabilisce che il rimborso riconosciuto a carico del gestore entrante sia calcolato nel rispetto di quanto stabilito nelle convenzioni e nei contratti e, per quanto non desumibile dalla volontà delle parti nonché per gli aspetti non disciplinati dalle medesime convenzioni o contratti, in base alle linee guida su criteri e modalità operative per la valutazione del valore di rimborso di cui all'articolo 4, comma 6, del decreto legge 21 giugno 2013, n. 69, convertito, con modificazioni, dalla legge 9 agosto 2013, n. 98. In ogni caso, dal valore di rimborso sono detratti i contributi privati relativi ai cespiti di località, valutati secondo la metodologia della regolazione tariffaria vigente. Inoltre, qualora il valore di rimborso risulti maggiore del dieci per cento del valore delle immobilizzazioni nette di località calcolate nella regolazione tariffaria, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località, l'ente locale concedente trasmette le relative valutazioni di dettaglio del valore di rimborso all'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico per la verifica prima della pubblicazione del bando di gara. Il Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 12 novembre 2011 n. 266 stabilisce che il gestore subentrante acquisisce la proprietà dell'impianto con il pagamento del valore di rimborso al gestore uscente, ad eccezione delle eventuali porzioni di impianto di proprietà comunale.

A regime, cioè nei periodi successivi al primo, il rimborso al gestore uscente sarà comunque pari al valore delle immobilizzazioni nette di località, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località, calcolato con riferimento ai criteri usati dall'Autorità per determinare le tariffe di distribuzione (RAB). Sul punto si segnala che l'Autorità è recentemente intervenuta con la Deliberazione 367/2014/R/gas, prevedendo che, il valore di rimborso, di cui all'articolo 14, comma 8, del decreto legislativo n. 164/00, al termine del primo periodo di affidamento d'ambito venga determinato come somma di: a) valore residuo dello stock esistente a inizio periodo di affidamento, valutato per tutti i cespiti soggetti a trasferimento a titolo oneroso al gestore entrante nel secondo periodo di affidamento in funzione del valore di rimborso, di cui all'articolo 5 del decreto 226/11, riconosciuto al gestore uscente in sede di primo affidamento per ambito, tenendo conto degli ammortamenti e delle dismissioni riconosciute ai fini tariffari nel periodo di affidamento; b) valore residuo dei nuovi investimenti realizzati nel periodo di affidamento ed esistenti a fine periodo, valutati sulla base del criterio del costo storico rivalutato per il periodo in cui gli investimenti sono riconosciuti a consuntivo, come previsto dall'Articolo 56 della Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG), e come media tra il valore netto determinato sulla base del criterio del costo storico rivalutato e il valore netto determinato sulla base delle metodologie di valutazione a costi standard, secondo quanto previsto dal comma 3.1 della deliberazione 573/2013/R/GAS, per il periodo successivo.

Il Gruppo sta tutelando le proprie ragioni patrimoniali ed economiche rispetto all'evoluzione normativa avversa descritta come nei termini riportati nel paragrafo "Ambiti territoriali" e nel paragrafo "Contenziosi" di questa relazione.

Risorse Umane

Al 31 dicembre 2015 il Gruppo Ascopiave aveva in forza 615 dipendenti⁵, ripartiti tra le diverse società come di seguito evidenziato:

Società consolidate integralmente	31/12/2015	31/12/2014	Variazioni
Ascopiave S.p.A.	259	263	-4
Ascotrade S.p.A.	82	81	1
ASM DG S.r.l.	18	20	-2
Edigas Distribuzione S.p.A.	27	27	0
Pasubio Servizi S.r.l.	18	19	-1
Etra Energia S.r.l.	6	6	0
Veritas Energia S.p.A.	42	31	11
Blue Meta S.p.A.	23	20	3
Amgas Blu S.r.l.	7	7	0
Totale Società consolidate integralmente	482	474	8
Società consolidate con il metodo del patrimonio netto	31/12/2015	31/12/2014	Variazioni
Estenergy S.p.A.	78	79	-1
ASM Set S.r.l.	9	9	0
Unigas Distribuzione S.r.l.	46	48	-2
Totale Società consolidate con il metodo del patrimonio netto	133	136	-3
Totale di Gruppo	615	610	5

Rispetto al 31 dicembre 2014 l'organico del Gruppo Ascopiave è cresciuto di 5 unità. Le principali variazioni sono da ricondursi principalmente alle seguenti società:

- Ascopiave: -4 dipendenti, in virtù di 3 assunzioni e 7 cessazioni, queste ultime relative in parte al trasferimento di alcuni dipendenti ad altre società del gruppo Ascopiave S.p.A.;
- Ascotrade: + 1 dipendente, in virtù di 8 assunzioni e 7 cessazioni;
- Bluemeta S.p.A.: +3 dipendenti; a seguito di 6 assunzioni e 3 cessazioni;
- Veritas Energia S.p.A.: +11 dipendenti, in virtù di 11 assunzioni;
- Pasubio Servizi S.r.l.: -1 dipendente, a seguito di una cessazione;
- Unigas Distribuzione S.r.l.: -2 dipendenti, in virtù di 2 assunzioni e 4 cessazioni;
- Asm DG S.r.l.: - 2 dipendenti, a seguito di due cessazioni.

La seguente tabella evidenzia la ripartizione dell'organico per qualifica:

⁵ I dati relativi alle società consolidate proporzionalmente, ovvero Estenergy (48,999%), ASM Set (49%) e Unigas Distribuzione (48,86%).

Società consolidate integralmente	31/12/2015	31/12/2014	Variazione
Dirigenti	17	17	0
Impiegati	362	351	11
Operai	103	106	-3
Totale Società consolidate integralmente	482	474	8

Società consolidate con il metodo del patrimonio netto	31/12/2015	31/12/2014	Variazione
Dirigenti	3	3	0
Impiegati	112	114	-2
Operai	18	19	-1
Totale Società consolidate con il metodo del patrimonio netto	133	136	-3

Totale di Gruppo	31/12/2015	31/12/2014	Variazione
Dirigenti	20	20	0
Impiegati	474	465	9
Operai	121	125	-4
Totale dipendenti di Gruppo	615	610	5

Ricerca e Sviluppo

Sistemi informativi

A supporto delle società di vendita del Gruppo, nel corso del 2015 è proseguita la strategia di innovazione dei sistemi informativi al fine di poter realizzare nuovi servizi da offrire al cliente finale.

In particolare, è stato esteso a tutte le società di vendita il sistema di CRM implementato per Ascotrade S.p.A., è stato introdotto un nuovo sistema di gestione delle offerte per la clientela e completamente rinnovati i siti internet di tutte le società del gruppo. Inoltre è stato messo a punto il club “A Tutta Energia” che propone sconti, vantaggi e coupon presso una rete di partner convenzionati riservati ai nostri clienti.

Per offrire un nuovo canale di pagamento a clienti finali è stato completato il processo di adesione al circuito CBILL, ideato dal consorzio interbancario CBI, che consente alle persone e alle imprese di consultare e pagare on line direttamente dalla propria banca le bollette emesse dalle società del gruppo.

Per quanto riguarda gli adeguamenti normativi il principale progetto è stato l’adeguamento della fatturazione allo standard “Bolletta 2.0” che ha rivoluzionato il layout delle bollette Gas ed EE:

Nel 2015 è stato sostanzialmente completato uno strumento informatico a supporto delle attività di dispacciamento dell’energia elettrica che automatizza il dialogo con i sistemi gestionali delle società di vendita del gruppo.

Nel primo semestre 2015 è stato realizzato un progetto per estendere anche ai nostri fornitori l’utilizzo della fatturazione elettronica sul modello di quanto realizzato per la Pubblica Amministrazione. Il progetto ha portato alla costruzione di una piattaforma in grado di recepire fatture passive secondo il tracciato xml previsto per la fattura elettronica della PA automatizzando quindi l’inserimento delle fatture nel sistema contabile.

Sono state ampliate le funzionalità a supporto del sistema di reporting direzionale basato su SAP BPC, rinnovando profondamente il modulo a supporto delle attività di budget e completando la realizzazione di un nuovo modulo a supporto del vettoriato gas.

Nel corso dell'esercizio sono state ampliate le funzionalità dell'applicativo dedicato alla gestione dei crediti incagliati, attraverso una migliore integrazione del network degli studi legali e dell'arricchimento dei format di gestione delle pratiche di recupero crediti, ottenendo una significativa diminuzione dei tempi di formazione dei decreti ingiuntivi.

Un altro progetto significativo realizzato nel 2015 riguarda l'utilizzo di tecniche di analisi dei Big Data e di Predictive Analytics applicate nell'area crediti. Il progetto ha portato alla costruzione di una piattaforma di Big Data in ambito crediti ed alla creazione di un modello in grado di stimare l'evoluzione del rischio credito su base geografica in funzione delle serie storiche (insoluti per cliente) e dell'andamento di variabili esogene, comprese quelle macroeconomiche, con la possibilità di costruire scenari e supportare analisi previsionali e di what if.

Per quanto riguarda la digitalizzazione del ciclo attivo è stato completato un progetto per l'invio delle fatture attive tramite PEC a tutti soggetti dotati di P.IVA, tale progetto ha portato la totale tracciabilità del processo per più del 50% del portafoglio, la diminuzione dei tempi di recapito e l'azzeramento dei relativi costi.

Inoltre, altri progetti significativi hanno riguardato lo sviluppo di nuove funzionalità del software a supporto della gestione legale dei contenziosi, l'ampliamento delle funzionalità dello strumento per il supporto alla gestione delle caselle PEC, ed il miglioramento della sicurezza elettrica del datacenter di Disaster Recovery.

Nel corso del 2015 è stato affinato il sistema di Work Force Management a supporto dell'Area Tecnica della società di distribuzione Gas, che era entrato in produzione negli ultimi mesi del 2014.

Il sistema ha sostanzialmente modificato i processi con cui si pianificano e realizzano gli interventi in campo, migliorando il processo di esecuzione delle attività sul territorio grazie all'introduzione di sistemi automatici di schedulazione delle operazioni e di ottimizzazione nell'impiego delle risorse che prevedono logiche di saturazione della giornata lavorativa e di minimizzazione dei percorsi.

Le risorse operanti sul territorio sono state dotate di dispositivi mobile attraverso i quali ricevono le attività da eseguire sui misuratori, possono consultare in campo le informazioni necessarie per l'esecuzione degli interventi e sono in grado di consuntivare immediatamente i lavori svolti. Lo stato delle attività può quindi essere monitorato in tempo reale, permettendo una migliore pianificazione e comunicazione dei risultati degli interventi e migliorando quindi sostanzialmente il livello di servizio offerto ai clienti.

Nel corso del 2015 è stato esteso anche ai misuratori G4 il Sistema di Acquisizione Centrale (SAC) delle letture già in uso per i contatori maggiori di G6. Inoltre, in aggiunta alle installazioni dei misuratori elettronici punto-punto, hanno avuto inizio anche le prime installazioni massive di smart meter punto multipunto con tecnologia 169MHz. Entrambe le tipologie di misuratori possono essere gestiti con il Sistema di Acquisizione Centrale installato.

Sono poi proseguite le attività per permettere il dialogo con il Sistema Informativo Integrato (SII), compresa la realizzazione di una Porta di Comunicazione secondo le specifiche emanate da Acquirente Unico.

Nel corso del 2015 è entrato in produzione un nuovo sistema per la gestione della preventivazione e gestione lavori, che supporta anche i flussi informativi scambiati con le società esterne che forniscono servizi di costruzione impianti.

Inoltre, sempre a supporto delle società di distribuzione del gas del Gruppo, sono state introdotte nuove funzionalità ai sistemi gestionali ed al Portale del Distributore per rispondere agli aggiornamenti normativi, alle esigenze di miglioramento dei processi interni ed agli standard di comunicazione definiti dall'AEEGSI.

Altre informazioni

Compensi corrisposti ai componenti degli organi di amministrazione e controllo, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche e partecipazioni detenute

Le informazioni sui compensi corrisposti ai componenti degli organi di amministrazione e controllo, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche e sulle partecipazioni dagli stessi detenute, sono fornite nella Relazione sulla remunerazione, predisposta ai sensi dell'art. 123 - ter del Decreto Legislativo n. 58/1998 (TUF) e approvata dal Consiglio di Amministrazione il 16 marzo 2015, cui si rinvia.

Sicurezza dei dati personali

Il Gruppo Ascopiave è attento alla tutela dei dati personali e all'adozione di idonee misure di sicurezza per la loro protezione. A maggior tutela di questi dati, il Gruppo continua anche ad impegnarsi nell'aggiornamento annuale del Documento Programmatico sulla Sicurezza, nonostante non sia più obbligatorio ai sensi del D.Lgs. 196 del 30 giugno 2003 a seguito delle modifiche introdotte dal Decreto-legge 9 febbraio 2012, n. 5, convertito in legge n. 35 del 4 aprile 2012.

Dichiarazione ai sensi del D.Lgs. 196 del 30 giugno 2003

Il Presidente, in qualità di titolare del trattamento dei dati personali della Società, dichiara l'adeguatezza alla normativa sulla "privacy" prevista dal D.Lgs. 30 giugno 2003 n. 196 e successive integrazioni, tramite il servizio curato da Ascopiave quale responsabile del trattamento delle banche dati gestite con o senza l'ausilio di strumenti elettronici.

Elenco sedi della società

Sedi in proprietà

Società proprietaria	Ubicazione	Destinazione d'uso
Ascopiave S.p.A.	Treviso - Piazza delle Istituzioni 32/1	Immobile ad uso uffici e service immobiliare Ascotrade
Ascopiave S.p.A.	Treviso - Piazza delle Istituzioni 32/1	Immobile ad uso magazzino
Ascopiave S.p.A.	Pieve di Soligo (TV) - Via Verizzo 1030	Immobile ad uso uffici
Ascopiave S.p.A.	Pieve di Soligo (TV) - Via Verizzo 1030	Immobile ad uso magazzino ed officina
Ascopiave S.p.A.	Pieve di Soligo (TV) - Via Verizzo 1030	Immobile ad uso ricovero automezzi aziendali
Ascopiave S.p.A.	Pieve di Soligo (TV) - Via Verizzo 1030	Immobile dato in service immobiliare Ascotrade uso uffici
Ascopiave S.p.A.	Pieve di Soligo (TV) - Via Verizzo 1030	Immobile dato in service immobiliare Asco Tlc uso magazzino
Ascopiave S.p.A.	Sandrigio (VI) - Viale G.Galilei n° 25/27	Immobile ad uso uffici e service immobiliare Ascotrade
Ascopiave S.p.A.	Sandrigio (VI) - Viale G.Galilei n° 25/27	Immobile ad uso magazzino ed officina
Ascopiave S.p.A.	Castel San Giovanni (PC) - Via Borgonovo 44/A	Immobile ad uso uffici e service immobiliare Ascotrade
Ascopiave S.p.A.	Castel San Giovanni (PC) - Via Borgonovo 44/A	Immobile ad uso magazzino ed officina
Ascopiave S.p.A.	San Vendemiano (TV) - Complesso "Quaternario"	Immobile dati in affitto a Asco Tlc
Ascopiave S.p.A.	Milano - via Turati n. 6	Immobile ad uso uffici e rappresentanza
Ascopiave S.p.A.	Milano - via Turati n. 8	Immobile dato in service immobiliare Sinergie Italiane uso ufficio
Ascopiave S.p.A.	Cordovado (PN) - Via Teglio	Immobile ad uso magazzino + cabina gas

Sedi in locazione

Società conduttrice	Ubicazione	Destinazione d'uso
Ascopiave S.p.A.	Castelfranco (TV) - Via della Cooperazione n° 8	Immobile ad uso magazzino
Ascopiave S.p.A.	Marchirolo (VA) - Via Cavalier Busetti n° 7/H	Immobile ad uso uffici e service immobiliare Ascotrade
Ascotrade S.p.A.	Agordo (BL) - Via IV Novembre n° 2	Immobile ad uso uffici
Ascotrade S.p.A.	Belluno - Via Tiziano Vecellio n° 27/29	Immobile ad uso uffici
Ascotrade S.p.A.	Feltre (BL) - Via C. Rizzarda n° 21	Immobile ad uso uffici
Ascotrade S.p.A.	Pieve di Cadore (BL) - Via degli Alpini n° 28	Immobile ad uso uffici
Ascotrade S.p.A.	Trebaseleghe (PD) - Piazza Principe di Piemonte, 12	Immobile ad uso uffici
Ascotrade S.p.A.	Vittorio Veneto (TV) - Galleria Nazioni Unite	Immobile ad uso uffici in service immobiliare Savno srl
Ascotrade S.p.A.	Casteggio (PV) - Via Anselmi n° 31	Immobile ad uso uffici
Ascotrade S.p.A.	Porto Viro (RO) - Piazza della Repubblica n° 14	Immobile ad uso uffici
Ascotrade S.p.A.	Conegliano (TV) - Via S. Giuseppe n° 38/A	Immobile ad uso uffici
Ascotrade S.p.A.	Castelfranco (TV) - Piazza Serenissima n° 12	Immobile ad uso uffici
Ascotrade S.p.A.	Montebelluna (TV) - Via Schiavonesca Priula n° 86	Immobile ad uso uffici in service immobiliare ATS srl
Ascotrade S.p.A.	Oderzo (TV) - Cesare Battisti n° 7/A	Immobile ad uso uffici
Ascotrade S.p.A.	Oderzo (TV) - Cesare Battisti n° 7/B	Immobile ad uso uffici
Ascotrade S.p.A.	Portogruaro (VE) - Viale Trieste n° 31	Immobile ad uso uffici
Ascotrade S.p.A.	Lentate sul Seveso (MB) - Via Padova n° 35	Immobile ad uso uffici
Ascotrade S.p.A.	Vicenza - Corso SS Felice e Fortunato n° 203	Immobile ad uso uffici

Indicatori di performance

Ai sensi di quanto stabilito dalla comunicazione Consob DEM 6064293 del 28 luglio 2006 e dalla raccomandazione CESR/05-178b sugli indicatori alternativi di performance, si segnala che il Gruppo ritiene utili ai fini del monitoraggio del proprio business, oltre ai normali indicatori di performance stabiliti dai Principi contabili internazionali IAS/IFRS, anche altri indicatori di performance che, ancorché non specificamente statuiti dai sopraccitati principi, rivestono particolare rilevanza. In particolare si segnalano i seguenti indicatori:

- **Margine operativo lordo (Ebitda):** viene definito dal Gruppo come il risultato prima di ammortamenti, svalutazione crediti, gestione finanziaria ed imposte.
- **Risultato operativo:** tale indicatore è previsto anche dai principi contabili di riferimento ed è definito come il margine operativo (Ebit) meno il saldo dei costi e proventi non ricorrenti. Si segnala che tale ultima voce include le sopravvenienze attive e passive, le plusvalenze e minusvalenze per alienazione cespiti, rimborsi assicurativi, contributi e altre componenti positive e negative di minore rilevanza.
- **Ricavi tariffari sull'attività di distribuzione gas:** viene definito dal Gruppo come l'ammontare dei ricavi realizzati dalle società di distribuzione del Gruppo per l'applicazione delle tariffe di distribuzione e misura del gas naturale ai propri clienti finali, al netto degli importi di perequazione gestiti dalla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico.
- **Primo margine sull'attività di vendita gas:** è definito dal Gruppo come l'importo ottenuto dalla differenza tra i ricavi di vendita (realizzati dalle società di vendita del Gruppo verso i clienti del mercato finale oppure nell'ambito dell'attività di vendita come grossista) e la somma delle seguenti voci di costo: costo del servizio di vettoriamento (costo espresso al lordo degli importi oggetto di elisione e rappresentato dall'importo delle tariffe di distribuzione applicate dalle società di distribuzione) e costo di acquisto del gas venduto.
- **Primo margine sull'attività di vendita energia elettrica:** viene definito dal Gruppo come l'importo ottenuto dalla differenza tra i ricavi di vendita di energia elettrica e la somma delle seguenti voci di costo: costo dei servizi di trasporto, dispacciamento e sbilanciamento e costo di acquisto dell'energia elettrica venduta.

Commento ai risultati economico finanziari dell'esercizio 2015**Andamento della gestione - I principali indicatori operativi**

DISTRIBUZIONE DI GAS NATURALE	2015	2014	Var.	Var. %
Società consolidate integralmente				
Numero di concessioni	176	176	0	0,0%
Lunghezza della rete di distribuzione (km)	7.775	7.691	83	1,1%
Volumi di gas distribuiti (smc/mln)	788,5	710,8	77,7	10,9%
Società consolidate con il metodo del patrimonio netto				
Numero di concessioni	32	32	0	0,0%
Lunghezza della rete di distribuzione (km)	1.100	1.095	5	0,4%
Volumi di gas distribuiti (smc/mln)	144,9	133,2	11,8	8,8%
Gruppo Ascopiave*				
Numero di concessioni	192	192	0	0,0%
Lunghezza della rete di distribuzione (km)	8.312	8.227	86	1,0%
Volumi di gas distribuiti (smc/mln)	859,3	775,9	83,4	10,8%

* I dati del Gruppo sono ottenuti sommando i dati delle società consolidate ponderati per la loro quota di consolidamento

VENDITA DI GAS NATURALE	2015	2014	Var.	Var. %
Società consolidate integralmente				
Volumi di gas venduti (smc/mln)	818,6	763,1	55,5	7,3%
Società consolidate con il metodo del patrimonio netto				
Volumi di gas venduti (smc/mln)	291,2	255,6	35,6	13,9%
Gruppo Ascopiave*				
Volumi di gas venduti (smc/mln)	961,3	888,4	72,9	8,2%

* I dati del Gruppo sono ottenuti sommando i dati delle società consolidate ponderati per la loro quota di consolidamento

VENDITA DI ENERGIA ELETTRICA	2015	2014	Var.	Var. %
Società consolidate integralmente				
Volumi di energia elettrica venduti (GWh)	352,4	381,2	-28,8	-7,6%
Società consolidate con il metodo del patrimonio netto				
Volumi di energia elettrica venduti (GWh)	116,7	160,0	-43,3	-27,1%
Gruppo Ascopiave*				
Volumi di energia elettrica venduti (GWh)	409,6	459,6	-50,0	-10,9%

* I dati del Gruppo sono ottenuti sommando i dati delle società consolidate ponderando preventivamente i dati delle società consolidate con il metodo del patrimonio netto per la quota di partecipazione del Gruppo.

Nel seguito si commenta l'andamento dei principali indicatori operativi dell'attività del Gruppo.

Si precisa che il valore di ciascun indicatore è ottenuto sommando i valori degli indicatori di ciascuna società consolidata, ponderando preventivamente i dati delle società consolidate con il metodo del patrimonio netto per la quota di partecipazione del Gruppo.

Per quanto concerne l'attività di distribuzione del gas, nell'esercizio 2015 i volumi erogati attraverso le reti gestite dalle società del Gruppo consolidate al 100% sono stati 788,5 milioni di metri cubi, in crescita del 10,9% rispetto all'esercizio precedente.

La società Unigas Distribuzione S.r.l., consolidata con il metodo del patrimonio netto, ha distribuito 144,9 milioni di metri cubi, con un incremento dell'8,8% rispetto all'esercizio 2014.

Nell'esercizio 2015 i volumi di gas venduti dalle società consolidate integralmente sono stati pari a 818,6 milioni di metri cubi, in crescita del 7,3% rispetto all'esercizio precedente. Nell'esercizio 2015 le società consolidate con il metodo del patrimonio netto (Estenergy S.p.A. e ASM Set S.r.l.) hanno venduto complessivamente 291,2 milioni di metri cubi di gas (+13,9% rispetto all'esercizio precedente).

Nell'esercizio 2015 i volumi di energia elettrica venduti dalle società consolidate integralmente sono stati pari a 352,4 GWh, in riduzione del 7,6% rispetto all'esercizio precedente. Nel 2015 le società consolidate con il metodo del patrimonio netto (Estenergy S.p.A. e ASM Set S.r.l.) hanno venduto complessivamente 116,7 GWh di energia elettrica.

Andamento della gestione - I risultati economici del Gruppo

(migliaia di Euro)	Esercizio 2015	% dei ricavi	Esercizio 2014	% dei ricavi
Ricavi	581.655	100,0%	585.300	100,0%
Costi operativi	500.671	86,1%	505.714	86,4%
Margine operativo lordo	80.983	13,9%	79.585	13,6%
Ammortamenti e svalutazioni	20.029	3,4%	20.099	3,4%
Accantonamento rischi su crediti	4.004	0,7%	6.819	1,2%
Risultato operativo	56.950	9,8%	52.667	9,0%
Proventi finanziari	803	0,1%	1.364	0,2%
Oneri finanziari	1.321	0,2%	2.957	0,5%
Quota utile/(perdita) società contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	7.449	1,3%	4.453	0,8%
Utile ante imposte	63.881	11,0%	55.527	9,5%
Imposte dell'esercizio	18.519	3,2%	18.194	3,1%
Utile/perdita dell'esercizio	45.362	7,8%	37.333	6,4%
Risultato dell'esercizio del Gruppo	43.014	7,4%	35.583	6,1%
Risultato dell'esercizio di Terzi	2.349	0,4%	1.750	0,3%

Ai sensi della Comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006 si precisa che gli indicatori alternativi di Performance sono definiti al paragrafo "Indicatori di performance" del presente documento.

Nell'esercizio 2015 il Gruppo ha realizzato ricavi per Euro 581.655 migliaia, in riduzione dello 0,6% rispetto all'esercizio precedente. La tabella seguente riporta il dettaglio dei ricavi.

(migliaia di Euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Ricavi da trasporto del gas	26.752	21.697
Ricavi da vendita gas	472.974	473.641
Ricavi da vendita energia elettrica	61.188	67.199
Ricavi per servizi di allacciamento	1.133	52
Ricavi da servizi di fornitura calore	13	55
Ricavi da servizi di distribuzione	3.563	3.530
Ricavi da servizi di bollettazione e tributi		38
Ricavi da servizi generali a società del gruppo	1.157	842
Ricavi per contributi AEEG	8.871	12.555
Altri ricavi	6.003	5.690
Ricavi	581.655	585.300

I **ricavi di vendita gas** passano da Euro 473.641 migliaia ad Euro 472.974 migliaia, registrando un decremento di Euro 667 migliaia (-0,1%). L'effetto positivo dei maggiori volumi di gas venduti è stato compensato dalla flessione dei prezzi di vendita unitari.

I **ricavi di vendita energia elettrica** passano da Euro 67.199 migliaia ad Euro 61.188 migliaia, registrando un decremento di Euro 6.011 migliaia (-8,9%), principalmente per effetto dei minori volumi di energia elettrica venduti.

Il **risultato operativo** dell'esercizio 2015 ammonta ad Euro 56.950 migliaia, registrando un incremento di Euro 4.283 migliaia (+8,1%) rispetto all'esercizio precedente.

Il maggiore risultato è dovuto ai seguenti fattori:

- decremento dei ricavi tariffari sull'attività di distribuzione gas per Euro 708 migliaia;
- incremento del primo margine dell'attività di vendita gas per Euro 1.201 migliaia;
- decremento del primo margine sull'attività di vendita energia elettrica per Euro 1.509 migliaia;
- variazione positiva delle altre voci di costo e ricavo per Euro 5.300 migliaia.

Il decremento dei **ricavi tariffari sull'attività di distribuzione gas** (che passano da Euro 62.669 migliaia ad Euro 61.960 migliaia) è stato determinato dall'applicazione della regolazione tariffaria per il periodo 2014-2019 (c.d. quarto periodo regolatorio) prevista dalla Deliberazione AEEGSI 367/2014/R/gas.

L'incremento del **primo margine sull'attività di vendita gas** (che passa da Euro 63.190 migliaia ad Euro 64.391 migliaia), è stato principalmente determinato dai maggiori volumi di gas venduti, a fronte di una inferiore marginalità unitaria.

Il decremento del **primo margine sull'attività di vendita energia elettrica**, che passa da Euro 5.342 migliaia ad Euro 3.833 migliaia è da ricondurre sia alla minore marginalità unitaria che ai minori volumi venduti rispetto all'esercizio precedente, che era stato favorito da una dinamica ribassista dei prezzi di acquisto.

La variazione positiva delle **altre voci di costo e ricavo**, pari a Euro 5.300 migliaia, è dovuta a:

- minori altri ricavi per Euro 2.022 migliaia;
- minori costi per materiali, servizi e oneri diversi per Euro 3.283 migliaia;
- minore costo del personale per Euro 1.153 migliaia;
- minori ammortamenti su immobilizzazioni per Euro 70 migliaia;
- minori accantonamenti per rischi su crediti per Euro 2.815 migliaia.

L'**utile netto consolidato** dell'esercizio 2015 ammonta ad Euro 45.362 migliaia, registrando una crescita di Euro 8.029 migliaia (+21,5%) rispetto all'esercizio precedente.

La variazione dell'utile è dovuta ai seguenti fattori:

- maggiore risultato operativo, come precedentemente commentato, per Euro 4.283 migliaia;
- maggiore risultato delle società consolidate con il metodo del patrimonio netto per Euro 2.996 migliaia;
- decremento dei proventi finanziari per Euro 561 migliaia;

- decremento degli oneri finanziari per Euro 1.636 migliaia;
- aumento delle imposte per Euro 325 migliaia, come conseguenza della maggiore base imponibile.

Il tax rate, calcolato normalizzando il risultato ante imposte degli effetti del consolidamento della società consolidate con il metodo del patrimonio netto, passa dal 35,6% al 32,8%.

Andamento della gestione – La situazione finanziaria

La tabella che segue mostra la composizione dell'indebitamento finanziario netto così come richiesto dalla comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
A Cassa	15	16
B Altre disponibilità liquide	28.286	100.867
D Liquidità (A) + (B) + (C)	28.301	100.882
E Crediti finanziari correnti	3.487	8.234
F Debiti bancari correnti	(88.238)	(175.106)
G Parte corrente dell'indebitamento non corrente	(9.628)	(9.745)
H Altri debiti finanziari correnti	(3.708)	(280)
I Indebitamento finanziario corrente (F) + (G) + (H)	(101.574)	(185.131)
J Indebitamento finanziario corrente netto (I) - (E) - (D)	(69.786)	(76.015)
K Debiti bancari non correnti	(43.829)	(53.456)
L Obbligazioni emesse/Crediti finanziari non correnti	0	3.124
M Altri debiti non correnti	(422)	(3.327)
N Indebitamento finanziario non corrente (K) + (L) + (M)	(44.250)	(53.659)
O Indebitamento finanziario netto (J) + (N)	(114.037)	(129.673)

Ai sensi della delibera Consob n.15519 del 27 luglio 2006, gli effetti dei rapporti con le parti correlate sono evidenziati nell'apposito schema riportato al paragrafo "Rapporti con parti correlate" di questa relazione finanziaria

Al fine di adempiere alla comunicazione Consob n.DEM/6064293/2006 si evidenzia nella tabella seguente la riconciliazione tra la Posizione finanziari netta e la Posizione finanziari netta ESMA:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Posizione finanziaria netta	(114.037)	(129.673)
Crediti finanziari non correnti	0	3.124
Posizione finanziaria netta ESMA	(114.037)	(132.797)

L'indebitamento finanziario netto passa da Euro 129.673 migliaia al 31 dicembre 2014 ad Euro 114.037 migliaia al 31 dicembre 2015, registrando un miglioramento di Euro 15.636 migliaia, si segnala che al 31 dicembre 2014 fra gli altri debiti non correnti risultavano iscritti Euro 3.124 migliaia correlati alla posta crediti finanziari non correnti spiegati dall'aggregazione di Veritas Energia S.r.l..

Si presentano di seguito alcuni dati relativi ai flussi finanziari del Gruppo:

(Migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Risultato netto consolidato	45.362	37.333
Ammortamenti	20.029	20.099
Svalutazione dei crediti	4.004	6.819
(a) Autofinanziamento	69.396	64.251
(b) Rettifiche per raccordare l'utile netto alla variazione della posizione finanziaria generata dalla gestione operativa:	(501)	(11.011)
(c) Variazione della posizione finanziaria generata dall'attività operativa = (a) + (b)	68.894	53.240
(d) Variazione della posizione finanziaria generata dall'attività di investimento	(21.892)	(25.156)
(e) Altre variazioni della posizione finanziaria	(31.366)	(33.947)
Variazione della posizione finanziaria netta = (c) + (d) + (e)	15.637	(5.863)

Il flusso di cassa generato dalla gestione operativa (lettere a + b), pari ad Euro 68.89 migliaia, è stato determinato dall'autofinanziamento per Euro 69.395 migliaia e da altre variazioni finanziarie negative per complessivi Euro 501 migliaia, collegate principalmente alla gestione del capitale circolante netto per Euro 6.262 migliaia e alla valutazione delle imprese consolidate con il metodo del patrimonio netto per Euro -7.449 migliaia.

La gestione del capitale circolante netto ha generato risorse finanziarie per Euro 6.262 migliaia ed è stata influenzata essenzialmente dalla variazione della posizione complessiva verso l'Ufficio Tecnico Imposte di Fabbricazione e Regioni che ha generato risorse finanziarie per Euro 31.577 migliaia, dalla variazione della posizione IVA che ha determinato una generazione di risorse finanziarie per Euro 2.659 migliaia, dalla variazione della posizione verso l'Erario per la maturazione delle imposte IRES e IRAP, che ha generato risorse finanziarie per Euro 7.794 migliaia, e dalla variazione del capitale circolante netto operativo, che ha assorbito risorse finanziarie per Euro 36.523 migliaia.

Nella tabella che segue vengono riportate analiticamente le variazioni del capitale circolante netto intervenute nel periodo:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Rimanenze	(1.095)	(435)
Crediti e debiti commerciali	(41.578)	24.671
Crediti e debiti operativi	5.918	4.876
Fondo TFR e altri fondi	19	752
Imposte correnti	18.519	18.194
Imposte pagate	(13.535)	(25.273)
Crediti e debiti tributari	38.368	(31.113)
Attività/(passività) finanziarie correnti e non correnti	(355)	0
Variazione capitale circolante netto	6.262	(8.327)

L'attività di investimento ha generato un fabbisogno di cassa di Euro 21.892 migliaia.

Le altre variazioni della Posizione Finanziaria Netta sono rappresentate principalmente dai dividendi ricevuti dalle società consolidate con il metodo del patrimonio netto, che hanno generato risorse per Euro 3.369 migliaia e dalla

distribuzione dei dividendi per Euro 35.100 migliaia. Nella tabella che segue vengono riportate analiticamente le altre variazioni della posizione finanziaria intervenute nel periodo:

(migliaia di Euro)	31.12.2015
Dividendi distribuiti ad azionisti Ascopiave S.p.A.	(33.332)
Dividendi distribuiti ad azionisti terzi	(1.768)
Dividendi/(copertura perdite) società collegate o a controllo congiunto	3.369
Altri movimenti di patrimonio netto	365
Altre variazioni della posizione finanziaria	(31.366)

Andamento della gestione – Gli investimenti

Nell'esercizio 2015 il Gruppo ha realizzato investimenti per Euro 22.013 migliaia.

I costi sostenuti per la realizzazione delle infrastrutture di distribuzione del gas naturale, pari ad Euro 20.697 migliaia, sono relativi alla realizzazione di allacciamenti per Euro 4.280 migliaia, alla realizzazione ed alla manutenzione della rete e degli impianti di distribuzione del gas naturale per Euro 9.952 migliaia e all'installazione/sostituzione di misuratori e all'installazione di correttori per Euro 6.465 migliaia.

INVESTIMENTI (migliaia di Euro)	2015	2014
Allacciamenti	4.280	4.598
Ampliamenti, bonifiche e potenziamenti di rete	8.316	7.047
Misuratori	6.465	5.497
Manutenzioni e Impianti di riduzione	1.635	2.590
Investimenti metano	20.697	19.731
Terreni e Fabbricati	146	361
Attrezzature	121	126
Arredi	14	51
Automezzi	436	396
Hardware e Software	148	319
Altri investimenti	452	81
Altri investimenti	1.317	1.334
Investimenti	22.013	21.065

Prospetto di riconciliazione del patrimonio netto individuale con il patrimonio netto consolidato

	31.12.2015	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2014
	Risultato dell'esercizio di Gruppo	Patrimonio netto Totale	Risultato dell'esercizio di Gruppo	Patrimonio netto Totale
<i>(migliaia di Euro)</i>				
Patrimonio netto e risultato d'esercizio come riportati nel bilancio d'esercizio della società controllante	33.547	392.954	43.628	392.459
Quota del patrimonio netto e del risultato netto delle controllate al netto del valore di carico delle partecipazioni	29.117	(46.104)	24.548	(54.843)
Variazioni				
Avviamenti	(0)	56.176	(0)	56.176
Valore delle liste dei contratti e dei rapporti con la clientela, al netto del relativo effetto fiscale	(1.139)	7.089	(537)	8.228
Plusvalore delle reti di distribuzione, al netto del relativo effetto fiscale	34	11.547	182	11.581
Eliminazione dei dividendi infragruppo	(20.524)	(0)	(29.726)	(0)
Effetti della valutazione delle collegate col metodo del patrimonio netto	1.491	(5.662)	1.228	(7.078)
Effetti della valutazione delle società a controllo congiunto col metodo del patrimonio netto	2.593	4.530	(3.294)	2.197
Effetti derivanti da altre scritture	243	(392)	1.304	946
Totale variazioni rilevate, al netto degli effetti fiscali	(17.302)	73.287	(30.843)	72.050
Risultato netto d'esercizio e Patrimonio netto come riportati nel bilancio consolidato	45.362	420.137	37.333	409.666
Quote di terzi di patrimonio netto e risultato	2.349	4.873	1.750	4.310
Risultato d'esercizio e Patrimonio netto del Gruppo come riportati nel bilancio consolidato	43.014	415.264	35.583	405.357

Gruppo Ascopiave

Prospetti di Bilancio consolidato

al 31 dicembre 2015

Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata

(migliaia di Euro)		31.12.2015	31.12.2014
ATTIVITA'			
Attività non correnti			
Avviamento	(1)	80.758	80.758
Altre immobilizzazioni immateriali	(2)	316.659	313.772
Immobilizzazioni materiali	(3)	34.987	36.614
Partecipazioni	(4)	68.078	65.453
Altre attività non correnti	(5)	15.366	16.741
Attività finanziarie non correnti	(6)	0	3.124
Crediti per imposte anticipate	(7)	11.333	12.814
Attività non correnti		527.182	529.276
Attività correnti			
Rimanenze	(8)	3.577	2.482
Crediti commerciali	(9)	172.022	147.804
Altre attività correnti	(10)	46.518	73.973
Attività finanziarie correnti	(11)	3.487	8.234
Crediti tributari	(12)	1.368	4.837
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(13)	28.301	100.882
Attività correnti		255.272	338.212
Attività		782.454	867.488
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO			
Patrimonio netto Totale			
Capitale sociale		234.412	234.412
Azioni proprie		(17.521)	(17.660)
Riserve		198.374	188.605
Patrimonio netto di Gruppo		415.264	405.357
Patrimonio Netto di Terzi		4.873	4.310
Patrimonio netto Totale	(14)	420.137	409.666
Passività non correnti			
Fondi rischi ed oneri	(15)	7.360	8.496
Trattamento di fine rapporto	(16)	3.864	3.968
Finanziamenti a medio e lungo termine	(17)	43.829	53.456
Altre passività non correnti	(18)	18.903	17.221
Passività finanziarie non correnti	(19)	422	3.327
Debiti per imposte differite	(20)	19.571	23.675
Passività non correnti		93.948	110.142
Passività correnti			
Debiti verso banche e finanziamenti	(21)	97.866	184.851
Debiti commerciali	(22)	122.823	136.179
Debiti tributari	(23)	397	205
Altre passività correnti	(24)	43.324	26.164
Passività finanziarie correnti	(25)	3.708	280
Passività correnti su strumenti finanziari derivati	(26)	252	
Passività correnti		268.370	347.679
Passività		362.317	457.821
Passività e patrimonio netto		782.454	867.488

Ai sensi della delibera Consob n.15519 del 27 luglio 2006, gli effetti dei rapporti con le parti correlate sono evidenziati nell'apposito schema riportato al paragrafo "Rapporti con parti correlate" di questa relazione finanziaria

Conto economico complessivo consolidato

(migliaia di Euro)		Esercizio 2015	Esercizio 2014
Ricavi	(27)	581.655	585.300
Totale costi operativi		504.675	512.533
Costi acquisto materia prima gas	(28)	325.936	333.335
Costi acquisto altre materie prime	(29)	20.495	26.032
Costi per servizi	(30)	119.151	107.740
Costi del personale	(31)	21.573	22.726
Altri costi di gestione	(32)	18.110	22.733
Altri proventi	(33)	591	32
Ammortamenti e svalutazioni	(34)	20.029	20.099
Risultato operativo		56.950	52.667
Proventi finanziari	(35)	803	1.364
Oneri finanziari	(35)	1.321	2.957
Quota utile/(perdita) società contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	(35)	7.449	4.453
Utile ante imposte		63.881	55.527
Imposte dell'esercizio	(36)	18.519	18.194
Risultato netto dell'esercizio		45.362	37.333
Risultato dell'esercizio di Gruppo		43.014	35.583
Risultato dell'esercizio di Terzi		2.349	1.750
Altre componenti del Conto Economico Complessivo			
1. componenti che saranno in futuro riclassificate nel conto economico			
Fair value derivati, variazione del periodo al netto dell' effetto fiscale			
		(194)	
2. componenti che non saranno riclassificate nel conto economico			
(Perdita)/Utile attuariale su piani a benefici definiti al netto dell'effetto fiscale			
		190	(253)
Risultato del conto economico complessivo		45.358	37.080
Risultato netto complessivo del gruppo		43.027	35.333
Risultato netto complessivo di terzi		2.331	1.747
Utile base per azione		0,194	0,160
Utile netto diluito per azione		0,194	0,160

Ai sensi della delibera Consob n.15519 del 27 luglio 2006, gli effetti dei rapporti con le parti correlate sono evidenziati nell'apposito schema riportato al paragrafo "Rapporti con parti correlate" di questa relazione finanziaria

N.b.:L'utile per azione è calcolato dividendo l'utile netto del periodo attribuibile agli azionisti della Società per il numero medio ponderato delle azioni al netto delle azioni proprie. Ai fini del calcolo dell'utile base per azione si precisa che al numeratore è stato utilizzato il risultato economico del periodo dedotto della quota attribuibile a terzi. Si segnala che non esistono dividendi privilegiati, conversione di azioni privilegiate e altri effetti simili che debbano rettificare il risultato economico attribuibile ai possessori di strumenti ordinari di capitale. L'utile diluito per azione risulta pari a quello per azione in quanto non esistono azioni ordinarie che potrebbero avere effetto diluitivo e non esistono azioni o warrant che potrebbero avere il medesimo effetto.

Prospetti delle variazioni nelle voci di patrimonio netto consolidato

(Euro migliaia)	Capitale sociale	Riserva legale	Azioni proprie	Riserve differenze attuariali IAS 19	Altre riserve	Risultato del periodo	Patrimonio Netto del gruppo	Risultato e Patrimonio Netto di Terzi	Totale Patrimonio Netto
Saldo al 01/01/2015	234.412	46.882	(17.660)	(286)	106.426	35.583	405.357	4.309	409.666
Risultato del periodo						43.014	43.014	2.349	45.362
Altri movimenti					(172)		(172)	(21)	(194)
Attualizzazione TFR IAS 19 del periodo				186			186	3	190
Totale risultato conto economico complessivo				186	(172)	43.014	43.027	2.331	45.358
Destinazione risultato 2014					35.583	(35.583)	(0)		(0)
Dividendi distribuiti ad azionisti di Ascopiave S.p.A.					(33.332)		(33.332)		(33.332)
Dividendi distribuiti ad azionisti terzi							(0)	(1.768)	(1.768)
Piani incentivazione a lungo termine			138		74		212		212
Saldo al 31/12/2015	234.412	46.882	(17.522)	(99)	108.578	43.014	415.264	4.873	420.137
(Euro migliaia)	Capitale sociale	Riserva legale	Azioni proprie	Riserve differenze attuariali IAS 19	Altre riserve	Risultato dell'esercizio	Patrimonio netto del gruppo	Risultato e Patrimonio Netto di Terzi	Totale Patrimonio netto
Saldo al 01/01/2014	234.412	46.882	(17.660)	(35)	95.413	38.678	397.692	4.989	402.679
Risultato dell'esercizio						35.583	35.583	1.750	37.333
Attualizzazione TFR IAS 19 dell'esercizio				(251)			(251)	(3)	(253)
Totale risultato conto economico complessivo				(251)		35.583	35.333	1.747	37.080
Destinazione risultato 2013					38.678	(38.678)	(0)		(0)
Dividendi distribuiti ad azionisti di Ascopiave S.p.A.					(26.666)		(26.666)		(26.666)
Dividendi distribuiti ad azionisti terzi							(0)	(2.427)	(2.427)
Variazione riserve su aggregazioni aziendali					(1.000)		(1.000)		(1.000)
Saldo al 31/12/2014	234.412	46.882	(17.660)	(286)	106.426	35.583	405.357	4.309	409.666

Rendiconto finanziario consolidato

(migliaia di Euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Utile netto del periodo di gruppo	43.014	35.583
Flussi cassa generati/(utilizzati) dall'attività operativa		
Rettif.per raccordare l'utile netto alle disponibilità liquide		
Risultato di pertinenza di terzi	2.349	1.750
Ammortamenti	20.029	20.099
Svalutazione dei crediti	4.004	6.819
Variazione del trattamento di fine rapporto	(104)	547
Attività/passività correnti su strumenti finanziari	252	0
Variazione netta altri fondi	123	205
Valutaz.impr.collegate e a controllo congiunto con il metodo patr.netto	(7.449)	(4.453)
Accantonamento fondo rischi	232	0
Minusvalenze/(Plusvalenze) su cessione immobilizzazioni	454	666
Interessi passivi pagati	(1.240)	(2.273)
Imposte pagate	(13.535)	(25.273)
Interessi passivi di competenza	1.211	2.560
Imposte di competenza	18.519	18.194
Variazioni nelle attività e passività:		
Rimanenze di magazzino	(1.095)	(435)
Crediti commerciali	(28.221)	45.125
Altre attività correnti	27.454	(33.844)
Debiti commerciali	(13.356)	(20.454)
Altre passività correnti	13.019	(1.760)
Altre attività non correnti	1.730	11.376
Altre passività non correnti	1.830	1.731
Totale rettifiche e variazioni	26.207	20.580
Flussi cassa generati/(utilizzati) dall'attività operativa	69.221	56.164
Flussi di cassa generati/(utilizzati) dall'attività di investimento		
Investimenti in immobilizzazioni immateriali	(21.112)	(19.750)
Realizzo di immobilizzazioni immateriali	114	3
Investimenti in immobilizzazioni materiali	(901)	(1.315)
Realizzo di immobilizzazioni materiali	6	160
Cessioni/(Acquisizioni) di partecipazioni e acconti	(0)	(951)
Altri movimenti di patrimonio netto	365	(253)
Flussi di cassa generati/(utilizzati) dall'attività di investimento	(21.527)	(22.106)
Flussi di cassa generati/(utilizzati) dall'attività finanziaria		
Variazione passività finanziarie non correnti	(67)	2.774
Variaz.netta debiti verso banche e finanziamenti a breve	(155.112)	(11.278)
Variazione netta attività, passività finanziarie correnti	8.106	(2.583)
Interessi passivi	28	(287)
Accensioni finanziamenti e mutui	146.500	258.000
Rimborsi finanziamenti e mutui	(88.000)	(169.000)
Dividendi distribuiti a azionisti Ascopiave S.p.A.	(33.332)	(26.666)
Dividendi distribuiti ad azionisti terzi	(1.768)	(2.427)
Dividendi società a controllo congiunto	3.369	6.519
Flussi di cassa generati/(utilizzati) dall'attività finanziaria	(120.276)	55.052
Variazione delle disponibilità liquide	(72.582)	89.110
Disponibilità correnti periodo precedente	100.882	11.773
Disponibilità correnti periodo corrente	28.301	100.882

Ai sensi della delibera Consob n.15519 del 27 luglio 2006, gli effetti dei rapporti con le parti correlate sono evidenziati nell'apposito schema riportato al paragrafo "Rapporti con parti correlate" di questa relazione finanziaria

NOTE ESPLICATIVE

Informazioni societarie

Ascopiave S.p.A. (di seguito “Ascopiave”, la “Società” o la “Capogruppo” e, congiuntamente alle sue controllate, il “Gruppo” o il “Gruppo Ascopiave”) è una persona giuridica di diritto italiano.

Al 31 dicembre 2015 il capitale sociale della Società, pari a Euro 234.411.575 era detenuto per il 61,56% da Asco Holding S.p.A., la parte restante era distribuita tra altri azionisti privati. Ascopiave S.p.A. è quotata dal dicembre del 2006 al Mercato Telematico Azionario – Segmento STAR – organizzato e gestito da Borsa Italiana S.p.A..

La sede legale della Società è a Pieve di Soligo (TV), in via Verizzo, 1030.

La pubblicazione della Relazione Finanziaria Annuale al 31 dicembre 2015 del Gruppo Ascopiave è stata autorizzata con delibera del Consiglio di Amministrazione del 14 marzo 2016.

L’attività del gruppo Ascopiave

Il Gruppo Ascopiave opera principalmente nei settori della distribuzione e della vendita di gas naturale, oltre che in altri settori correlati al core business, quali la vendita di energia elettrica, la gestione calore e la cogenerazione.

Attualmente il Gruppo è titolare di concessioni e affidamenti diretti per la gestione della distribuzione del gas in 208 Comuni (208 Comuni nell’esercizio 2014) esercendo una rete distributiva che si estende per oltre 8.800 chilometri e fornendo il servizio ad un bacino di utenza di oltre un milione di abitanti.

L’attività di vendita di gas naturale al mercato dei consumatori finali è svolta attraverso diverse società partecipate dalla capogruppo Ascopiave S.p.A. e sulle quali il Gruppo esercita un controllo esclusivo oppure congiunto con gli altri soci.

Nel segmento della vendita di gas, Ascopiave, con circa 979 milioni di metri cubi⁶ di gas venduto è uno dei principali operatori in ambito nazionale.

Criteri generali di redazione ed espressione di conformità agli IFRS

Il Bilancio Consolidato del Gruppo Ascopiave al 31 dicembre 2015 è elaborato in conformità con gli IFRS, intendendosi per tali tutti gli “International Financial Reporting Standards”, tutti gli “International Accounting Standards” (IAS), tutte le interpretazioni dell’”International Financial Reporting Committee” (IFRIC), precedentemente denominate “Standing Interpretations Committee” (SIC) che, alla data di chiusura del bilancio consolidato, siano state oggetto di omologazione da parte dell’Unione Europea secondo la procedura prevista dal Regolamento (CE) n. 1606/2002 dal Parlamento Europeo e dal Consiglio Europeo del 19 luglio 2002, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell’art.9 del Decreto Legislativo n. 38/2005.

Il bilancio consolidato è redatto nella prospettiva della continuità aziendale applicando il metodo del costo storico, tenendo conto ove appropriato delle rettifiche di valore, con l’eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere rilevate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione.

⁶ I dati indicati relativamente ai volumi sono ottenuti sommando i dati delle singole società del Gruppo, ponderando preventivamente i dati delle società consolidate con il metodo del patrimonio netto per la quota di partecipazione del Gruppo.

I principi contabili adottati sono omogenei a quelli utilizzati nella redazione del bilancio al 31 dicembre 2014, ad eccezione di quanto descritto nel successivo paragrafo Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni applicati dal 1° gennaio 2015. A fini comparativi i prospetti consolidati presentano il confronto con i dati patrimoniali del bilancio al 31 dicembre 2014.

La revisione legale del Bilancio consolidato è affidata alla PricewaterhouseCoopers SpA, società incaricata della revisione legale dei conti della Capogruppo e delle principali società del Gruppo.

Il presente Bilancio Consolidato è redatto in euro, la moneta corrente nell'economia in cui il Gruppo opera, ed è costituito dalla Situazione Patrimoniale-Finanziaria consolidata, dal Conto Economico complessivo consolidato, dal Prospetto delle Variazioni nelle voci del Patrimonio Netto consolidato, dal Rendiconto Finanziario consolidato e dalle Note Esplicative. Tutti i valori riportati nei precisati schemi e nelle note esplicative sono espressi in migliaia di euro, salvo ove diversamente indicato.

I valori utilizzati per il consolidamento sono desunti dalle situazioni economiche e patrimoniali predisposte da parte degli Amministratori delle singole società controllate. Tali dati sono stati opportunamente modificati e riclassificati, ove necessario, per uniformarli ai principi contabili internazionali e ai criteri di classificazione omogenei nell'ambito del Gruppo. Il presente Bilancio consolidato al 31 dicembre 2015 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione della Società in data 14 marzo 2016.

Schemi di Bilancio

In merito alle modalità di presentazione degli schemi di bilancio, per la Situazione Patrimoniale-Finanziaria consolidata è stato adottato il criterio di distinzione "corrente/non corrente", per il Conto Economico complessivo consolidato lo schema scalare con la classificazione dei costi per natura.

Il prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto adottato presenta i saldi di apertura e di chiusura di ciascuna voce del patrimonio netto riconciliandoli attraverso l'utile o la perdita di esercizio, le eventuali operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.

Lo schema di rendiconto finanziario è definito secondo il metodo "indiretto", rettificando l'utile di esercizio delle componenti di natura non monetaria. Si ritiene che tali schemi rappresentino adeguatamente la situazione economica, patrimoniale e finanziaria.

Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni applicati dal 1° gennaio 2015

Di seguito sono brevemente descritti gli emendamenti, improvement e interpretazioni, applicabili ai bilanci chiusi al 31 dicembre 2015 ed entrati in vigore a partire dal 1° gennaio 2015. L'applicazione di tali principi non ha avuto particolare impatto nel bilancio consolidato del Gruppo, in quanto disciplinano fattispecie non presenti, oppure interessano la sola informativa finanziaria:

IFRIC 21 - Tributi

L'IFRIC 21 chiarisce che una entità riconosce una passività non prima di quando si verifica l'evento a cui è legato il pagamento, in accordo con la legge applicabile. Per i pagamenti che sono dovuti solo al superamento di una determinata soglia minima, la passività è iscritta solo al raggiungimento di tale soglia. È richiesta l'applicazione retrospettiva per

l'IFRIC 21. Questa interpretazione è da applicare obbligatoriamente nei bilanci che hanno inizio dal 17 giugno 2014 o successivamente;

Improvements to IFRSs 2011–2013 Cycle

In dicembre 2013, lo IASB ha emesso il documento “Annual Improvements to IFRSs - 2011–2013 Cycle” (applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1 Gennaio 2015) come parte del programma di miglioramenti annuali ai principi; la maggior parte delle modifiche sono chiarimenti o correzioni degli IFRS esistenti, oppure modifiche conseguenti a cambiamenti precedentemente apportati agli IFRS.

Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni non ancora applicabili e non adottati in via anticipata dal Gruppo

Sono di seguito illustrati gli emendamenti, improvement e interpretazioni che, alla data di redazione del bilancio consolidato, erano già stati emessi ma non ancora in vigore.

Modifiche allo IAS 19: *Benefici a dipendenti: piani a benefici definiti contribuiti dei dipendenti*

In novembre 2013, lo IASB ha emesso il documento “Defined Benefit Plans: Employee Contributions”. Le modifiche apportate allo IAS 19 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 in cui il servizio è reso. Gli emendamenti sono applicabili, in modo retroattivo, per gli esercizi che hanno inizio il o dopo il 1° Febbraio 2015.

Improvements to IFRSs 2010–2012 Cycle

In dicembre 2013, lo IASB ha emesso il documento “Annual Improvements to IFRSs - 2010–2012 Cycle” (applicabile a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il 1 Febbraio 2015) come parte del programma di miglioramenti annuali ai principi; la maggior parte delle modifiche sono chiarimenti o correzioni degli IFRS esistenti, oppure modifiche conseguenti a cambiamenti precedentemente apportati agli IFRS. Gli emendamenti sono applicabili per gli esercizi che hanno inizio il o dopo il 1° Febbraio 2015.

Modifiche allo IAS 27: *Bilancio separato*

In agosto 2014 lo IASB ha pubblicato alcuni emendamenti allo IAS 27 – Bilancio separato. L’obiettivo è quello di permettere la valutazione delle partecipazioni in società collegate e joint ventures secondo il metodo del Patrimonio netto anche nel bilancio separato. Tali emendamenti saranno applicabili, per gli esercizi che avranno inizio a decorrere dal 1° gennaio 2016.

Modifiche allo IAS 1: *Presentazione del bilancio*

In dicembre 2014 lo IASB ha pubblicato alcuni emendamenti allo IAS 1. L’obiettivo è quello di chiarire alcuni dubbi circa gli obblighi di presentazione e di informative e assicurare che le società possano utilizzare giudizio professionale nel definire quali informazioni pubblicare nel proprio bilancio concentrandosi sulle informazioni rilevanti. Tali emendamenti saranno applicabili per gli esercizi che avranno inizio a decorrere dal 1° gennaio 2016.

Improvements to IFRSs 2012–2014 Cycle

In settembre 2014, lo IASB ha emesso il documento “Annual Improvements to IFRSs - 2012–2014 Cycle” (applicabili agli esercizi chiusi dopo il 1 gennaio 2016) come parte del programma di miglioramenti annuali ai principi; la maggior

parte delle modifiche sono chiarimenti o correzioni degli IFRS esistenti, oppure modifiche conseguenti a cambiamenti precedentemente apportati agli IFRS.

Modifiche allo IAS 16 e allo IAS 38: *Chiarimenti sui metodi accettabili di svalutazione e ammortamento*

In maggio 2014, lo IASB ha emesso un emendamento allo IAS 16 - Immobili, impianti e macchinari e allo IAS 38 - Attività immateriali. Lo IASB ha chiarito che l'utilizzo di metodi basati sui ricavi per calcolare l'ammortamento di un bene non è appropriato in quanto i ricavi generati da un'attività che include l'utilizzo di un bene generalmente riflette fattori diversi dal consumo dei benefici economici derivanti dal bene. Lo IASB ha inoltre chiarito che si presume i ricavi generalmente non siano una base adeguata per misurare il consumo dei benefici economici generati da un'attività immateriale. Tale presunzione, tuttavia, può essere superata in determinate circostanze limitate. Tali modifiche sono efficaci per i periodi annuali che avranno inizio il o dopo il 1° gennaio 2016.

Modifiche all' IFRS 11: *Accordi congiunti: acquisto di una joint operation*

In maggio 2014 lo IASB ha emesso alcuni emendamenti allo IFRS 11 – Accordi a controllo congiunto: Rilevazione dell'acquisizione di partecipazioni in attività a controllo congiunto, che prevedono che un'entità adotti i principi contenuti nell'IFRS 3 per rilevare gli effetti contabili delle acquisizioni di Partecipazioni in attività a controllo congiunto che costituiscono un business. Gli emendamenti sono applicabili in modo retroattivo, per i periodi annuali che avranno inizio il o dopo il 1° gennaio 2016.

Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni non ancora applicabili e non adottati in via anticipata dal Gruppo

Di seguito sono brevemente illustrati i nuovi principi, gli emendamenti, improvement e le interpretazioni già emessi ma non ancora omologati dall'Unione Europea e pertanto non applicabili per la redazione dei bilanci che chiudono al 31 dicembre 2015. Sono esclusi dall'elenco i principi e le interpretazioni che per loro natura non sono adottabili dal Gruppo

IFRS 15- *Ricavi da contratti con clienti*

In maggio 2014, lo IASB ha emesso il principio IFRS 15 - Ricavi da contratti con i clienti, che richiede ad una società di rilevare i ricavi al momento del trasferimento del controllo di beni o servizi ai clienti ad un importo che riflette il corrispettivo che ci si aspetta di ricevere in cambio di tali prodotti o servizi. Per raggiungere questo scopo, il nuovo modello di rilevazione dei ricavi definisce un processo in cinque step. Il nuovo principio richiede anche ulteriori informazioni aggiuntive circa la natura, l'ammontare, i tempi e l'incertezza circa i ricavi e i flussi finanziari derivanti dai contratti con i clienti. Il nuovo principio deve essere applicato per i periodi annuali che avranno inizio il o dopo il 1° gennaio 2018. Il Gruppo sta valutando l'impatto del nuovo principio sul proprio bilancio consolidato.

IFRS 9 - Strumenti finanziari

In luglio 2014, lo IASB ha pubblicato il principio IFRS 9 – Strumenti finanziari. La serie di modifiche apportate dal nuovo principio sostituiscono le disposizioni dello IAS 39 ed introducono un approccio logico per la classificazione e la valutazione degli strumenti finanziari basato sulle caratteristiche dei flussi finanziari e sul modello di business secondo cui l'attività è detenuta, un unico modello per l'impairment delle attività finanziarie basato sulle perdite attese e un sostanziale rinnovato approccio per l'hedge accounting. Il nuovo principio sarà applicabile in modo retroattivo dal 1° gennaio 2018.

Modifiche all' IFRS 10, IFRS 12 e allo IAS 28: Entità d'investimento: applicazione della deroga al consolidamento

In dicembre 2014 lo IASB ha pubblicato alcuni emendamenti all'IFRS 10, IFRS 12 e IAS 28. L'obiettivo è quello di chiarire: i) la modalità di contabilizzazione per le investment entities; ii) l'esenzione dal presentare il bilancio consolidato per le società che controllano le investment entities e iii) come una società che non è una investment entities deve applicare la valutazione col metodo del Patrimonio netto di una investment entity. Tali emendamenti saranno applicabili per gli esercizi che avranno inizio a decorrere dal 1° gennaio 2016.

Modifiche all' IFRS 10 e allo IAS 28: Sale or Contribution of Assets between an Investor and its Associate or Joint Venture

In settembre 2014 lo IASB ha pubblicato alcuni emendamenti all'IFRS 10 – Bilancio consolidato e allo IAS 28 – Partecipazioni in società collegate e joint ventures. L'obiettivo è quello di chiarire la modalità di contabilizzazione dei risultati legati alle cessioni di asset tra le società di un gruppo e le società collegate e joint ventures. Il processo di omologazione di tali emendamenti è stato sospeso e la relativa data di applicazione è stata rinviata a data futura da definirsi.

Principi di consolidamento

Nel bilancio consolidato sono inclusi i bilanci di tutte le società controllate. Il Gruppo controlla un'entità quando il Gruppo è esposto, o ha il diritto, alla variabilità dei risultati derivanti da tale entità ed ha la possibilità di influenzare tali risultati attraverso l'esercizio del potere sull'entità stessa. I bilanci delle società controllate sono inclusi nel Bilancio consolidato a partire dalla data in cui si assume il controllo fino al momento in cui tale controllo cessa di esistere. I costi sostenuti nel processo di acquisizione sono spesi nell'esercizio in cui vengono sostenuti. Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate con il metodo dell'integrazione globale sono assunti integralmente nel bilancio consolidato; il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte del patrimonio netto delle imprese partecipate. I crediti e i debiti, nonché i costi e i ricavi derivanti da transazioni tra società incluse nell'area di consolidamento sono interamente eliminati; sono altresì eliminate le minusvalenze e le plusvalenze derivanti da trasferimenti d'immobilizzazioni tra società consolidate, le perdite e gli utili derivanti da operazioni tra società consolidate relativi a cessioni di beni che permangono come rimanenze presso l'impresa acquirente, le svalutazioni e i ripristini di valore di partecipazioni in società consolidate, nonché i dividendi infragruppo.

Alla data di acquisizione del controllo, il patrimonio netto delle imprese partecipate è determinato attribuendo ai singoli elementi dell'attivo e del passivo patrimoniale il loro valore corrente. L'eventuale differenza positiva fra il costo di acquisto ed il fair value delle attività nette acquisite è iscritta alla voce dell'attivo "Avviamento"; se negativa, è rilevata a conto economico.

Le quote del patrimonio netto e dell'utile di competenza delle interessenze di terzi sono iscritte in apposite voci del patrimonio netto e del conto economico. Nel caso di assunzione non totalitaria del controllo, la quota di patrimonio netto delle interessenze di terzi è determinata sulla base della quota di spettanza dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di assunzione del controllo, escluso l'eventuale avviamento a essi attribuibile (cd. *partial goodwill method*). In relazione a ciò, le interessenze di terzi sono espresse al loro complessivo fair value includendo pertanto anche l'avviamento di loro competenza. La scelta delle modalità di determinazione dell'avviamento è operata in maniera selettiva per ciascuna operazione di business combination.

In presenza di quote di partecipazioni acquisite successivamente all'assunzione del controllo (acquisto di interessenze di terzi), l'eventuale differenza positiva tra il costo di acquisto e la corrispondente frazione di patrimonio netto acquisita è rilevata a patrimonio netto; analogamente, sono rilevati a patrimonio netto gli effetti derivanti dalla cessione di quote di minoranza senza perdita di controllo. Se il valore di acquisizione delle partecipazioni è superiore al valore pro-quota del patrimonio netto delle partecipate, la differenza positiva viene attribuita, ove possibile, alle attività nette acquisite sulla base del fair value delle stesse mentre il residuo è iscritto in una voce dell'attivo denominata "Avviamento".

Il valore dell'avviamento non viene ammortizzato ma è sottoposto, almeno su base annuale, a verifica per perdita di valore e a rettifica quando fatti o cambiamenti di situazione indicano che il valore di iscrizione non può essere realizzato. L'avviamento è iscritto al costo, al netto delle perdite di valore. Se il valore di carico delle partecipazioni è inferiore al valore pro-quota del patrimonio netto delle partecipate, la differenza negativa viene accreditata a conto economico. I costi dell'acquisizione sono spesati a conto economico.

Le Società collegate sono quelle sulle quali si esercita un'influenza notevole, che si presume sussistere quando la partecipazione è compresa tra il 20% e il 50% dei diritti di voto. Le partecipazioni in società collegate sono inizialmente iscritte al costo e successivamente valutate con il metodo del patrimonio netto. Il valore contabile di tali partecipazioni risulta allineato al Patrimonio netto e comprende l'iscrizione dei maggiori valori attribuiti alle attività e alle passività e dell'eventuale avviamento individuati al momento dell'acquisizione. Gli utili e le perdite non realizzati generati su operazioni poste in essere tra la Capogruppo/ Società controllate e la partecipata valutata con il metodo del Patrimonio netto sono eliminati in funzione del valore della quota di partecipazione del Gruppo nella partecipata stessa; le perdite non realizzate sono eliminate, a eccezione del caso in cui esse siano rappresentative di riduzione di valore.

I bilanci delle Società controllate e a controllo congiunto utilizzate al fine della predisposizione del Bilancio Consolidato sono quelle approvate dai rispettivi Consigli di Amministrazione. I dati delle Società consolidate integralmente o con il metodo del patrimonio netto sono rettificati, ove necessario, per omogeneizzarli ai principi contabili utilizzati dalla Capogruppo, che sono in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea.

Aggregazioni aziendali

Le operazioni di aggregazione di imprese in forza delle quali viene acquisito il controllo di un'entità sono rilevate, in accordo con le disposizioni contenute nell'IFRS 3 - Aggregazioni aziendali, secondo il metodo dell'acquisizione ("acquisition method"). Il costo di acquisizione è rappresentato dal valore corrente ("fair value") alla data di acquisto delle attività cedute, delle passività assunte e degli strumenti di capitale emessi. Le attività identificabili acquisite, le passività e le passività potenziali assunte sono iscritte al relativo valore corrente alla data di acquisizione, fatta eccezione per le imposte differite attive e passive, le attività e passività per benefici ai dipendenti e le attività destinate alla vendita che sono iscritte in base ai relativi principi contabili di riferimento. La differenza tra il costo di acquisizione e il valore corrente delle attività e passività acquistate, se positiva, è iscritta nelle attività immateriali come avviamento, ovvero, se negativa, dopo aver riverificato la corretta misurazione dei valori correnti delle attività e passività acquisite e del costo di acquisizione, è contabilizzata direttamente a Conto economico, come provento. Gli oneri accessori alla transazione sono rilevati nel Conto economico nel momento in cui sono sostenuti. Il costo di acquisizione include anche il corrispettivo potenziale, rilevato a fair value alla data di acquisto del controllo. Variazioni successive di fair value vengono riconosciute nel Conto economico o Conto economico complessivo se il corrispettivo potenziale è un'attività o passività finanziaria. Corrispettivi potenziali classificati come Patrimonio netto non vengono ricalcolati e la successiva estinzione è contabilizzata direttamente nel Patrimonio netto. Se le operazioni di aggregazioni attraverso le quali viene acquisito il controllo avvengono in più fasi, il Gruppo ricalcola l'interessenza che deteneva in precedenza nell'acquisita

al rispettivo fair value alla data di acquisizione e rileva nel Conto economico un eventuale Utile o Perdita risultante. Le acquisizioni di quote di minoranza relative a entità per le quali esiste già il controllo o la cessione di quote di minoranza che non comportano la perdita del controllo sono considerate operazioni sul Patrimonio netto; pertanto, l'eventuale differenza fra il costo di acquisizione/ cessione e la relativa frazione di Patrimonio netto acquisita/ceduta è contabilizzata a rettifica del Patrimonio netto di Gruppo.

In caso di acquisto di partecipazioni di controllo non totalitarie l'avviamento è iscritto solo per la parte riconducibile alla Capogruppo. Il valore delle partecipazioni di minoranza è determinato in proporzione alle quote di partecipazione detenute dai terzi nelle attività nette identificabili dell'acquisita. Gli oneri accessori legati all'acquisizione sono rilevati a Conto economico alla data in cui i servizi sono resi.

Area e criteri di consolidamento

Le società incluse nell'area di consolidamento al 31 dicembre 2015 e consolidate con il metodo integrale o con il metodo del patrimonio netto sono le seguenti:

Denominazione	Sede legale	Capitale sociale versato	Quota di pertinenza del gruppo	Quota di controllo diretto	Quota di controllo indiretto
Società capogruppo					
Ascopiave S.p.A.	Pieve di Soligo (TV)	234.411.575			
Società controllate consolidate integralmente					
Ascotrade S.p.A.	Pieve di Soligo (TV)	1.000.000	89,00%	89%	0%
Etra Energia S.r.l.	Cittadella (PD)	100.000	51,00%	51%	0%
ASM DG S.r.l.	Rovigo (RO)	7.000.000	100,00%	100%	0%
Edigas Esercizio Distribuzione Gas S.p.A.	Pieve di Soligo (TV)	1.000.000	100,00%	100%	0%
Amgas Blu S.r.l.	Foggia (FG)	10.000	80,00%	80%	0%
Blue Meta S.p.A.	Pieve di Soligo (TV)	606.123	100,00%	100%	0%
Pasubio Servizi S.r.l.	Schio (VI)	250.000	100,00%	100%	0%
Veritas Energia S.p.A.	Pieve di Soligo (TV)	1.000.000	100,00%	100%	0%
Società a controllo congiunto consolidate con il metodo del patrimonio netto					
ASM Set S.r.l.	(1) Rovigo (RO)	200.000	49,00%	49%	0%
Estenergy S.p.A.	(2) Trieste (TS)	1.718.096	48,999%	48,999%	0%
Unigas Distribuzione S.r.l.	(3) Nembro (BG)	3.700.000	48,86%	48,86%	0%
Società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto					
Sinergie Italiane S.r.l. in liquidazione	Milano (MI)	1.000.000	30,94%	30,94%	0%

(1) Controllo congiunto con ASM Rovigo S.p.A.;

(2) Controllo congiunto con AcegasApsAmga S.p.A.;

(3) Controllo congiunto con Anita S.p.A. .

Rispetto al bilancio chiuso al 31 dicembre 2014 nell'esercizio 2015 non si rilevano modifiche all'area di consolidamento.

Dati di sintesi delle società consolidate integralmente e delle società a controllo congiunto consolidate con il metodo del patrimonio netto

Descrizione	Ricavi delle vendite e delle prestazioni	Risultato netto	Patrimonio netto	Posizione finanziaria netta (disponibilità)	Principi contabili di riferimento
Amgas Blu S.r.l.	20.545	1.746	2.011	(2.009)	Ita Gaap
Ascopiave S.p.A.	75.766	33.547	392.954	124.205	IFRS
Ascotrade S.p.A.	357.344	17.042	30.913	(1.030)	IFRS
Blue Meta S.p.A.	75.525	4.361	9.203	(6.962)	Ita Gaap
Edigas Esercizio Distribuzione Gas S.p.A.	5.923	633	9.185	36	Ita Gaap
Estenergy S.p.A.	146.235	9.549	22.163	(2.006)	IFRS
Etra Energia S.r.l.	7.607	237	422	(813)	Ita Gaap
Pasubio Servizi S.r.l.	38.008	2.492	5.373	(6.628)	Ita Gaap
ASM DG S.r.l.	4.310	1.032	12.725	124	Ita Gaap
ASM Set S.r.l.	28.697	1.798	2.067	(4.624)	Ita Gaap
Unigas Distribuzione S.r.l.	16.570	1.982	39.845	3.908	Ita Gaap
Veritas Energia S.p.A.	91.276	1.575	3.497	7.113	Ita Gaap

L'omogeneizzazione dei bilanci delle società controllate redatti secondo i principi contabili nazionali avviene in sede di consolidamento.

Informazioni sulle società controllate consolidate con interessenze di terzi

La società Ascopiave S.p.A. detiene partecipazioni in società controllate consolidate che presentano, in alcuni casi, quote di pertinenza di terzi. Si rimanda alla tabella informativa contenuta nel paragrafo precedente per l'indicazione della quota di controllo relativa ad ogni società consolidata. L'interessenza che le partecipazioni di minoranza hanno nelle attività e nei flussi finanziari del Gruppo Ascopiave è considerata dal management non significativa.

Criteri di valutazione

Esponiamo di seguito i principi contabili adottati dal Gruppo:

Avviamento: l'avviamento derivante dall'acquisizione di rami d'azienda esercenti l'attività di distribuzione e vendita di gas è inizialmente iscritto al costo, e rappresenta l'eccedenza del costo d'acquisto rispetto alla quota di pertinenza dell'acquirente del valore equo netto riferito ai valori identificabili delle attività e passività attuali e potenziali. Dopo l'iniziale iscrizione, l'avviamento non è più ammortizzato e viene decrementato delle eventuali perdite di valore.

L'avviamento viene sottoposto a un'analisi di recuperabilità, con cadenza annuale o anche più breve, nel caso in cui si verificano eventi o cambiamenti di circostanze che possano far emergere eventuali perdite di valore.

Ai fini di tali analisi di recuperabilità, l'avviamento acquisito con aggregazioni aziendali è allocato, dalla data di acquisizione, a ciascuna delle unità (o gruppi di unità) generatrici di flussi finanziari del Gruppo che si ritiene beneficeranno degli effetti sinergici dell'acquisizione, a prescindere dall'allocazione di altre attività o passività a queste stesse unità (o gruppi di unità).

Tali unità generatrici di flussi finanziari:

- (i) rappresentano il livello più basso all'interno del Gruppo in cui l'avviamento è monitorato a fini di gestione interna;
- (ii) non sono maggiori di un settore, come definito nello schema di segnalazione primario o secondario del Gruppo ai sensi dell'IFRS 8 "settore segmenti operativi".

La perdita di valore è determinata definendo il valore recuperabile dell'unità generatrice di flussi (o gruppo di unità) cui è allocato l'avviamento. Quando il valore recuperabile dell'unità generatrice di flussi (o gruppo di unità) è inferiore al valore contabile, viene rilevata una perdita di valore. Nei casi in cui l'avviamento è attribuito a una unità generatrice di

flussi finanziari (o gruppo di unità) il cui attivo viene parzialmente dismesso, l'avviamento associato all'attivo ceduto viene considerato ai fini della determinazione dell'eventuale plus(minus)-valenza derivante dall'operazione. In tali circostanze l'avviamento ceduto è misurato sulla base dei valori relativi dell'attivo alienato rispetto all'attivo ancora detenuto con riferimento alla medesima unità.

Altre Immobilizzazioni immateriali: le attività immateriali includono principalmente le attività relative agli accordi per servizi in concessione tra settore pubblico e privato (c.d. *service concession arrangements*) relativi allo sviluppo, finanziamento, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione in cui:

- (i) il concedente controlla o regola i servizi forniti dall'operatore tramite l'infrastruttura e il relativo prezzo da applicare;
- (ii) il concedente controlla - attraverso la proprietà, la titolarità di benefici o in altro modo - qualsiasi interessenza residua significativa nell'infrastruttura al termine della concessione.

Le altre immobilizzazioni immateriali includono inoltre l'iscrizione del valore equo delle liste clienti che derivano da acquisizioni di aziende operanti nel settore della vendita di gas naturale e energia elettrica avvenute nei precedenti esercizi piuttosto che, l'iscrizione degli oneri riconosciuti agli enti concedenti (Comuni) e/o ai gestori uscenti a seguito dell'aggiudicazione e/o del rinnovo delle relative gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale.

Per quanto riguarda il periodo di ammortamento:

- (i) le liste clienti sono ammortizzate in quote costanti, in funzione della stima dei benefici che si manifesteranno negli esercizi futuri e determinati in sede di *Purchase Price Allocation*. In particolare, la vita utile associata alle liste clienti è stata determinata dagli Amministratori pari a dieci anni, in ragione del basso tasso di turnover della clientela, rappresentata soprattutto da utenti civili;
- (ii) le concessioni per il servizio di distribuzione del gas naturale sono ammortizzate in quote costanti sulla base della durata del periodo concessorio o lungo la vita utile stimata. In particolare, il periodo di ammortamento delle concessioni acquisite dal Gruppo Ascopiave è pari a dodici anni in accordo con il quadro normativo di riferimento.

Dopo la rilevazione iniziale, le attività immateriali, aventi vita utile definita, sono iscritte al netto dei relativi ammortamenti accumulati e di eventuali perdite di valore, determinate con le stesse modalità successivamente indicate per le attività materiali. La vita utile viene riesaminata con periodicità annuale ed eventuali cambiamenti, se necessari, sono apportati con applicazione prospettica.

I beni assunti in leasing finanziario sono iscritti al *fair value*, al netto dei contributi di spettanza del conduttore o, se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il leasing, inclusa l'eventuale somma da pagare per l'esercizio dell'opzione di acquisto, tra le attività immateriali in contropartita al debito finanziario verso il locatore.

Gli utili o le perdite derivanti dall'alienazione di una attività immateriale sono determinati come differenza tra il valore di dismissione ed il valore di carico del bene e sono rilevati a conto economico al momento dell'alienazione.

Durata e valore residuo dei beni in regime di concessione: l'attività di distribuzione del gas naturale è svolta in regime di concessione, tramite affidamento del servizio da parte degli Enti pubblici locali. Relativamente alla durata delle concessioni, il Decreto Legislativo n. 164/00 (Decreto Letta) ha stabilito che tutti gli affidamenti dovranno essere posti in gara entro la scadenza del cosiddetto "periodo transitorio" (per il Gruppo Ascopiave al massimo entro il 31 dicembre 2012) e che la nuova durata delle concessioni non potrà superare i dodici anni. Alla scadenza delle

concessioni, al gestore uscente, a fronte della cessione delle proprie reti di distribuzione, ad esclusione dei beni gratuitamente devolvibili, è riconosciuto un indennizzo definito in base ai criteri della stima industriale.

In relazione alle stime effettuate dagli amministratori in sede di determinazione del criterio di ammortamento, il valore netto contabile dei beni alla scadenza della concessione, non dovrebbe risultare superiore al predetto valore industriale.

Immobilizzazioni materiali: le attività materiali sono rilevate al costo d'acquisto comprensivo dei costi accessori direttamente imputabili e necessari alla messa in funzione del bene per l'uso per cui è stato acquistato.

I terreni, sia liberi da costruzioni sia annessi a fabbricati civili e industriali, sono stati contabilizzati separatamente e non vengono ammortizzati in quanto elementi a vita utile illimitata.

Le spese di manutenzione e riparazione, che non siano suscettibili di valorizzare e/o prolungare la vita residua dei beni, sono spese nell'esercizio in cui sono sostenute, in caso contrario vengono capitalizzate.

Le attività materiali sono esposte al netto dei relativi ammortamenti accumulati e di eventuali perdite di valore determinate secondo le modalità descritte nel seguito. L'ammortamento è calcolato in quote costanti in base alla vita utile stimata del bene per l'impresa, che è riesaminata con periodicità annuale ed eventuali cambiamenti, se necessari, sono apportati con applicazione prospettica.

Le principali aliquote economico-tecniche utilizzate sono le seguenti:

Fabbricati	2%
Attrezzatura	8,5%-8,3%
Mobili e arredi	8,80%
Macchine elettroniche	16,20%
Hardware e software di base	20%
Autoveicoli, Autovetture e simili	20%

Il valore contabile delle immobilizzazioni materiali è sottoposto a verifica, per rilevarne eventuali perdite di valore, qualora eventi o cambiamenti di situazione indichino che il valore di carico non possa essere recuperato. Se esiste un'indicazione di questo tipo e, nel caso in cui il valore di carico ecceda il valore presumibilmente recuperabile, le attività sono svalutate fino a riflettere il loro valore di realizzo. Il valore recuperabile delle immobilizzazioni materiali è rappresentato dal maggiore tra il prezzo netto di vendita e il valore d'uso.

Le perdite di valore sono contabilizzate nel conto economico fra i costi per ammortamenti e svalutazioni. Tali perdite di valore sono ripristinate nel caso in cui vengano meno i motivi che le hanno generate.

Al momento della vendita o quando non sussistono benefici economici futuri attesi dall'uso di un bene, esso viene eliminato dal bilancio e l'eventuale perdita o utile (calcolata come differenza tra il valore di cessione ed il valore di carico) viene rilevata a conto economico nell'anno della suddetta eliminazione.

Partecipazioni:

Le partecipazioni iscritte in questa voce si riferiscono ad investimenti aventi natura durevole, il Gruppo classifica le partecipazioni nelle seguenti categorie:

- partecipazioni valutate al patrimonio netto;
- altre partecipazioni

Partecipazioni valutate al patrimonio netto: tali partecipazioni si distinguono a loro volta in due categorie:

- (i) **partecipazioni in imprese a controllo congiunto:** le partecipazioni in imprese a controllo congiunto, nelle quali cioè il Gruppo esercita un controllo sull'entità unitamente ad altri soci, sono valutate con il metodo del patrimonio netto. Il conto economico riflette la quota di pertinenza del Gruppo del risultato d'esercizio della società a controllo congiunto. Secondo il metodo del patrimonio netto le partecipazioni sono rilevate nella situazione patrimoniale-finanziaria al costo, rettificato per le variazioni successive all'acquisizione nelle attività nette, al netto di eventuali perdite di valore delle singole partecipazioni. L'eccedenza del costo di acquisizione rispetto alla percentuale spettante al Gruppo del valore corrente delle attività, passività e passività potenziali identificabili della società alla data di acquisizione è riconosciuto come avviamento. L'avviamento è incluso nel valore di carico dell'investimento ed è assoggettato a test di impairment.
- (ii) **partecipazione in imprese collegate:** le partecipazioni in imprese collegate, nelle quali cioè il Gruppo ha un'influenza notevole, sono valutate con il metodo del patrimonio netto. Il conto economico riflette la quota di pertinenza del Gruppo del risultato d'esercizio della società collegata. Nel caso in cui una società collegata rilevi rettifiche con diretta imputazione al patrimonio netto, il Gruppo rileva la sua quota di pertinenza e ne dà rappresentazione, ove applicabile, nel prospetto delle variazioni nel patrimonio netto.

Nel caso l'eventuale quota di pertinenza del Gruppo delle perdite della partecipata ecceda il valore contabile della partecipazione, e nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere ad obbligazioni legali o implicite della partecipata, o, comunque a coprirne le perdite, si procede ad azzerare il valore della partecipazione e la quota delle ulteriori perdite è rilevata come fondo nel passivo. Qualora, successivamente, la perdita venga meno o si riduca, è rilevato a conto economico un ripristino di valore, nei limiti del costo.

Altre partecipazioni: le partecipazioni in società diverse da quelle controllate, collegate e joint venture (generalmente con una quota di partecipazione inferiore al 20%) sono classificate tra le attività finanziarie non correnti e sono valutate al fair value, se determinabile, qualora non sia determinabile il relativo valore equo alla data di chiusura del bilancio essendo le relative azioni non quotate, sono valutate secondo il criterio del costo di acquisto o di sottoscrizione, dal quale vengono dedotti eventuali rimborsi di capitale, e che viene eventualmente rettificato per perdite di valore determinate con le stesse modalità precedentemente indicate per le attività materiali.

Altre Attività non correnti: sono iscritte al valore nominale eventualmente rettificato per perdite di valore, corrispondente al costo ammortizzato.

Attività Finanziarie

Il Gruppo classifica le attività finanziarie nelle seguenti categorie:

- attività al fair value con contropartita il Conto Economico;
- crediti e finanziamenti;
- attività finanziarie detenute fino a scadenza;
- attività finanziarie disponibili per la vendita.

Attività finanziarie al fair value con contropartita al conto economico: tale categoria include le attività finanziarie acquisite a scopo di negoziazione a breve termine, oltre agli strumenti derivati, per i quali si rimanda allo specifico paragrafo successivo. Il fair value di tali strumenti viene determinato facendo riferimento al valore di mercato alla data di chiusura del periodo oggetto di rilevazione. Le variazioni di fair value degli strumenti appartenenti a tale categoria vengono immediatamente rilevate a conto economico. La classificazione tra corrente e non corrente riflette le attese degli amministratori circa la loro negoziazione.

Crediti e finanziamenti: in tale categoria sono inclusi i crediti non rappresentati da strumenti derivati e non quotate in un mercato attivo, dalle quali sono attesi pagamenti fissi o determinabili. Tali attività sono inizialmente rilevate al fair value e, successivamente, valutate al costo ammortizzato sulla base del metodo del tasso di interesse effettivo. Qualora vi sia un'obiettiva evidenza di indicatori di perdite di valore, il valore delle attività viene ridotto in misura tale da risultare pari al valore scontato dei flussi ottenibili in futuro: le perdite di valore determinate attraverso *impairment test* sono rilevate a conto economico. Qualora nei periodi successivi vengano meno le motivazioni delle precedenti svalutazioni, il valore delle attività viene ripristinato fino a concorrenza del valore che sarebbe derivato dall'applicazione del costo ammortizzato qualora non fosse stato effettuato l'*impairment*. Tali attività sono classificate come attività correnti, salvo che per le quote con scadenza superiore ai 12 mesi, che vengono incluse tra le attività non correnti.

Attività finanziarie detenute fino a scadenza: sono inclusi in tale categoria gli strumenti finanziari, diversi dagli strumenti derivati, aventi scadenza prefissata e per le quali il Gruppo ha l'intenzione e la capacità di mantenerle in portafoglio sino alla scadenza stessa. Sono classificate tra le attività correnti quelle la cui scadenza contrattuale è prevista entro i 12 mesi successivi. Qualora vi sia un'obiettiva evidenza di indicatori di perdite di valore, il valore delle attività viene ridotto in misura tale da risultare pari al valore scontato dei flussi ottenibili in futuro: le perdite di valore determinate attraverso *impairment test* sono rilevate a conto economico. Qualora nei periodi successivi vengano meno le motivazioni delle precedenti svalutazioni, il valore delle attività viene ripristinato fino a concorrenza del valore che sarebbe derivato dall'applicazione del costo ammortizzato se non fosse stato effettuato l'*impairment*.

Attività finanziarie disponibili per la vendita: in tale categoria sono incluse le attività finanziarie, non rappresentate da strumenti derivati, designate appositamente come rientranti in tale voce o non classificate in nessuna delle precedenti voci. Tali attività sono valutate al fair value, quest'ultimo determinato facendo riferimento ai prezzi di mercato alla data di bilancio, o delle situazioni infrannuali, o attraverso tecniche e modelli di valutazione finanziaria, rilevandone le variazioni di valore con contropartita in una specifica riserva di patrimonio netto. La classificazione, quale attività corrente o non corrente, dipende dalle intenzioni del management e dalla reale negoziabilità del titolo stesso: sono rilevate tra le attività correnti quelle il cui realizzo è atteso nei successivi 12 mesi.

Rimanenze: le rimanenze di magazzino sono iscritte al minore tra il costo di acquisto e/o di produzione, determinato secondo il metodo del costo medio ponderato, ed il valore netto di presumibile realizzo o di sostituzione. Il valore netto di realizzo è determinato sulla base del prezzo stimato di vendita in normali condizioni di mercato, al netto dei costi diretti di vendita.

Le rimanenze obsolete e/o di lento rigiro sono svalutate in relazione alla loro presunta possibilità di utilizzo o di realizzo futuro. La svalutazione viene eliminata negli esercizi successivi se vengono meno i motivi della stessa.

Rimanenze di gas naturale in stoccaggio

Le rimanenze di gas naturale stoccato, sono iscritte al minore tra il costo di acquisto comprensivo degli oneri accessori determinato applicando il criterio del costo medio ponderato, ed il valore di mercato a pronti evidenziatosi alla data di chiusura del periodo.

Crediti commerciali e altre attività correnti: i crediti commerciali e le altre attività correnti, la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali, non sono attualizzati e sono valutati al costo ammortizzato al netto delle relative perdite di valore. Sono adeguati al loro presumibile valore di realizzo mediante l'iscrizione di un apposito fondo rettificativo, che viene costituito quando vi è una oggettiva evidenza che il Gruppo non sarà in grado di incassare il credito per il valore originario. Gli accantonamenti a fondo svalutazione crediti sono contabilizzati a conto economico. Inoltre, il Gruppo cede alcuni dei propri crediti commerciali attraverso operazioni di cessioni di credito ("factoring"). Le operazioni di factoring sono pro-solvendo.

Disponibilità liquide e mezzi equivalenti: comprendono i valori di cassa, i depositi incassabili a vista, gli altri investimenti finanziari a breve termine. Sono iscritti al valore nominale.

Azioni proprie: le azioni proprie riacquistate sono portate in diminuzione del patrimonio. Il costo originario delle azioni proprie, i ricavi derivanti dalle cessioni e le altre eventuali variazioni successive sono rilevati come movimenti di patrimonio netto.

Benefici per i dipendenti: i benefici garantiti ai dipendenti erogati in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro attraverso programmi a benefici definiti (trattamento di fine rapporto) o altri benefici a lungo termine (indennità di quiescenza) 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 sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici. Nei programmi con benefici definiti rientra anche il trattamento di fine rapporto (TFR) dovuto ai dipendenti delle società del Gruppo ai sensi dell'articolo 2120 del Codice Civile maturato antecedentemente la riforma di tale istituto intervenuta nel 2007 (Legge Finanziaria del 27 dicembre 2006 n. 296), a seguito della quale per le società con più di 50 dipendenti per le quote maturate a far data dal 1° gennaio 2007, il Tfr si configura come piano a contributi definiti.

Le obbligazioni del Gruppo sono determinate separatamente per ciascun piano, stimando il valore attuale dei benefici futuri che i dipendenti hanno maturato nell'esercizio corrente e in quelli precedenti. Questo calcolo è effettuato utilizzando il metodo della proiezione unitaria del credito. Le componenti dei benefici definiti sono rilevati come segue:

- (i) le componenti di rimisurazione delle passività, che comprendono gli utili e le perdite attuariali, sono rilevati immediatamente in Altri utili (perdite) complessivi;
- (ii) i costi relativi alle prestazioni di servizio sono rilevati a conto economico;
- (iii) gli oneri finanziari netti sulla passività a benefici definiti sono rilevati a conto economico.

Le componenti di rimisurazione riconosciute in Altri utili (perdite) complessivi non sono mai riclassificati a conto economico nei periodi successivi.

Per il TFR maturato successivamente al 1° gennaio 2007 l'obbligazione dell'impresa è limitata al versamento dei contributi allo Stato (cd. Fondo Inps) ovvero a un patrimonio o ad un'entità giuridicamente distinta (cd. Fondo) ed è determinato sulla base dei contributi dovuti.

Il gruppo ha, inoltre, sottoscritto piani retributivi basati in parte su azioni Ascopiave S.p.A. liquidati attraverso la consegna di azioni (piani di stock option piani di incentivazione a lungo termine) rilevate come passività e valutate al fair value alla fine di ogni periodo contabile e fino al momento della liquidazione (approvazione bilancio dell'esercizio 2017). Ogni variazione successiva del fair value è riconosciuta a conto economico.

La restante parte del piano è invece regolata sotto forma di opzioni regolabili solo per contanti. Il costo delle operazioni regolate per contanti è valutato inizialmente al valore equo alla data di assegnazione. In particolare, i piani adottati dal Gruppo prevedono l'attribuzione di diritti che comportano il riconoscimento a favore dei beneficiari di una corresponsione di carattere straordinario legata al raggiungimento di obiettivi prefissati, e la cui regolazione finanziaria è basata, tra gli indicatori, sull'andamento del titolo azionario. Tale valore equo è speso nel periodo fino alla maturazione con rilevazione di una passività corrispondente. La passività viene ricalcolata a ciascuna data di chiusura di bilancio fino alla data di regolamento compresa, con tutte le variazioni del valore equo riportate a conto economico.

Nel corso dell'esercizio 2015 sono stati liquidati i piani retributivi riferiti al precedente triennio, che hanno portato all'assegnazione di 99.078 azioni. Tenuto conto delle regole previste dal piano non vi sono state ulteriori assegnazioni nel periodo in quando i benefici matureranno alla conclusione del periodo. Tali piani retributivi sono contabilizzati in linea con quanto richiesto dall'IFRS 2.

Per maggiori dettagli sui compensi corrisposti nel corso dell'esercizio 2015, si rinvia alla "Sezione II" della Relazione sulla remunerazione, predisposta ai sensi dell'art. 123 - ter del Decreto Legislativo n. 58/1998 (TUF).

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 di riferimento sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza.

Gli accantonamenti sono rilevati quando:

- (i) è probabile l'esistenza di un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato;
- (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso;
- (iii) l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente.

Per contro, qualora non sia possibile effettuare una stima attendibile dell'obbligazione oppure si ritenga che l'esborso di risorse finanziarie sia meramente possibile e non probabile, la relativa passività potenziale non è appostata in bilancio, ma ne viene data adeguata informativa nelle note di commento.

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 del periodo. Se l'effetto di attualizzazione 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 in relazione al tempo. Quando viene effettuata l'attualizzazione, l'incremento dell'accantonamento dovuto al trascorrere del tempo è rilevato come onere finanziario.

Passività finanziarie: le passività finanziarie includono i finanziamenti a medio lungo termine iscritti inizialmente al valore equo, al netto dei costi di transazione eventualmente sostenuti e, successivamente, valutati al costo ammortizzato, calcolato tramite l'applicazione del tasso d'interesse effettivo, al netto dei rimborsi in linea capitale già effettuati.

Qualora venga violata una condizione di un contratto di finanziamento a lungo termine alla data o prima della data di riferimento del bilancio con l'effetto che la passività diventa un debito esigibile a richiesta, la passività viene classificata come corrente, anche se il finanziatore ha concordato, dopo la data di riferimento del bilancio e prima dell'autorizzazione alla pubblicazione del bilancio stesso, di non richiedere il pagamento come conseguenza della violazione. La passività viene classificata come corrente perché, alla data di riferimento del bilancio, l'entità non gode di un diritto incondizionato a differire il suo regolamento per almeno dodici mesi da quella data.

Altre passività finanziarie correnti sono valutate al costo ammortizzato e sono eliminate quando sono estinte, ovvero quando l'obbligazione specifica nel contratto è adempiuta, cancellata o scaduta.

Debiti commerciali e altre passività: i debiti commerciali, la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali, si riferiscono a passività finanziarie derivanti da rapporti commerciali di fornitura e sono rilevati al costo ammortizzato. I debiti in valuta diversa dalla moneta di conto sono iscritti al tasso di cambio del giorno dell'operazione e, successivamente, convertiti al cambio in essere alla data di bilancio. L'utile o la perdita derivante dalla conversione viene imputato a conto economico.

Altre passività correnti: Si riferiscono a rapporti di varia natura e sono iscritte al valore nominale, corrispondente al costo ammortizzato.

Strumenti finanziari derivati: Il Gruppo detiene strumenti derivati allo scopo di coprire la propria esposizione al rischio di variazione dei prezzi del gas metano e dell'energia elettrica. In relazione a tale attività il Gruppo deve gestire i rischi legati al disallineamento tra le formule di indicizzazione relative all'acquisto di gas ed energia elettrica e le formule di indicizzazione legate alla vendita delle medesime commodity. Gli strumenti utilizzati per la gestione del rischio legato alla volatilità del prezzo delle merci, si sostanziano in contratti di commodity-swap, finalizzati a prefissare gli effetti sui margini di vendita indipendentemente dalle variazioni delle condizioni di mercato di cui sopra. Le operazioni che, nel rispetto delle politiche di gestione del rischio, soddisfano i requisiti previsti dai principi contabili internazionali per il trattamento in *hedge accounting* sono designate "di copertura" (contabilizzate nei termini di seguito indicati), mentre quelle che, pur essendo poste in essere con l'intento gestionale di copertura, non soddisfano i requisiti richiesti dai principi contabili internazionali sono classificate "di trading". In questo caso, le variazioni di fair value degli strumenti derivati sono rilevate a conto economico nel periodo in cui si determinano. Il fair value è determinato in base al valore di mercato di riferimento.

I derivati incorporati in attività/passività finanziarie sono scorporati e valutati autonomamente al fair value, tranne i casi in cui, come previsto dallo Ias 39, il prezzo d'esercizio del derivato alla data di accensione approssima il valore determinato sulla base del costo ammortizzato dell'attività/passività di riferimento. In tal caso la valutazione del derivato incorporato è assorbita in quella dell'attività/passività finanziaria.

Gerarchia del fair value

Le attività e le passività finanziarie valutate al fair value sono classificate in una gerarchia di tre livelli sulla base delle modalità di determinazione del fair value stesso, ovvero in base alla rilevanza delle informazioni (input) utilizzate nella determinazione del valore:

- (i) **livello 1**, strumenti finanziari il cui fair value è determinato sulla base di un prezzo quotato in un mercato attivo;
- (ii) **livello 2**, strumenti finanziari il cui fair value è determinato mediante tecniche di valutazione che utilizzano parametri osservabili direttamente o indirettamente sul mercato. Sono classificati in questa categoria gli strumenti valutati sulla base di curve *forward* di mercato e i contratti differenziali a breve termine;
- (iii) **livello 3**, strumenti finanziari il cui fair value è determinato con tecniche di valutazione che prendono a riferimento parametri non osservabili sul mercato, ovvero facendo esclusivamente ricorso a stime interne.

Il Gruppo al 31 dicembre 2015 possiede esclusivamente una tipologia di strumenti finanziari su commodity riconducibile alla gerarchia di livello 3.

Ricavi e costi: i ricavi ed i costi sono esposti secondo il principio della competenza economica.

I ricavi delle vendite e delle prestazioni di servizi sono rilevati nella misura in cui è possibile determinarne attendibilmente il valore (fair value) ed è probabile che i relativi benefici economici saranno fruiti, con il trasferimento dei rischi e dei vantaggi rilevanti tipici della proprietà o al compimento della prestazione. Secondo la tipologia di operazione, i ricavi sono rilevati sulla base dei criteri specifici di seguito riportati:

- (i) i ricavi per trasporto di gas naturale sono rilevati al momento dell'erogazione della fornitura o del servizio, ancorché non fatturati, e sono determinati integrando con opportune stime quelli rilevati durante l'esercizio in base alle c.d. tariffe di riferimento al fine di determinare il Vincolo dei Ricavi Totale come previsto dai provvedimenti dell'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico;
- (ii) i ricavi per vendita di gas sono riconosciuti al momento dell'erogazione e dipendono anche dalla tipologia del cliente. In particolare la normativa di settore prevede che, in relazione ai clienti che non si sono avvalsi della facoltà di negoziare direttamente le condizioni di fornitura con la società di vendita del gas, principalmente costituiti dalle utenze civili, le tariffe di vendita del gas naturale vengano disciplinate e aggiornate trimestralmente sulla base delle delibere dell'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico ("AEEGSI").
- (iii) i contributi ricevuti dagli utenti a fronte di lavori di lottizzazione qualora non siano a fronte di costi sostenuti per estensione della rete, vengono rilevati a conto economico;
- (iv) i ricavi per prestazioni di servizi sono rilevati con riferimento allo stadio di completamento delle attività sulla base dei medesimi criteri previsti per i lavori in corso su ordinazione. Nel caso in cui non sia possibile determinare attendibilmente il valore dei ricavi, questi ultimi sono rilevati fino a concorrenza dei costi sostenuti che si ritiene saranno recuperati;
- (v) i ricavi sono iscritti al netto di resi, sconti, abbuoni e premi, nonché delle imposte direttamente connesse;

In merito alla quantificazione dei consumi si segnala a decorrere dal 1° gennaio 2013 l'AEEGSI ha modificato, con delibera 229/2012/R/GAS del 31 maggio 2012, il Codice di Rete individuando Snam Rete Gas S.p.A. quale soggetto incaricato dell'attività di allocazione del gas naturale alle società di vendita. La delibera ha altresì modificato le tempistiche per la pubblicazione delle allocazioni provvisorie e definitive, le quali, sino all'esercizio precedente, erano svolte dai distributori locali nell'arco temporale di tre mensilità successive a quelle dei consumi, al termine delle quali, l'allocazione risultava definitiva.

A partire dal 1° gennaio 2013 le modalità di allocazione prevedono la pubblicazione di una prima allocazione nel corso del mese successivo a quello dei consumi che sarà oggetto di una prima sessione di aggiustamento entro il mese di

maggio dell'esercizio successivo e oggetto di ulteriori affinamenti nell'ambito delle sessioni di aggiustamento pluriennali che saranno eseguite negli esercizi a seguire sino al limite del quinquennio.

Le sessioni di aggiustamento modificano le prime allocazioni effettuate considerando le maggiori informazioni recepite dai distributori locali e trasmesse a Snam Rete Gas S.p.A..

Le modifiche regolamentari sopradescritte, pertanto, inducono uno scenario nel quale è possibile che le quantità allocate in una prima fase vengano aggiustate in una fase successiva rispetto ai termini di approvazione del progetto di bilancio.

Ai fini della valorizzazione dei ricavi conseguiti per la somministrazione del gas naturale a clienti finali, considerata la modifica regolamentare e gli aggiustamenti che si producono nel corso dell'esercizio successivo, il Gruppo ha ritenuto ragionevole, ai fini della determinazione dei ricavi di competenza, provvedere al bilanciamento dei metri cubi venduti (a meno dei metri cubi consumati dai clienti oggetto di lettura mensile) con i metri cubi allocati dal responsabile del bilanciamento.

Le quantità fisiche allocate nel corso delle sessioni di aggiustamento sono oggetto di valorizzazione nel corso dell'esercizio successivo a seguito della pubblicazione dei dati resi disponibili da Snam Rete Gas S.p.A..

Si segnala altresì che con la delibera 250/2014/R/GAS del 29 maggio 2014 l'AEEGSI ha approvato la richiesta avanzata da Snam Rete Gas S.p.A. di effettuare la sessione di aggiustamento annuale dell'esercizio 2013 entro il mese di maggio 2015 nell'ambito della prima sessione di aggiustamento pluriennale che interesserà gli esercizi 2013 e 2014.

A seguito della stessa l'AEEGSI, con delibera 276/2015/R/GAS del 9 giugno 2015, ha sospeso il pagamento delle fatture emesse in esito alla sessione prima sessione di aggiustamento pluriennale nonché il conteggio delle medesime nell'ambito delle attività di monitoraggio dell'esposizione potenziale del sistema nei confronti dell'utente, per il tempo necessario all'effettuazione delle verifiche del caso e, comunque, con tempistiche atte a garantire la corretta esecuzione della prossima sessione di aggiustamento. La recente delibera ha conseguentemente disegnato uno scenario che espone il Gruppo ad incamerare gli effetti economici negativi e positivi derivanti dalla probabile modificazione dei volumi allocati nonché dei differenziali volumetrici che naturalmente si formano nei diversi punti della rete in cui il gas naturale è oggetto di misurazione. In merito si segnala che gli effetti economici che il Gruppo ha registrato a causa della mancata esecuzione della sessione di aggiustamento interessano pertanto gli esercizi 2013 e 2014 nonché gli effetti maturati del corso dell'esercizio 2015. Al fine di rappresentare coerentemente i risultati conseguiti dal Gruppo, mantenendo un approccio conservativo e salvaguardando la correlazione dei costi sostenuti e dei ricavi conseguiti, gli amministratori hanno ritenuto opportuno bilanciare i metri cubi venduti nel corso dell'esercizio di riferimento ai metri cubi allocati dal responsabile del bilanciamento ma di conteggiare gli effetti economici dei differenziali di misurazione degli esercizi precedenti. Il coefficiente utilizzato per lo scorporo dei ricavi derivanti dal differenziale di misurazione è rappresentato dal rapporto tra metri cubi immessi nella rete del preminente distributore ed i metri cubi letti al punto di riconsegna dal distributore stesso. Tale percentuale è stata considerata una modalità di stima maggiormente rappresentativa del fenomeno in ragione della significativa quantità di letture effettuate nel corso degli esercizi oggetto di analisi; che vedono misurazioni reali della quasi totalità dei punti di riconsegna forniti.

Scorporato l'effetto derivante dal fattore di misurazione si è ritenuto che, il residuo differenziale emergente tra volumi allocati dal responsabile del bilanciamento e volumi venduti al cliente finale (fatturati in base a misurazioni reali), verrà inciso da futuri probabili conguagli. Gli stessi perverranno quando sarà effettuata la prima sessione di aggiustamento corretta valida.

Si segnala che non vi sono evidenze regolamentari o pattizie che permettano di stabilire quando saranno resi pubblici i risultati della prima sessione di aggiustamento valida.

Alla data di chiusura dell'esercizio 2015, così come degli esercizi 2013 e 2014, le quantità di gas naturale valorizzato in acquisto e in vendita potrebbero essere inferiori alle quantità di gas effettivamente venduto.

Contributi pubblici: i contributi pubblici sono rilevati quanto sussiste la ragionevole certezza che essi saranno ricevuti e tutte le condizioni ad essi riferite risultano soddisfatte. Quando i contributi pubblici sono correlati a componenti di costo, sono rilevati come ricavi, ma sono ripartiti sistematicamente sugli esercizi in modo da essere commisurati ai costi che intendono compensare. Nel caso in cui il contributo è correlato ad un'attività, l'attività ed il contributo sono rilevati per i loro valori nominali ed il rilascio a conto economico avviene progressivamente lungo la vita utile attesa dell'attività di riferimento in quote costanti.

Contributi privati: si segnala che i contributi privati ricevuti fino al 31 dicembre 2013 per la realizzazione delle derivazioni d'utenza sono stati iscritti integralmente a conto economico nel momento in cui risultavano sostenuti i costi per la realizzazione dello stesso e l'opera messa in funzione. I contributi ricevuti per la realizzazione di queste opere che non risultavano correlati ai costi sostenuti per la realizzazione della stessa erano sospesi nel passivo e imputati a conto economico nel momento in cui le condizioni risultavano realizzate. I contributi privati ricevuti per la realizzazione delle derivazioni d'utenza sono rilevati a partire dal 1° gennaio 2014 nelle passività all'atto della corresponsione e imputati a conto economico, a partire dalla data di costruzione dell'allacciamento, coerentemente con la rilevazione dei costi cui afferiscono le opere e della vita utile delle stesse.

Proventi e oneri finanziari: i proventi e gli oneri sono rilevati per competenza sulla base degli interessi maturati sul valore netto delle relative attività e passività finanziarie, utilizzando il tasso di interesse effettivo.

Imposte sul reddito: le imposte correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile e iscritte per l'importo che ci si attende di recuperare o corrispondere alle autorità fiscali. Le aliquote e la normativa fiscale utilizzate per calcolare l'importo sono quelle emanate o sostanzialmente emanate alla data di chiusura di bilancio. Le imposte correnti relative ad elementi rilevati direttamente a patrimonio sono rilevate direttamente a patrimonio netto e nelle altre componenti di conto economico complessivo.

Per quanto riguarda l'imposta sul reddito delle società (IRES) Ascopiave S.p.A. e la quasi totalità delle sue controllate hanno esercitato per il triennio 2013 -2015, l'opzione per il regime del consolidato fiscale nazionale ai sensi degli artt. 117/129 del Testo Unico delle Imposte sul Reddito (T.U.I.R.). Tale opzione consente di determinare l'IRES su una base imponibile corrispondente alla somma algebrica degli imponibili positivi e negativi delle singole società che partecipano al consolidato. Asco Holding S.p.A. funge da società consolidante e determina un'unica base imponibile per il gruppo di società aderenti al consolidato fiscale nazionale.

Ciascuna delle società aderenti (Ascopiave S.p.A., Ascotrade S.p.A., Asm Dg S.r.l., Pasubio Servizi S.r.l., Edigas Distribuzione Gas S.p.A., Blue Meta S.p.A.) trasferiscono alla società consolidante il reddito fiscale (reddito imponibile o perdita fiscale) rilevando a conto economico tra la voce imposte una voce "oneri di adesione al consolidato fiscale" o "proventi di adesione al consolidato fiscale" per un importo pari all'IRES corrente di competenza dell'esercizio (o alla perdita trasferita) che verrà versata o utilizzata dalla controllante Asco Holding S.p.A..

Le imposte differite attive sono rilevate a fronte di tutte le differenze temporanee deducibili e per le attività e passività fiscali portate a nuovo, nella misura in cui sia probabile l'esistenza di adeguati utili fiscali futuri che possano rendere

applicabile l'utilizzo delle differenze temporanee deducibili e delle attività e passività fiscali portate a nuovo, eccetto il caso in cui:

- (i) l'imposta differita attività collegata alle differenze temporanee deducibili derivi dalla rilevazione iniziale di un'attività o passività in una transazione che non è un'aggregazione aziendale e che, al tempo della transazione stessa, non influisce né sull'utile dell'esercizio calcolato ai fini di bilancio né sull'utile o sulla perdita calcolati ai fini fiscali;
- (ii) con riferimento a differenze temporanee tassabili associate a partecipazioni in controllate, collegate e joint venture, le imposte differite attive sono rilevate solo nella misura in cui sia probabile che le differenze temporanee deducibili si riverseranno nell'immediato futuro e che vi siano adeguati utili fiscali a fronte dei quali le differenze temporanee possano essere utilizzate.

Utile per azione: l'utile per azione è calcolato dividendo l'utile netto dell'esercizio attribuibile agli azionisti della Società per il numero medio ponderato delle azioni al netto delle azioni proprie. Ai fini del calcolo dell'utile base per azione si precisa che al numeratore è stato utilizzato il risultato economico dell'esercizio dedotto della quota attribuibile a terzi. Si segnala che non esistono dividendi privilegiati, conversione di azioni privilegiate e altri effetti simili che debbano rettificare il risultato economico attribuibile ai possessori di strumenti ordinari di capitale. L'utile diluito per azione risulta pari a quello per azione in quanto non esistono azioni ordinarie che potrebbero avere effetto diluitivo e non esistono azioni o warrant che potrebbero avere il medesimo effetto.

Utilizzo di stime

La redazione del bilancio richiede da parte degli amministratori l'effettuazione di stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, su esperienze passate e assunzioni considerate di volta in volta ragionevoli e realistiche sulla base delle informazioni conosciute al momento della stima. L'utilizzo di queste stime ha effetto sui valori delle attività e delle passività del bilancio consolidato, nonché, sull'ammontare dei ricavi e dei costi e sull'informativa relativa ad attività e passività potenziali nell'esercizio di riferimento. Se nel futuro tali stime e assunzioni, che sono basate sulla miglior valutazione da parte della direzione, dovessero differire dalle circostanze effettive, sarebbero modificate in modo appropriato nel periodo in cui le circostanze stesse si presentano.

Le stime sono utilizzate per rilevare:

- durata e valore residuo dei beni in concessione: l'attività di distribuzione del gas naturale è svolta in regime di concessione, tramite affidamento del servizio da parte degli Enti pubblici locali. Relativamente alla durata delle concessioni, il Decreto Legislativo n. 164/00 (Decreto Letta) ha stabilito che tutti gli affidamenti dovranno essere posti in gara entro la scadenza del cosiddetto "periodo transitorio" (per il Gruppo Ascopiave nel periodo che varia tra il 31 dicembre 2010 e il 31 dicembre 2012) e che la nuova durata delle concessioni non potrà superare i dodici anni. Alla scadenza delle concessioni, al gestore uscente, a fronte della cessione delle proprie reti di distribuzione, ad esclusione dei beni gratuitamente devolvibili, è riconosciuto un indennizzo definito in base ai criteri della stima industriale. In relazione alle stime effettuate dagli amministratori in sede di determinazione del criterio di ammortamento, il valore netto contabile dei beni alla scadenza della concessione, non dovrebbe risultare superiore al predetto valore industriale. Le stime sono inoltre utilizzate per valutare gli effetti dei contenziosi sull'applicazione delle tariffe di distribuzione e/o di vendita e quelli con i Comuni per il riconoscimento del valore di riscatto dei beni oggetto di concessione restituiti a scadenza della stessa;

- riduzioni durevoli di valore di attività non finanziarie: il Gruppo verifica, ad ogni data di bilancio, se ci sono indicatori di riduzioni durevoli di valore per tutte le attività non finanziarie. In particolare l'avviamento viene sottoposto a verifica circa eventuali perdite di valore con periodicità almeno annuale ed in corso d'anno se tali indicatori esistono; detta verifica richiede una stima del valore d'uso dell'unità generatrice di flussi finanziari cui è attribuito l'avviamento, a sua volta basata sulla stima dei flussi finanziari attesi dall'unità e sulla loro attualizzazione in base a un tasso di sconto adeguato. Al 31 dicembre 2015 il valore contabile dell'avviamento ammonta ad Euro 80.758 migliaia (2014: Euro 80.758 migliaia). Maggiori dettagli sono esposti alla nota 1;
- la valorizzazione dei ricavi per consumi di gas erogato per i quali non è ancora disponibile una lettura effettiva;
- gli accantonamenti per rischi su crediti l'obsolescenza di magazzino, le vite utili delle immobilizzazioni immateriali e materiali ed i relativi ammortamenti, i benefici ai dipendenti ed i piani per pagamenti basati su opzioni su azioni (c.d. phantom stock option) le imposte gli accantonamenti per rischi ed oneri.

Le stime e le ipotesi sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi immediatamente a conto economico. Nell'applicare i principi contabili di gruppo, gli Amministratori hanno assunto decisioni basate sulle citate valutazioni discrezionali con un effetto significativo sui valori iscritti a bilancio. Tuttavia, l'incertezza circa tali ipotesi e stime potrebbe determinare esiti che richiederebbero, in futuro, un aggiustamento significativo al valore contabile di tali attività e/o passività.

Impairment di attività

Il Gruppo effettua almeno una volta all'anno l'impairment sulle attività materiali e immateriali nel caso in cui abbiano vita indefinita o più spesso in presenza di eventi che facciano ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile. In particolare l'avviamento viene sottoposto a verifica circa eventuali perdite di valore con periodicità almeno annuale ed in corso d'anno se tali indicatori esistono; detta verifica richiede una stima del valore d'uso dell'unità generatrice di flussi finanziari cui è attribuito l'avviamento, a sua volta basata sulla stima dei flussi finanziari attesi dall'unità e sulla loro attualizzazione in base a un tasso di sconto adeguato. Al 31 dicembre 2015 il valore contabile dell'avviamento ammonta ad Euro 80.758 migliaia (2014: Euro 80.758 migliaia).

Riconoscimento dei ricavi

I ricavi per la vendita di energia elettrica e gas sono riconosciuti e contabilizzati al momento della fornitura e comprendono lo stanziamento per le prestazioni effettuate, intervenute tra la data dell'ultima lettura e il termine dell'esercizio, ma non ancora fatturate. Tale stanziamento si basa 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.

Ammortamenti

Gli ammortamenti sono calcolati in base alla vita utile stimata del bene o alla durata residua della concessione, la vita utile è determinata dagli amministratori, con l'ausilio di esperti tecnici al momento dell'iscrizione del bene nel bilancio; le valutazioni circa la durata della vita utile si basano sull'esperienza storica, sulle condizioni di mercato e sulle aspettative di eventi futuri che potrebbero incidere sulla vita utile stessa, compresi i cambiamenti tecnologici. 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.

Durata e valore residuo dei beni in concessione: l'attività di distribuzione del gas naturale è svolta in regime di concessione, tramite affidamento del servizio da parte degli Enti pubblici locali. Relativamente alla durata delle concessioni, il Decreto Legislativo n. 164/00 (Decreto Letta) ha stabilito che tutti gli affidamenti dovranno essere posti in gara entro la scadenza del cosiddetto "periodo transitorio" (per il Gruppo Ascopiave nel periodo che varia tra il 31 dicembre 2010 e il 31 dicembre 2012) e che la nuova durata delle concessioni non potrà superare i dodici anni. Alla scadenza delle concessioni, al gestore uscente, a fronte della cessione delle proprie reti di distribuzione, ad esclusione dei beni gratuitamente devolvibili, è riconosciuto un indennizzo definito in base ai criteri della stima industriale. In relazione alle stime effettuate dagli amministratori in sede di determinazione del criterio di ammortamento, il valore netto contabile dei beni alla scadenza della concessione, non dovrebbe risultare superiore al predetto valore industriale. Le stime sono inoltre utilizzate per valutare gli effetti dei contenziosi sull'applicazione delle tariffe di distribuzione e/o di vendita e quelli con i Comuni per il riconoscimento del valore di riscatto dei beni oggetto di concessione restituiti a scadenza della stessa.

Accantonamento per rischi

Tali accantonamenti sono stati effettuati adottando le medesime procedure dei precedenti esercizi facendo riferimento a comunicazioni aggiornate dei legali e dei consulenti che seguono le vertenze, nonché sulla base degli sviluppi procedurali delle stesse.

Accantonamento per 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 analogo rischiosità creditizia.

Imposte differite attive

La contabilizzazione delle imposte anticipate differite attive è effettuata sulla base delle aspettative di un imponibile fiscale di Gruppo negli esercizi futuri. La valutazione degli imponibili attesi ai fini della contabilizzazione delle imposte anticipate dipende da fattori che possono variare nel tempo e determinare effetti significativi sulla recuperabilità dei crediti per imposte anticipate.

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 in una specifica riserva di Patrimonio netto.

NOTE DI COMMENTO ALLE VOCI DELLO STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATO

Attività non correnti*1. Avviamento*

L'avviamento, pari ad Euro 80.758 migliaia al 31 dicembre 2015, non rileva variazioni rispetto al 31 dicembre 2014. L'importo iscritto si riferisce in parte al plusvalore risultante dal conferimento delle reti di distribuzione del gas effettuato dai comuni soci negli esercizi compresi tra il 1996 e il 1999 ed in parte al plusvalore pagato in sede di acquisizione di alcuni rami d'azienda relativi alla distribuzione e vendita di gas naturale.

L'avviamento ai sensi del Principio Contabile Internazionale 36 non è soggetto ad ammortamento, ma a verifica per riduzione di valore con cadenza almeno annuale.

Ai fini della determinazione del valore recuperabile l'avviamento viene allocato alla *Cash Generating Unit* costituita dall'attività di distribuzione del gas naturale (CGU distribuzione gas) e alla *Cash Generating Unit* costituita dall'attività di vendita del gas naturale (CGU vendita gas). La ripartizione dell'avviamento alle due CGU sopradescritte è la seguente:

(migliaia di Euro)	31.12.2014	Incrementi	Decrementi	31.12.2015
Distribuzione gas naturale	24.396			24.396
Vendita gas naturale	56.362			56.362
Totale avviamento	80.758			80.758

La verifica della perdita di valore dell'avviamento è stata condotta confrontando il valore recuperabile delle attività di distribuzione e di vendita del gas naturale con il loro valore contabile, incluso l'avviamento allocato. Poiché non sussistono criteri attendibili per valutare il valore di vendita tra parti consapevoli e disponibili delle attività di distribuzione e di vendita del gas naturale, se non i criteri proposti dalla letteratura per la valutazione dei rami d'azienda, il valore recuperabile delle attività oggetto di verifica viene determinato utilizzando il valore d'uso.

Il valore recuperabile delle unità generatrici di flussi finanziari della CGU distribuzione gas e della CGU vendita gas è stato stimato mediante la metodologia del *Discounted Cash Flow* (DCF) attualizzando i flussi finanziari operativi generati dalle attività ad un tasso di sconto rappresentativo del costo del capitale.

I flussi finanziari utilizzati per il calcolo del valore recuperabile recepiscono le previsioni formulate dal management nel piano economico-finanziario 2016-2018 approvato con delibera del Consiglio di Amministrazione del 26 febbraio 2016.

L'attuale normativa di settore prevede che il servizio di distribuzione del gas naturale venga affidato attraverso delle procedure di gara da svolgersi per ambiti territoriali minimi secondo dei termini temporali predefiniti.

Le procedure di gara per l'affidamento del servizio negli ambiti territoriali minimi in cui è ricompresa la grande maggioranza delle concessioni attualmente detenute dal Gruppo – se verranno rispettate le tempistiche massime per la pubblicazione dei bandi previste dalla normativa (recentemente prorogate dalla L. n. 21/2016) – si svolgeranno prevalentemente nel biennio 2017-2018. Nonostante sia possibile che alcune gare vengano bandite e aggiudicate prima del 31 dicembre 2018, il piano economico-finanziario, e di conseguenza anche la metodologia valutativa adottata per la determinazione del valore d'uso della CGU distribuzione gas, ipotizza che il Gruppo, nel triennio 2016-2018, mantenga la gestione dell'attuale portafoglio di concessioni comunali.

Con riferimento all'attività di distribuzione del gas naturale, si è ipotizzato che negli anni 2016-2018 la gestione generi flussi finanziari in linea con quelli previsti nel piano economico-finanziario 2016-2018 mentre, in considerazione dell'aleatorietà che grava circa il rinnovo delle concessioni, si è ritenuto di stimare il valore terminale della CGU ipotizzando due scenari alternativi:

- scenario 1: prevede che il Gruppo ottenga nel 2018 il rinnovo di tutte le concessioni e gli affidamenti in essere al 31 dicembre 2015;
- scenario 2: prevede che il Gruppo nel 2018 termini l'esercizio del servizio di distribuzione del gas, realizzando il valore di rimborso degli impianti ai sensi dell'articolo 15 del D.Lgs. n 164/2000.

Nello scenario 1, il valore terminale è stato determinato come stima di una perpetuità a partire dall'ultimo anno esplicitato nelle proiezioni finanziarie e considerando le condizioni economiche di rinnovo delle concessioni.

Il fattore di crescita (g) utilizzato ai fini del calcolo del valore terminale è stato assunto pari all'1,5%, in linea con le stime di inflazione elaborate da BMI Research e comunque inferiore al target di inflazione della Banca Centrale Europea.

Il costo medio ponderato del capitale (WACC) della CGU distribuzione gas è stato stimato assumendo:

- a) un coefficiente *beta unlevered* medio di settore, come indicato dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas nell'Allegato A della Del. 583/2015/R/com del 2 dicembre 2015;
- b) un livello di leva finanziaria (rapporto tra indebitamento finanziario e mezzi propri) in linea con la struttura finanziaria di riferimento indicata dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas nell'Allegato A della Del. 583/2015/R/com del 2 dicembre 2015;
- c) un *market risk premium* pari al 5,5%, sulla base di fonti accademiche autorevoli, della prassi professionale, del consensus di mercato e della indicazioni fornite dall'Organismo Italiano di Valutazione (OIV);
- d) un tasso *risk free* pari alla media a 12 mesi dei rendimenti dei titoli di stato italiani con scadenza decennale, calcolata al 31 dicembre 2015;
- e) un costo del debito pari al valore medio a 12 mesi dell'Interest Rate Swap a 10 anni sull'Euribor, calcolato al 31 dicembre 2015, aumentato di uno spread del 3%;
- f) un *additional risk premium* per il calcolo del costo del capitale proprio (Ke) pari all'1%.

Sulla base di questi elementi il costo medio ponderato del capitale post-tax è pari al 5,01%. Tale tasso è stato utilizzato per l'attualizzazione dei flussi di cassa nel periodo esplicito di Piano 2016-2018.

Il costo del capitale utilizzato per la determinazione del valore della perpetuità e del coefficiente di attualizzazione del *terminal value* è pari al 5,64% ed è stato calcolato sulla base dei parametri sopra indicati e prevedendo un *additional risk premium* per il calcolo del costo del capitale proprio (Ke) del 2% per tener conto dell'incertezza sull'eventuale rinnovo delle concessioni e delle relative condizioni di proroga.

I risultati ottenuti sono stati sottoposti a test di sensitività, al fine di riscontrare come il risultato di tale processo valutativo potrebbe cambiare in funzione della modifica dei parametri di redditività ipotizzati nei flussi di cassa futuri,

del tasso di crescita considerato nella determinazione del terminal value oppure del tasso di sconto per l'attualizzazione dei flussi stessi. Tale analisi ha portato gli Amministratori a valutare che i flussi di cassa attesi siano tali da poter assorbire normali variazioni dei parametri evidenziati rispetto alle analisi di sensitività generalmente effettuate nella prassi valutativa.

Gli Amministratori hanno quindi identificato – nello scenario 1 – quale valore del tasso di sconto e quale variazione dell'Ebitda, prospettati nell'effettuazione del test di impairment, permetterebbero di ottenere un valore d'uso pari al valore contabile delle attività nette associate alla CGU Distribuzione. Tale ulteriore analisi di sensitività ha portato ad identificare il punto di pareggio della CGU con un tasso di sconto pari al 6,0%, ovvero con una contrazione media dell'EBITDA del 7,6%.

Gli Amministratori hanno infine identificato – nello scenario 2 – quale valore del tasso di sconto e quale variazione dei valori di rimborso degli impianti prospettati nell'effettuazione del test di impairment permetterebbero di ottenere un valore d'uso pari al valore contabile delle attività nette associate alla CGU Distribuzione. Tale analisi ha portato ad identificare il punto di pareggio della CGU con un tasso di sconto pari al 10,6%, ovvero con una riduzione dei valori di rimborso del 19,1%.

La stima del valore recuperabile delle cash generating unit richiede discrezionalità ed uso di stime da parte del management. Diversi fattori legati anche all'evoluzione del difficile contesto normativo potrebbero richiedere una rideterminazione di eventuali perdite di valore. Le circostanze e gli eventi che potrebbero causare un'ulteriore verifica dell'esistenza di perdite di valore sono monitorate costantemente dalla Società.

Con riferimento all'attività di vendita del gas naturale, i flussi di cassa utilizzati per il calcolo del valore recuperabile recepiscono le previsioni formulate dal management nel periodo 2016-2018. Il valore terminale è stato determinato come stima di una perpetuità a partire dai risultati previsti per il 2018.

Il fattore di crescita (g) utilizzato ai fini del calcolo del valore terminale è stato assunto pari all'1,5%, in linea con le stime di inflazione elaborate da BMI Research e comunque inferiore al target di inflazione della Banca Centrale Europea.

Il costo medio ponderato del capitale (WACC) della CGU vendita gas è stato stimato assumendo:

- a) un coefficiente *beta unlevered* stimato sulla base di un panel di società multiservizi quotate italiane; i prezzi di borsa sono stati osservati su un orizzonte temporale di due anni con frequenza settimanale;
- b) un livello di leva finanziaria (rapporto tra indebitamento finanziario e mezzi propri) in linea con la media delle strutture finanziarie delle *peer companies*, rappresentate dalle local utilities italiane quotate;
- c) un *market risk premium* pari al 5,5%, sulla base di fonti accademiche autorevoli, della prassi professionale, del consensus di mercato e della indicazioni fornite dall'Organismo Italiano di Valutazione (OIV);
- d) un tasso *risk free* pari alla media a 12 mesi dei rendimenti dei titoli di stato italiani con scadenza decennale, calcolata al 31 dicembre 2015;
- e) il costo del debito pari al valore medio a 12 mesi dell'Interest Rate Swap a 10 anni sull'Euribor, calcolato al 31 dicembre 2015, aumentato di uno spread del 3%;

f) un *additional risk premium* per il calcolo del costo del capitale proprio (Ke) pari al 2%.

Sulla base di questi elementi il costo medio ponderato del capitale post-tax è pari al 5,83%. Tale tasso è stato utilizzato per l'attualizzazione dei flussi di cassa nel periodo esplicito di Piano 2016-2018.

Il costo del capitale utilizzato per la determinazione del valore della perpetuità e del coefficiente di attualizzazione del *terminal value* è pari al 6,38% ed è stato calcolato sulla base dei parametri sopra indicati e prevedendo un *additional risk premium* per il calcolo del costo del capitale proprio (Ke) del 3% per tener conto dell'inasprimento dello scenario competitivo.

Considerando le ipotesi descritte, il valore recuperabile della CGU vendita gas risulta superiore ai valori contabili e pertanto non sussistono le condizioni per procedere alla svalutazione dell'avviamento per perdita di valore.

I risultati ottenuti sono stati sottoposti a test di sensitività, al fine di riscontrare come il risultato di tale processo valutativo potrebbe cambiare in funzione della modifica dei parametri di redditività ipotizzati nei flussi di cassa futuri, del tasso di crescita considerato nella determinazione del terminal value oppure del tasso di sconto per l'attualizzazione dei flussi stessi. Tale analisi ha portato gli Amministratori a valutare che i flussi di cassa attesi siano tali da poter assorbire normali variazioni dei parametri evidenziati rispetto alle analisi di sensitività generalmente effettuate nella prassi valutativa.

Gli Amministratori hanno infine identificato quale valore del tasso di sconto e quale variazione dell'Ebitda, prospettati nell'effettuazione del test di impairment permetterebbero di ottenere un valore d'uso pari al valore contabile delle attività nette associate alla CGU Vendita Gas. Tale ulteriore analisi di sensitività ha portato ad identificare il punto di pareggio della CGU con un tasso di sconto pari al 21,5%, ovvero con una contrazione media dell'Ebitda del 73,7%.

La stima del valore recuperabile delle cash generating unit richiede discrezionalità ed uso di stime da parte del management. Diversi fattori potrebbero richiedere una rideterminazione di eventuali perdite di valore. Le circostanze e gli eventi che potrebbero causare un'ulteriore verifica dell'esistenza di perdite di valore sono monitorate costantemente dalla Società.

2. Altre immobilizzazioni immateriali

La tabella che segue mostra l'evoluzione del costo storico e degli ammortamenti accumulati delle altre immobilizzazioni immateriali al termine di ogni esercizio considerato:

	31.12.2015			31.12.2014		
	Costo storico	Fondo ammortamento	Valore netto contabile	Costo storico	Fondo ammortamento	Valore netto contabile
(migliaia di Euro)						
Diritti di brevetto industriale ed opere dell'ingegno	4.886	(4.321)	565	4.706	(4.129)	577
Concessioni, licenze, marchi e diritti	9.933	(4.096)	5.837	9.933	(3.356)	6.577
Altre immobilizzazioni immateriali	25.631	(14.838)	10.793	25.632	(12.341)	13.291
Immobil. materiali in regime di concessione IFRIC 12	520.579	(230.243)	290.336	500.850	(216.958)	283.892
Imm. materiali in corso in regime di conc. IFRIC 12	9.128	0	9.128	9.435	0	9.435
Altre immobilizzazioni immateriali	570.157	(253.498)	316.659	550.556	(236.784)	313.772

La tabella che segue mostra la movimentazione delle immobilizzazioni immateriali nell'esercizio considerato:

	31.12.2014			31.12.2015		
	Valore netto contabile	Incrementi / riclassifiche	Decremento	Ammortamenti dell'esercizio	Decremento fondi ammortamento	Valore netto contabile
(migliaia di Euro)						
Diritti di brevetto industriale ed opere dell'ingegno	577	181		193		565
Concessioni, licenze, marchi e diritti	6.577	0		740		5.837
Altre immobilizzazioni immateriali	13.291	(1)		2.497		10.793
Immobil.materiali in regime di concessione IFRIC 12	283.892	21.240	1.715	14.080	(1.000)	290.336
Imm.materiali in corso in regime di conc.IFRIC 12	9.435	(301)	6	0		9.128
Altre immobilizzazioni immateriali	313.772	21.118	1.722	17.509	(1.000)	316.659

Gli investimenti realizzati nel corso dell'esercizio risultano pari ad Euro 21.118 migliaia e sono relativi a costi sostenuti per la realizzazione delle infrastrutture necessarie alla distribuzione del gas naturale.

Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzo di opere dell'ingegno

Nel corso dell'esercizio la voce "diritti di brevetto industriali e opere dell'ingegno" ha registrato investimenti pari ad Euro 181 migliaia spiegati dall'acquisto, ed allo sviluppo, di un software gestionale atto ad efficientare ulteriormente l'organizzazione delle attività del personale che opera sul territorio.

Concessioni, licenze, marchi e diritti simili

In questa voce sono iscritti i costi riconosciuti agli enti concedenti (Comuni) e/o ai gestori uscenti a seguito dell'aggiudicazione e/o del rinnovo delle relative gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, piuttosto che i costi per l'acquisizione di licenze d'uso. Nel corso dell'esercizio la voce non ha registrato incrementi e la variazione è spiegata dalle quote di ammortamento. Gli affidamenti ottenuti, a seguito dell'attuazione del Decreto Legislativo n. 164/00 (Decreto Letta), risultano ammortizzati con una vita utile pari a 12 anni ai sensi della durata della concessione prevista dal decreto stesso.

Altre immobilizzazioni immateriali

In questa voce è iscritto il valore equo delle liste clienti che derivano da acquisizioni di aziende operanti nel settore della vendita di gas naturale e energia elettrica avvenute nei precedenti esercizi. L'analisi degli *switching* della clientela effettuata al termine dell'esercizio non ha evidenziato percentuali di *switch-out* superiori alla percentuale di ammortamento prevista e pertanto la vita utile delle stesse (10 anni) non ha richiesto modifiche o svalutazioni.

Impianti e macchinari in regime di concessione

Nelle voci sono rilevati i costi sostenuti per la realizzazione degli impianti e della rete di distribuzione del gas naturale, degli allacciamenti alla stessa, nonché per la posa di gruppi di riduzione e di misuratori. Gli investimenti effettuati per la realizzazione delle infrastrutture necessarie alla distribuzione del gas naturale risultano pari ad Euro 19.975 migliaia, e sono principalmente relativi alla realizzazione degli impianti di distribuzione del gas naturale per Euro 2.284 migliaia, della rete di distribuzione per Euro 7.056 migliaia e degli allacciamenti alla stessa per Euro 4.194 migliaia nonché all'installazione di contatori per Euro 6.347 migliaia. Quest'ultimi sono principalmente correlati dalla campagna di sostituzione dei contatori cosiddetti tradizionali a favore dell'installazione di misuratori elettronici, in adempimento alla delibera 155 dell'AEEGSI.

Le infrastrutture situate in Comuni nei quali non è stata posta in gara la concessione per la distribuzione del gas naturale sono ammortizzate applicando la minore tra la vita tecnica degli impianti e la vita utile indicata da AEEGSI in ambito

tariffario. La vita tecnica degli impianti è stata oggetto di valutazione esterna da parte di un perito indipendente che ha determinato l'obsolescenza tecnica dei beni realizzati.

Si segnala che l'analisi svolta al termine dell'esercizio relativamente alla CGU distribuzione, condotta al fine di verificare la recuperabilità dell'intero capitale investito, non ha evidenziato indicatori di perdita di valore degli asset iscritti.

Immobilizzazioni immateriali in corso in regime di concessione

La voce accoglie i costi sostenuti per la costruzione degli impianti e della rete di distribuzione del gas naturale realizzati parzialmente in economia e non ultimati al termine dell'esercizio. La voce ha registrato una variazione pari ad Euro 308 migliaia.

3. Immobilizzazioni materiali

La tabella che segue mostra l'evoluzione del costo storico e degli ammortamenti accumulati delle immobilizzazioni materiali al termine di ogni esercizio considerato:

	31.12.2015			31.12.2014		
	Costo storico	Fondo ammortamento	Valore netto contabile	Costo storico	Fondo ammortamento	Valore netto contabile
(migliaia di Euro)						
Terreni e fabbricati	36.575	(8.629)	27.945	36.575	(7.535)	29.040
Impianti e macchinari	4.576	(1.879)	2.697	4.576	(1.622)	2.954
Attrezzature industriali e commerciali	3.172	(2.539)	633	3.051	(2.361)	690
Altri beni	15.354	(12.232)	3.122	14.721	(11.297)	3.424
Immobilizzazioni materiali in corso ed acconti	590	0	590	506	0	506
Immobilizzazioni materiali	60.266	(25.278)	34.987	59.428	(22.815)	36.614

La tabella che segue mostra la movimentazione delle immobilizzazioni materiali nell'esercizio considerato:

	31.12.2014			31.12.2015		
	Valore netto contabile	Incrementi / riclassifiche	Decremento	Ammortamenti dell'esercizio	Decremento fondi ammortamento	Valore netto contabile
(migliaia di Euro)						
Terreni e fabbricati	29.040	0		1.094		27.945
Impianti e macchinari	2.954	(0)		257		2.697
Attrezzature industriali e commerciali	690	178		235		633
Altri beni	3.424	633		935		3.122
Immobilizzazioni materiali in corso ed acconti	506	84		0		590
Immobilizzazioni materiali	36.614	894	0	2.521	0	34.987

Terreni e fabbricati

La voce comprende prevalentemente i fabbricati di proprietà relativi alla sede aziendale, agli uffici e magazzini periferici. Al termine dell'esercizio la voce non ha evidenziato incrementi e la variazione registrata è spiegata dalle quote di ammortamento.

Impianti e macchinario

La voce impianti e macchinari passa da Euro 2.954 migliaia dell'esercizio precedente, ad Euro 2.697 migliaia del 31 dicembre 2015 e la variazione, pari ad Euro 257 migliaia, è spiegata dalle quote di ammortamento rilevate nell'esercizio.

Attrezzature industriali e commerciali

La voce “Attrezzature industriali e commerciali”, ha registrato investimenti per Euro 178 migliaia. La voce accoglie i costi sostenuti per l’acquisto di strumenti necessari al servizio di manutenzione degli impianti di distribuzione, ed all’attività di misura.

Altri beni

Gli investimenti realizzati nel corso dell’esercizio, pari ad Euro 633 migliaia, sono principalmente relativi ai costi sostenuti per l’acquisto di autoveicoli aziendali per Euro 446 migliaia e di hardware per Euro 174 migliaia.

Immobilizzazioni materiali in corso ed acconti

La voce include essenzialmente costi relativi alla costruzione di impianti di cogenerazione realizzati parzialmente in economia nonché i costi sostenuti per manutenzioni straordinarie effettuate su sedi aziendali. Nel corso dell’esercizio di riferimento la voce ha registrato investimenti pari ad Euro 84 migliaia.

4. Partecipazioni

La tabella che segue mostra la movimentazione delle partecipazioni in imprese a controllo congiunto ed in altre imprese considerati al termine di ogni esercizio considerato:

	31.12.2014			31.12.2015	
	Valore netto	Incremento	Decremento	Valore netto	
<i>(migliaia di Euro)</i>					
Partecipazioni in imprese a controllo congiunto	65.453	5.943	3.318	68.078	
Partecipazioni in imprese collegate	0			0	
Partecipazioni in altre imprese	1			1	
Partecipazioni	65.453	5.943	3.318	68.078	

Partecipazioni in Imprese a controllo congiunto

Le Partecipazioni in imprese a controllo congiunto passano da Euro 65.453 migliaia ad Euro 68.078 migliaia con un incremento di Euro 2.625 migliaia. In particolare, la variazione è principalmente spiegata dai risultati conseguiti nell’esercizio 2015 per Euro 5.957 migliaia di cui Estenergy S.p.A. Euro 4.149 migliaia, ASM Set S.r.l. Euro 818 migliaia e Unigas Distribuzione S.r.l. Euro 990 migliaia, parzialmente compensati dai dividendi distribuiti dalle società a controllo congiunto per Euro 3.318 migliaia di cui Estenergy S.p.A. Euro 1.953 migliaia, ASM Set S.r.l. Euro 681 migliaia e Unigas Distribuzione S.r.l. Euro 684 migliaia al netto delle variazioni dovute alla rimisurazione dei piani a benefici definiti (IAS 19R) per Euro 14 migliaia.

La valutazione delle partecipazioni in imprese a controllo congiunto con il metodo del patrimonio netto e i dati economici e patrimoniali delle stesse sono esposti al paragrafo “Dati di sintesi al 31 dicembre 2015 delle società a controllo congiunto consolidate con il metodo del patrimonio netto” delle Note Esplicative.

Partecipazioni in Imprese Collegate

Sinergie Italiane S.r.l. in liquidazione

Il Gruppo detiene una partecipazione pari al 30,94% nella società collegata Sinergie Italiane S.r.l. in liquidazione, dalla quale approvvigiona parte del fabbisogno di gas naturale. La collegata chiude il proprio esercizio sociale al 30 settembre.

Il perimetro operativo della collegata, nel corso dell'esercizio 2014-2015, è stato limitato all'importazione del gas russo e alla cessione dello stesso alle società di vendita partecipate dai soci oltre che alla gestione di accordi, transazioni e liti relative alla regolazione di rapporti contrattuali, perfezionati in esercizi precedenti alla messa in liquidazione.

Nel corso del mese di agosto dell'esercizio 2013 la collegata ha finalizzato la ricontrattazione dei prezzi di acquisto del gas naturale dei contratti "Take or pay" con l'unico fornitore "Gazprom Export LLC"; l'effetto economico positivo della ricontrattazione è perdurato nel biennio termico 2013-2014 e 2014-2015.

Nel corso del mese di settembre 2015 la collegata ha siglato la seconda rinegoziazione del contratto "long term" con lo stesso fornitore; la stessa ha avuto come focus principale la rinegoziazione del prezzo di acquisto della materia prima ed, al contempo, è stato possibile pervenire ad una significativa riduzione delle quantità minime contrattuali. Gli effetti economici di suddetta rinegoziazione si estenderanno nel triennio termico 2015/2016 – 2017/2018.

Sulla base dei risultati del bilancio relativo all'esercizio 2014-2015, come approvato dall'assemblea dei soci in data 18 dicembre 2015 e dei dati operativi preconsuntivi dell'esercizio 2015-2016 rielaborati secondo principi contabili internazionali, considerando la collegata in condizioni di continuità aziendale, si quantifica in Euro 17.300 migliaia il deficit patrimoniale accumulato, di cui Euro 5.353 migliaia di competenza del Gruppo Ascopiave. In virtù del fatto che il deficit patrimoniale della collegata al 31 dicembre 2014 ammontava ad Euro 22.119 migliaia, di cui Euro 8.072 migliaia di competenza del Gruppo Ascopiave, gli Amministratori hanno rilasciato il relativo fondo per rischi ed oneri stanziato a copertura del deficit patrimoniale della collegata per Euro 1.528 migliaia con impatto positivo a conto economico (Euro 1.228 migliaia al 31 dicembre 2014).

Si riportano di seguito i dati essenziali della partecipazione nella società collegata al 31 dicembre 2015, al 30 settembre 2015 ed al 31 dicembre 2014:

(Valori riferiti al pro-quota di partecipazione al lordo di scritture di consolidamento ed espressi in milioni di Euro)	31/12/2015	30/09/2015	31/12/2014
Attività non correnti	2,84	2,90	3,83
Attività correnti	9,33	9,34	9,12
Patrimonio netto	(5,13)	(5,43)	(6,67)
Passività non correnti	0,00	0,00	0,00
Passività correnti	16,28	16,64	18,83
Ricavi	15,89	71,07	11,67
Costi	(15,39)	(67,62)	(11,11)
Margine operativo lordo	0,50	3,45	0,56
Ammortamenti e Svalutazioni	(0,20)	(0,80)	(0,06)
Risultato operativo	0,30	2,65	0,50
risultato netto	0,30	1,71	0,47
Posizione finanziaria netta	2,60	2,07	3,98

Gli Amministratori segnalano che rispetto ai dati provvisori presentati nel resoconto intermedio di gestione chiuso al 30 settembre 2015 il risultato netto della collegata al 30 settembre 2015 rileva una variazione negativa di Euro 125 migliaia di cui 39 migliaia di competenza del Gruppo Ascopiave la variazione è principalmente spiegata da variazioni sul calcolo

delle imposte

L'assemblea dei soci del 16 settembre 2015 ha deliberato la prosecuzione della liquidazione per ulteriori tre esercizi. Ad esito delle delibere assembleari il socio Territorio Energia Ambiente S.p.A. Mantova in forma abbreviata TEA S.p.A. non ha aderito alla prosecuzione delle attività di liquidazione. La società ha posto in essere le attività necessarie a tutelare il patrimonio sociale verso il socio dissenziente.

5. Altre attività non correnti

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Depositi cauzionali	11.304	12.779
Altri crediti	4.062	3.963
Altre attività non correnti	15.366	16.741

Le attività non correnti sono prevalentemente costituite dai depositi cauzionali che le società di vendita del gas naturale hanno costituito a presidio dei pagamenti mensili dovuti per l'importazione del gas di provenienza russa e depositi versati al Gestore Mercati Energetici per l'acquisto di titoli di efficienza energetica. La voce in esame passa da Euro 16.741 migliaia ad Euro 15.366 migliaia con un decremento di Euro 1.375 migliaia.

Per quanto riguarda la voce "Altri crediti" la stessa risulta principalmente così composta:

- il credito vantato nei confronti del comune di Creazzo, pari ad Euro 1.678 migliaia, il quale risulta svalutato per Euro 464 migliaia rispetto al 31 dicembre 2006. La consegna delle infrastrutture è avvenuta in seguito al raggiungimento della scadenza naturale della concessione in data 31 dicembre 2004. Il valore del credito corrisponde a quanto è stato richiesto di retrocedere al Comune di Creazzo, ai sensi del D.Lgs. "Letta", articolo 15 comma 5, a titolo di indennizzo del valore industriale della rete, in linea con le valutazioni indicate in una apposita perizia. Si segnala che è in essere un contenzioso giudiziale con lo stesso Comune, volto a definire il valore di indennizzo dell'impianto di distribuzione consegnato a nuovi distributori, la cui evoluzione è riportata al paragrafo "Contenziosi" di questa relazione finanziaria annuale.
- il credito vantato nei confronti del comune di Santorso, pari ad Euro 748 migliaia. L'importo, corrisponde al valore netto contabile degli impianti di distribuzione consegnati nell'agosto 2007 al Comune stesso e la consegna delle infrastrutture è avvenuta in seguito al raggiungimento della scadenza naturale della concessione in data 31 dicembre 2006. Il valore del credito corrisponde a quanto è stato richiesto di retrocedere al Comune di Santorso, ai sensi del D.Lgs. "Letta", articolo 15 comma 5, a titolo di indennizzo del valore industriale della rete, in linea con le valutazioni indicate in una apposita perizia.
- il credito vantato nei confronti del comune di Costabissara, pari ad Euro 1.537 migliaia. Tale importo corrisponde al valore netto contabile degli impianti di distribuzione consegnati il 1° ottobre 2011.

Alla data del 31 dicembre 2015 risulta in essere un contenzioso giudiziale con i comuni menzionati, volto a definire il valore di indennizzo degli impianti di distribuzione consegnati. Il Gruppo, anche in base al parere dei propri consulenti legali, ritiene incerto l'esito del contenzioso, per maggiori informazioni si rinvia al paragrafo "Contenziosi" di questa relazione finanziaria annuale.

6. Attività finanziarie non correnti

La tabella che segue evidenzia il saldo delle attività finanziarie non correnti al termine di ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Obbligazioni, titoli e dep.finanz. a lungo termine		2.838
Altri Crediti di natura finanziaria oltre 12 mesi		286
Attività finanziarie non correnti		3.124

Alla data del 31 dicembre 2015 non risultano iscritte attività finanziarie non correnti.

La variazione della voce è spiegata dalla riclassifica dei crediti vantati da Ascopiave S.p.A. verso il Comune di San Vito Leguzzano rimborsabili dall'Ente entro il 30 giugno 2016 e dell'acquisto dei titoli pronti contro termine a due anni effettuato dalla Capogruppo nell'esercizio 2014 in sede di acquisizione del residuo 49% di Veritas Energia S.p.A. come riportato nella sezione corrente dello Stato Patrimoniale.

7. Crediti per Imposte Anticipate

La tabella che segue evidenzia il saldo delle imposte anticipate al termine di ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Crediti per imposte anticipate	11.333	12.814
Crediti per imposte anticipate	11.333	12.814

Le imposte anticipate passano da Euro 12.814 migliaia ad Euro 11.333 migliaia con un decremento di Euro 1.481 migliaia.

Nella determinazione delle imposte si è fatto riferimento all'aliquota IRES e, ove applicabile, all'aliquota IRAP vigenti, in relazione al periodo di imposta che comprende la data del 31 dicembre 2015 e al momento in cui si stima si riverseranno le eventuali differenze temporanee.

Il valore complessivo delle differenze temporanee ed i relativi importi su cui sono state rilevate attività per imposte anticipate sono indicati di seguito:

Descrizione	31 dicembre 2015			31 dicembre 2014		
	Differenze temporanee	Aliquota fiscale	Effetto totale	Differenze temporanee	Aliquota fiscale	Effetto totale
Svalutazione crediti	1.303	24,0%	313	0	24,0%	0
Svalutazione crediti	5.064	27,5%	1.393	8.196	27,5%	2.254
Fondi svalutazione magazzino	33	28,2%	9	27	31,7%	8
Ammortamenti IRES 24%+IRAP 4,2%	1.371	28,2%	386	2.529	31,7%	802
Accantonamento fondi rischi	2.267	24,0%	544	250	31,7%	79
Ammortamenti eccedenti oltre 2013	11.224	28,2%	3.165	12.842	31,7%	4.071
Altro IRES 24%+IRAP 4,2%	1.491	28,2%	420	0	28,2%	0
Accanton.stoccaggio GAS naturale	559	31,4%	176	746	27,5%	205
Phantom stock option+f.di rischi	0	31,4%	0	214	31,4%	67
Accantonamenti fondi rischi	324	27,9%	90	1.166	27,5%	321
Altro IRES 27,5%	682	27,5%	188	728	27,5%	200
Ammortamenti eccedenti IRES 24%	18.945	24,0%	4.547	16.761	27,5%	4.609
Altro vendita gas IRES 27,5%+3,9%	297	31,4%	93	627	31,4%	197
Altro distrib.gas IRES 27,5% irap 4,2%	29	31,7%	9	0	31,7%	0
Totale Imposte anticipate	43.588		11.333	44.086		12.814

La variazione delle imposte anticipate è principalmente dovuta all'adeguamento dei valori accantonati per crediti di imposte anticipate all'aliquota IRES 24% la cui entrata in vigore è prevista dal 1 gennaio 2017.

Attività correnti

8. Rimanenze

La tabella che segue mostra la composizione della voce per ogni esercizio considerato:

	31.12.2015			31.12.2014		
	Valore lordo	F.do Svalutazione	Valore netto	Valore lordo	F.do Svalutazione	Valore netto
<i>(migliaia di Euro)</i>						
Gas in stoccaggio	1.980	(562)	1.418	0	0	0
Combustibili e materiale a magazzino	2.192	(33)	2.158	2.509	(27)	2.482
Totale Rimanenze	4.172	(595)	3.577	2.509	(27)	2.482

Le rimanenze al 31 dicembre 2015 sono pari ad Euro 3.577 migliaia e registrano un incremento complessivo pari ad Euro 1.095 migliaia rispetto al 31 dicembre 2014 principalmente spiegato dallo stoccaggio di gas naturale derivante dall'avvio dell'acquisto gas naturale al P.S.V. (Punto di Scambio Virtuale) della controllata Ascotrade S.p.A..

Nel corso dell'esercizio la Società Ascotrade S.p.A. ha infatti modificato le modalità di approvvigionamento del gas naturale operando pertanto anche nell'ambito dello stoccaggio della materia prima.

Al termine dell'esercizio le giacenze di gas naturale stoccato risultano pari ad Euro 1.980 migliaia. Al fine di adeguare il valore iscritto nelle rimanenze al valore di presunto realizzo è stato accantonato un fondo pari ad Euro 562 migliaia principalmente in ragione della significativa flessione dei prezzi della materia prima nei mercati di riferimento.

I materiali a magazzino vengono utilizzati per le opere di manutenzione o per la realizzazione degli impianti di distribuzione. In quest'ultimo caso il materiale viene riclassificato tra le immobilizzazioni materiali in seguito all'installazione.

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione magazzino, pari ad Euro 595 migliaia, al fine di adeguare il valore delle stesse alla loro possibilità di realizzo o utilizzo.

9. Crediti commerciali

La tabella che segue mostra la composizione della voce per ogni periodo considerato:

	31.12.2015	31.12.2014
<i>(migliaia di Euro)</i>		
Crediti verso clienti	82.413	85.612
Crediti per fatture da emettere	101.660	80.758
Fondo svalutazione crediti	(12.052)	(18.566)
Crediti commerciali	172.022	147.804

I crediti commerciali passano da Euro 147.804 migliaia ad Euro 172.022 migliaia con un incremento di Euro 24.218 migliaia.

I crediti verso clienti sono vantati tutti verso debitori nazionali, sono esposti al netto degli acconti di fatturazione e sono tutti esigibili entro i successivi 12 mesi.

Il decremento del fondo svalutazione crediti, pari ad Euro 6.514 migliaia, è principalmente spiegato sia dall'importante utilizzo dovuto alla intensiva attività di cancellazione dei crediti con anzianità maggiore per i quali sono state portate a termine senza esito positivo tutte le attività di recupero, sia dal minor accantonamento effettuato nell'esercizio 2015 rispetto all'anno precedente, dovuto alla buona capienza dei fondi già esistenti ed ai risultati dell'attività di recupero crediti condotta da agenzie esterne.

In particolare si segnala che del totale utilizzi del fondo svalutazione crediti, pari ad Euro 10.518 migliaia, Euro 4.876 migliaia sono riferiti alla società Veritas Energia S.p.A. per la quale si è proceduto, a partire dal 2014, anno di acquisizione del 100% del capitale, e soprattutto nel corso del 2015, ad una intensa attività di gestione dei crediti esistenti al momento dell'acquisto, che ha comportato la conseguente messa a perdita delle posizioni con una anzianità maggiore, dopo essere state eseguite tutte le attività previste dalla policy di recupero del credito del Gruppo. Rispetto ad un valore complessivo di crediti esistenti al 10 febbraio 2014 di Euro 28.085 migliaia, al 31 dicembre 2015 risultavano incassati Euro 20.056 migliaia e portati a perdita Euro 5.043 migliaia, di cui Euro 4.142 nel corso del solo 2015.

La movimentazione del fondo svalutazione crediti nel periodo considerato è riportata nella tabella seguente:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Fondo svalutazione crediti iniziale	18.566	12.770
Fondo svalutazione crediti da acquisizioni	(0)	6.435
Accantonamenti	4.004	6.819
Utilizzo	(10.518)	(7.459)
Fondo svalutazione crediti finale	12.052	18.566

La seguente tabella evidenzia la ripartizione dei crediti verso clienti per fatture emesse in base all'anzianità, evidenziando la capienza del fondo svalutazione crediti rispetto ai crediti con maggiore anzianità:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Crediti commerciali lordi per fatture emesse	82.413	85.612
- fondo svalutazione crediti commerciali	(12.052)	(18.566)
Crediti commerciali netti per fatture emesse	70.362	67.046
Ageing dei crediti commerciali per fatture emesse:		
- a scadere	62.031	53.068
- scaduti entro 6 mesi	6.892	10.789
- scaduti da 6 a 12 mesi	3.504	6.707
- scaduti oltre 12 mesi	9.986	15.049

10. Altre attività correnti

La seguente tabella evidenzia la composizione della voce al termine di ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Crediti per consolidato fiscale	1.570	3.723
Risconti attivi annuali	736	822
Anticipi a fornitori	7.587	5.878
Ratei attivi annuali	136	235
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	29.217	25.560
Credito IVA	3.309	4.289
Crediti UTF e Addizionale Regionale/Provinciale	3.515	33.360
Altri crediti	449	104
Altre attività correnti	46.518	73.973

Le altre attività correnti passano da Euro 73.973 migliaia ad Euro 46.518 migliaia con un decremento di Euro 27.455 migliaia.

La variazione è principalmente spiegata dalla diminuzione dei crediti verso l'Agenzia delle Dogane per Euro 29.845 migliaia, dal decremento dei crediti per consolidato fiscale per Euro 2.153 migliaia e dalla diminuzione dei crediti IVA per Euro 980 migliaia parzialmente compensata dall'aumento dei crediti per le componenti tariffarie e di perequazione verso la Cassa Conguaglio Settore Elettrico per Euro 3.657 migliaia e dall'incremento degli anticipi a fornitori per Euro 1.709 migliaia.

Si segnala che la variazione dei crediti UTF e Addizionale Regionale/Provinciale è legata alle modalità di liquidazione delle imposte di consumo basate sulle fatturazioni mensili agli utenti finali contrapposte agli acconti mensili previsti dalle dichiarazioni fiscali effettuate nei primi mesi dell'esercizio e basate sui consumi dell'esercizio precedente.

11. Attività finanziarie correnti

La seguente tabella evidenzia la composizione della voce al termine di ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Crediti finanziari verso imprese a controllo congiunto		7.281
Altre attività finanziarie correnti	3.487	953
Attività finanziarie correnti	3.487	8.234

Le attività finanziarie correnti passano da Euro 8.234 migliaia ad Euro 3.487 migliaia con un decremento di Euro 4.747 migliaia.

La diminuzione dei crediti verso imprese a controllo congiunto, rappresentati dai conti correnti di corrispondenza verso le stesse, è pari ad Euro 7.281 migliaia, ed è ascrivibile al decremento del saldo del conto corrente di corrispondenza verso Estenergy S.p.A. ed al decremento dell'esposizione verso Asm Set S.r.l..

Altre variazioni sono legate all'iscrizione tra le attività finanziarie correnti dei titoli pronti contro termine, aventi scadenza 10 febbraio 2016, per Euro 2.838 migliaia, acquistati con la liquidità versata nel febbraio 2014 da Veritas S.p.A. a titolo di deposito cauzionale previsto come garanzia sui crediti commerciali di Veritas Energia S.p.A. in sede di acquisizione da parte di Ascopiave S.p.A. del 49% di Veritas Energia S.p.A.

Si segnala che dei crediti oggetto di garanzia, al 31 dicembre 2015 risultavano portati a perdita da Veritas Energia S.p.A. Euro 5.945 migliaia in seguito alle attività di recupero del credito poste in essere negli esercizi 2014 e 2015.

Marginalmente si segnala l'iscrizione tra le altre attività finanziarie correnti dei crediti vantati da Ascopiave S.p.A. verso il Comune di San Vito Leguzzano, aventi scadenza al 30 giugno 2016.

12. Crediti Tributari

La seguente tabella evidenzia la composizione dei crediti tributari al termine di ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Crediti IRAP	368	1.041
Crediti IRES	647	3.444
Altri crediti tributari	352	352
Crediti tributari	1.368	4.837

I crediti tributari passano da Euro 4.837 migliaia ad Euro 1.368 migliaia con un decremento di Euro 3.469 migliaia. La voce accoglie il residuo credito, dedotte le imposte di competenza dell'esercizio 2015, degli acconti IRAP versati e degli acconti IRES per le società che non fruiscono del consolidato fiscale di Gruppo.

13. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

La tabella che segue mostra la composizione della voce al termine di ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Depositi bancari e postali	28.286	100.867
Denaro e valori in cassa	15	16
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	28.301	100.882

Le disponibilità liquide passano da Euro 100.882 migliaia ad Euro 28.301 migliaia con un decremento di Euro 72.581 migliaia e si riferiscono principalmente ai saldi contabili bancari ed alle casse sociali.

Per una migliore comprensione delle variazioni dei flussi di cassa intercorsi nell'esercizio 2015 si rimanda al rendiconto finanziario.

Posizione finanziaria netta

L'indebitamento finanziario netto del Gruppo al termine di ogni esercizio considerato è il seguente:

<i>(migliaia di Euro)</i>	31.12.2015	31.12.2014
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	28.301	100.882
Attività finanziarie correnti	3.487	8.234
Passività finanziarie correnti	(3.641)	(217)
Debiti verso banche e finanziamenti	(97.866)	(184.851)
Debiti verso società di leasing entro 12 mesi	(67)	(64)
Posizione finanziaria netta a breve	(69.786)	(76.015)
Attività finanziarie non correnti	0	3.124
Finanziamenti a medio e lungo termine	(43.829)	(53.456)
Passività finanziarie non correnti	(422)	(3.327)
Posizione finanziaria netta a medio-lungo	(44.250)	(53.659)
Posizione finanziaria netta	(114.037)	(129.673)

Per i commenti alle principali dinamiche che hanno comportato la variazione della posizione finanziaria netta si rimanda all'analisi dei dati finanziari del Gruppo riportata nel paragrafo "Commento ai risultati economico finanziari dell'esercizio 2015" e al paragrafo "Finanziamenti a medio e lungo termine" di questa Relazione Finanziaria Annuale.

Patrimonio netto consolidato

14. Patrimonio Netto

Il capitale sociale di Ascopiave S.p.A. al 31 dicembre 2015 è costituito da 234.411.575 azioni ordinarie, interamente sottoscritte e versate, del valore nominale di Euro 1 ciascuna.

Si evidenzia nella seguente tabella la composizione del patrimonio netto al termine dei periodi considerati:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Capitale sociale	234.412	234.412
Riserva legale	46.882	46.882
Azioni proprie	(17.521)	(17.660)
Riserve e utili a nuovo	108.478	106.139
Risultato dell'esercizio di Gruppo	43.014	35.583
Patrimonio netto di Gruppo	415.264	405.357
Capitale e Riserve di Terzi	2.524	2.560
Risultato dell'esercizio di Terzi	2.349	1.750
Patrimonio Netto di Terzi	4.873	4.310
Patrimonio netto Totale	420.137	409.666

La movimentazione del patrimonio netto consolidato intervenute nell'esercizio 2015, ad esclusione del risultato conseguito, hanno riguardato la distribuzione di dividendi da parte della Capogruppo per Euro 33.332 migliaia nonché la distribuzione di dividendi ad azionisti terzi da parte delle controllate Ascotrade S.p.A. e Amgas Blu S.r.l. rispettivamente per Euro 1.495 e 272 migliaia.

Si segnala inoltre una variazione positiva per Euro 190 migliaia della riserva di rimisurazione dei piani a benefici definiti (IAS 19R), una variazione negativa per Euro 194 migliaia relativa a una riserva di *Cash Flow Hedge* a fronte della valutazione a *fair value* dei contratti derivati in essere al 31 dicembre 2015, una diminuzione di azioni proprie e una variazione negativa di riserve legate a piani di incentivazione a lungo termine.

Gli effetti di copertura maturati nell'anno e quelli trasferiti in Conto Economico a rettifica dei costi di approvvigionamento sottostanti con riferimento a tutti i derivati oggetto di designazione in *hedge accounting* nel corso dell'esercizio sono:

(migliaia di Euro)	
Saldo di apertura	0
Efficacia maturata nel corso dell'esercizio	294
Efficacia rilasciata in Conto Economico nell'esercizio	-100
Saldo di chiusura	194

Il valore della riserva di cash flow hedge in essere al 31 dicembre 2015 fa riferimento a flussi di approvvigionamento attesi che saranno oggetto di imputazione a costo (e quindi di manifestazione economica) nel corso del primo trimestre dell'esercizio 2016.

Ipotizzando una variazione del 10% delle quotazioni a termine del gas naturale (i.e. TTF *Month Ahead*) alla data di chiusura dell'esercizio, in aumento e in diminuzione, si verificherebbe rispettivamente un miglioramento e un

peggioramento di circa Euro 88 migliaia del saldo della riserva di cash flow hedge di Patrimonio Netto; nessun impatto sarebbe, invece, generato in Conto Economico in ragione della totale efficacia delle relazioni di copertura analizzate.

Patrimonio netto di terzi

È costituito dalle attività nette e dal risultato non attribuibile al Gruppo e fa riferimento alle quote di terzi delle società controllate Ascotrade S.p.A., Etra Energia S.r.l., Amgas Blu S.r.l.

Passività non correnti

15. Fondi rischi ed oneri

La tabella che segue mostra la composizione della voce al termine degli esercizio considerati:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Altri fondi rischi ed oneri	7.360	8.496
Fondi rischi ed oneri	7.360	8.496

I fondi rischi ed oneri passano, da Euro 8.496 migliaia ad Euro 7.360 migliaia con un decremento di Euro 1.136 migliaia.

La variazione è principalmente spiegata dalla diminuzione degli accantonamenti rischi relativi a Sinergie Italiane S.r.l. in liquidazione per Euro 1.491 migliaia e dalla rettifica per conciliazione di un contenzioso verso dipendenti per Euro 138 migliaia parzialmente compensata dall'accantonamento per Euro 300 migliaia relativo a liti giuslavoristiche e per Euro 232 migliaia per rischio imposte correnti su credito fornitore.

Alla data del 31 dicembre 2015 i fondi rischi sono principalmente composti dal fondo rischi relativo a Sinergie Italiane S.r.l. in liquidazione per Euro 5.353 migliaia e al fondo rischi per liti giuslavoristiche potenziali per Euro 1.225 migliaia.

La tabella che segue mostra la movimentazione dell'esercizio:

(migliaia euro)	
Fondi rischi ed oneri al 1 gennaio 2015	8.496
Rilascio fondo rischi copertura perdite società collegate	(1.491)
Accantonamenti fondi rischi e oneri	532
Utilizzo fondi rischi e oneri	(177)
Fondi rischi ed oneri al 31 dicembre 2015	7.360

16. Trattamento fine rapporto

Il trattamento di fine rapporto passa da Euro 3.968 migliaia al 1 gennaio 2015 ad Euro 3.864 migliaia al 31 dicembre 2015 con un decremento pari ad Euro 104 migliaia.

(migliaia di Euro)	
Trattamento di fine rapporto al 1 gennaio 2015	3.968
Liquidazioni	(1.490)
Costo relativo alle prestazioni di lavoro corrente	1.447
Perdita/(profitto) attuariale dell'esercizio (*)	(60)
Trattamento di fine rapporto al 31 dicembre 2015	3.864

*comprensivo della quota di *interest cost* contabilizzata a conto economico.

La passività per il trattamento di fine rapporto è misurata utilizzando una metodologia attuariale, il suo valore è pertanto sensibile alla variazione delle relative ipotesi. Le principali ipotesi utilizzate nella misurazione del Trattamento di fine rapporto sono il tasso di sconto, la percentuale media annua di uscita dei dipendenti, l'età massima di pensionamento dei dipendenti.

Il tasso di sconto utilizzato per la misurazione della passività derivante dal trattamento di fine rapporto è determinato con riferimento ai rendimenti di mercato per i titoli a reddito fisso di elevata qualità per i quali le scadenze e gli ammontari corrispondono alle scadenze e agli ammontari dei pagamenti futuri previsti. Per tale piano, il tasso medio di sconto che riflette la stima delle scadenze e degli ammontari dei pagamenti futuri relativi al piano per il 2015 è pari al 2,03%.

Le principali altre ipotesi del modello sono:

- tasso di mortalità: tavola di sopravvivenza ANIA IPS55
- tassi di inabilità: tavole INPS anno 2000
- tasso di rotazione del personale: 3,00%
- tasso di incremento delle retribuzioni: 3,00%
- tasso di inflazione: 1,50%
- tasso di anticipazione: 2,00%

Il costo corrente relativo alle prestazioni di lavoro è iscritto tra i costi del personale, mentre, l'*interest cost*, pari ad Euro 57 migliaia, è registrato nella voce Proventi ed oneri finanziari.

17. Finanziamenti a medio e lungo termine

La tabella che segue mostra la composizione della voce al termine di ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Mutui passivi Prealpi	757	828
Mutui passivi Banca Europea per gli Investimenti	34.500	38.000
Mutui passivi Cassa DD.PP.con garanzia diretta		127
Mutui passivi Cassa DD.PP. con garanzia dei comuni		215
Mutui passivi Unicredit Spa	8.571	14.286
Finanziamenti a medio e lungo termine	43.829	53.456
Quota corrente finanziamenti medio-lungo termine	9.628	9.745
Finanziamenti a medio-lungo termine	53.456	63.201

I finanziamenti a medio lungo termine, rappresentati al 31 dicembre 2015 principalmente dai debiti della Capogruppo nei confronti della Banca Europea per gli Investimenti per Euro 38.000 migliaia e nei confronti di Unicredit per Euro 14.286 migliaia, passano complessivamente da Euro 63.201 migliaia ad Euro 53.456 migliaia con un decremento di Euro 9.745 migliaia, spiegato dal pagamento delle rate pagate nel corso dell'esercizio.

In particolare il finanziamento con la Banca Europea per gli Investimenti, erogato in due tranche nel corso del 2013 per complessivi Euro 45.000 migliaia, vede un debito residuo al 31 dicembre 2015 pari a 38.000 migliaia, con l'iscrizione di Euro 3.500 migliaia tra i debiti verso banche e finanziamenti a breve termine.

Il rimborso della prima tranche, il cui debito originario era di Euro 35.000 migliaia, avverrà mediante n. 16 rate residue semestrali con quota capitale costante tra il 29 febbraio 2016 e il 28 agosto 2023, con l'applicazione di un tasso di interesse pari all'Euribor 6 mesi maggiorato di uno spread di 95,5 punti base, mentre, quanto alla seconda, il cui debito originario era di Euro 10.000 migliaia, verrà rimborsata in 16 rate semestrali con quota capitale costante tra il 27 febbraio 2018 e il 27 agosto 2025, con l'applicazione di un tasso di interesse pari all'Euribor 6 mesi maggiorato di uno spread di 71,5 punti base oltre al costo annuo di 135 punti base relativo alla garanzia rilasciata da Cassa Depositi e Prestiti S.p.A..

A garanzia dell'adempimento delle obbligazioni derivanti dal contratto di finanziamento, la Capogruppo ha ceduto a Banca Europea per gli Investimenti una quota del credito futuro derivante dal rimborso del valore residuo dei beni relativi alle Concessioni Distribuzione Gas.

Il contratto di finanziamento prevede il rispetto dei seguenti covenants patrimoniali e finanziari applicati ai dati consolidati e da verificarsi alla chiusura del bilancio annuale e semestrale:

- a) rapporto Ebitda / oneri finanziari netti superiore a 5;
- b) rapporto indebitamento finanziario netto / Ebitda inferiore a 3,5.

Resta inoltre nella facoltà dell'istituto bancario la richiesta del rimborso anticipato del finanziamento rispetto alle date di scadenza previste dai piani di ammortamento nei seguenti casi:

- a) riduzione dei costi del progetto al di sotto di quanto originariamente stabilito dal contratto;
- b) rimborso anticipato di altri finanziamenti non BEI (senza considerare le linee rotative);
- c) mutamento del controllo di Ascopiave S.p.A. o di AscoHolding S.p.A.;
- d) mutamento normativo, che possa pregiudicare la capacità di Ascopiave S.p.A. di adempiere ai propri obblighi;
- e) perdita delle concessioni, tale da portare la RAB consolidata al di sotto dei 300 milioni di Euro.

Al termine dell'esercizio 2015 i covenants previsti dal contratto risultavano rispettati in quanto:

- a) il rapporto Ebitda / oneri finanziari netti era pari a 156,34, calcolato come rapporto tra l'Ebitda consolidato a tale data, pari ad Euro 80.983 migliaia, e gli oneri finanziari netti consolidati, pari ad Euro 518 migliaia;
- b) il rapporto indebitamento finanziario netto / Ebitda era pari a 1,41, calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto consolidato a tale data, pari ad Euro 114.037 migliaia, e l'Ebitda consolidato, pari ad Euro 80.983 migliaia.

Il finanziamento a medio - lungo termine con Unicredit S.p.A. è stato acceso dalla Capogruppo nel corso dell'esercizio 2011 per finanziare importanti operazioni di aggregazione aziendale. L'importo originario del finanziamento era pari ad Euro 40.000 migliaia, con durata di sette anni e rimborso a mezzo di rate semestrali posticipate a partire dal 31 dicembre 2011 sino al 30 giugno 2018.

Nel corso dell'esercizio 2015 sono state rimborsate due rate con quota capitale pari ad Euro 2.857 migliaia ciascuna che

hanno portato ad una riduzione del finanziamento stesso per Euro 5.714 migliaia e ad un debito residuo al termine dell'esercizio pari ad Euro 14.286 migliaia.

Il tasso di interesse che regola il finanziamento è di tipo variabile, ed è formato da un parametro di indicizzazione individuato nell'Euribor a tre mesi ed un margine fisso da sommare al parametro detto "spread". La misura del margine fisso è soggetta a variazione in base al valore assunto, al termine di ogni esercizio, dal rapporto fra la posizione finanziaria netta consolidata ed il margine operativo lordo consolidato, come riportato nella tabella seguente:

Valore del rapporto PFN/M.O.L.	Valore dello spread
Indice>2,5	125 punti base
2<Indice<2,5	90 punti base
Indice<2	75 punti base

Oltre alle condizioni previste per la quantificazioni del tasso di interesse da applicare al capitale finanziato, il mantenimento in essere del contratto di finanziamento è soggetto al rispetto delle seguenti condizioni finanziarie ed operative:

- il valore dell'indice sopra descritto non può superare un valore pari a 3,5 (covenant modificato con atto notarile del 22 dicembre 2014, precedentemente tale limite era pari a 2,75);
- il valore di R.A.B. (Regulatory Asset Base ovvero il Valore della Rete del Gas) non può essere inferiore ad Euro 270.000 migliaia;
- la partecipazione di ASCOHOLDING S.p.A. detenuta in ASCOPIAVE S.p.A. non potrà scendere al di sotto del 51%.

A garanzia dell'adempimento delle obbligazioni collegate con il finanziamento, la Capogruppo ha ceduto ad Unicredit una quota del credito futuro derivante dal rimborso del valore residuo dei beni relativi alle Concessioni Distribuzione Gas.

In seguito ad un accordo raggiunto con Unicredit S.p.A. il 20 novembre 2015, la verifica annuale del rispetto dei parametri finanziari (*financial covenant*) ed operativi riportati ai punti a) e b) a partire dall'esercizio 2015 viene effettuata non più sui dati consolidati di Gruppo redatti in conformità agli IFRS, ma sui dati consolidati pro-forma derivanti dalla somma dei dati del bilancio consolidato e del pro-quota delle società a controllo congiunto.

Alla data del 31 dicembre 2015, avendo rispettato l'indice di cui alla lettera a), pari a 1,30, calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto pro-forma a tale data, pari ad Euro 112.652 migliaia, e l'Ebitda pro-forma, pari ad Euro 86.636 migliaia e quello di cui alla lettera b), risultato pari ad Euro 394.049 migliaia, lo spread applicato a partire dal 1° gennaio 2016 sarà pari a 75 punti base.

La tabella che segue evidenzia le scadenze dei finanziamenti a medio e lungo termine:

Migliaia di Euro	31/12/2015
Esercizio 2016	9.628
Esercizio 2017	9.287
Esercizio 2018	7.681
Esercizio 2019	4.826
Oltre 31 dicembre 2019	22.034
Totale finanziamenti a medio-lungo termine	53.456

18. Altre passività non correnti

La tabella che segue mostra la composizione delle voci al termine di ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Depositi cauzionali	12.054	12.351
Risconti passivi pluriennali	6.849	4.870
Altre passività non correnti	18.903	17.221

Le altre passività non correnti passano, da Euro 17.221 migliaia ad Euro 18.903 migliaia con un incremento pari ad Euro 1.682 migliaia.

I depositi cauzionali si riferiscono a depositi degli utenti del gas ed energia elettrica.

I risconti passivi pluriennali sono rilevati a fronte di ricavi per contributi da privati su allacciamenti alla rete del gas e legati alla vita utile degli impianti di distribuzione del gas, a fronte di ricavi su impianti di cogenerazione/fornitura calore e a fronte di ricavi su contributi per la realizzazione di rete di distribuzione. La sospensione dei ricavi è spiegata dal contenuto della legge 9/2014 che ha previsto lo scomputo integrale dei contributi dei privati dal valore degli *asset* tecnici detenuti in concessione nell'ambito della distribuzione del gas.

19. Passività finanziarie non correnti

La tabella seguente mostra la composizione della voce al termine di ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Debiti verso società di leasing oltre 12 mesi	422	489
Altre passività finanziarie non correnti		2.838
Passività finanziarie non correnti	422	3.327

Le passività finanziarie non correnti passano da Euro 3.327 migliaia al 31 dicembre 2014 ad Euro 422 migliaia, con un decremento di Euro 2.905 migliaia, e sono rappresentate prevalentemente dai debiti verso società di leasing scadenti oltre i 12 mesi.

La diminuzione è spiegata dalla riclassifica a passività finanziarie correnti di quanto versato nel febbraio 2014 da Veritas S.p.A. ad Ascopiave S.p.A. in sede di acquisizione da parte di Ascopiave S.p.A. del 49% di Veritas Energia S.p.A., a titolo di deposito cauzionale a garanzia dei crediti commerciali di Veritas Energia S.p.A..

La tabella che segue evidenzia le scadenze delle rate della locazione finanziaria:

(migliaia di Euro)	31.12.2015
Esercizio 2017	70
Esercizio 2018	74
Esercizio 2019	78
Esercizio 2020	82
Esercizio 2021	86
Esercizio 2022	32
Totale locazioni finanziarie	422

20. Debiti per Imposte differite

La tabella che segue evidenzia il saldo della voce al termine di ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Debiti per imposte differite	19.571	23.675
Debiti per imposte differite	19.571	23.675

I debiti per imposte differite passano da Euro 23.675 migliaia ad Euro 19.571 migliaia con un decremento di Euro 4.104 migliaia, ed è legato principalmente alla dinamica degli ammortamenti delle liste clienti.

Nella determinazione delle imposte si è fatto riferimento all'aliquota IRES e, ove applicabile, all'aliquota IRAP vigenti, in relazione al periodo di imposta che comprende la data del 31 dicembre 2015 e al momento in cui si stima si riverseranno le eventuali differenze temporanee.

Il valore complessivo delle differenze temporanee ed i relativi importi su cui sono state rilevate passività per imposte differite sono indicati di seguito:

Descrizione	31 dicembre 2015			31 dicembre 2014		
	Differenze temporanee	Aliquota fiscale	Effetto totale	Differenze temporanee	Aliquota fiscale	Effetto totale
Ammortamenti eccedenti	30.037	24,0%	7.209	33.538	27,5%	9.223
Ammortamenti eccedenti	318	31,7%	101	0	31,7%	0
Trattamento di fine rapporto	31	24,0%	7	31	27,5%	9
Ammortamenti eccedenti	21.198	28,2%	5.978	13.986	31,7%	4.434
Deducibilità avviamento ai fini fiscali vendita gas	2.014	27,9%	562	1.807	31,4%	567
Liste clienti entro 2016	2.074	31,7%	657	0	31,7%	0
Vendita gas interessi di mora non incassati	110	24,0%	26	110	27,5%	30
Liste clienti oltre 2016	7.900	28,2%	2.228	11.980	31,7%	3.798
Deducibilità avviamento ai fini fiscali	9.872	28,2%	2.784	17.637	31,7%	5.591
Altro	67	28,2%	19	87	27,5%	24
Totale debiti per imposte differite	73.620		19.571	79.177		23.675

La variazione delle imposte differite è principalmente dovuta all'adeguamento dei valori accantonati per debiti per imposte differite all'aliquota IRES 24% la cui entrata in vigore è prevista dal 1 gennaio 2017.

Passività correnti

21. Debiti verso banche e quota corrente dei finanziamenti a medio-lungo termine

La tabella che segue mostra la composizione della voce al termine di ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Debiti verso banche	88.238	175.106
Quota corrente dei finanziam.medio-lungo termine	9.628	9.745
Debiti verso banche e finanziamenti	97.866	184.851

I debiti verso banche passano da Euro 184.851 migliaia ad Euro 97.866 migliaia con un decremento pari ad Euro 86.985 migliaia e sono composti da saldi contabili debitori verso istituti di credito e dalla quota a breve dei mutui.

La tabella che segue mostra la ripartizione delle linee di credito del Gruppo utilizzate e disponibili ed i relativi tassi applicati alla data del 31 dicembre 2015.

Istituto di credito	Tipologia di Linea di credito	Affidamento al 31/12/2015	Tasso al 31/12/2015	Utilizzo al 31/12/2015
Banca Europea per gli Investimenti	Mutuo	10.000	0,99%	10.000
Banca Europea per gli Investimenti	Mutuo	28.000	1,23%	28.000
Banca Intesa	Affidamento bancario per scoperto di conto corrente	40.000	n.d.	-
Banca Intesa	Oper. Contratti derivati su commodities	7.000	n.d.	-
Banca Nazionale del Lavoro	Affidamento bancario per credito in conto	50.000	0,63%	5.000
Banca Nazionale del Lavoro	Coperture su Commodity	5.000	n.d.	-
Banca Popolare dell'Emilia Romagna	Affidamento bancario	10.000	0,55%	998
Banca Popolare di Vicenza	Finanziamenti vari B/T	52.000	n.d.	-
Banca Prealpi	Affidamento bancario	5.000	n.d.	-
Banca Prealpi	Mutuo chirografario	828	1,83%	828
Banca Sella	Affidamento bancario	5.000	n.d.	-
Banco di Desio e della Brianza	Affidamento bancario per scoperto di conto corrente	5.000	0,40%	2.500
Banco Popolare	Fido per finanziamento/fidejussioni italia ed estero	20.000	n.d.	-
Banco Popolare	Fido per fidejussioni	10.000	0,40%	3.455
Cassa Depositi e Prestiti	Mutuo	127	7,50%	127
Cassa Depositi e Prestiti	Mutuo	215	7,50%	215
Cassa di Risparmio del Veneto	Affidamento bancario per scoperto di conto corrente	13.000	0,50%	12.983
Credem	Affidamento bancario per scoperto di conto corrente	25.000	0,24%	25.000
Friuladria Crédit Agricole	Aperture credito-fj-finanziamenti a breve	13.000	0,45%	5.500
Monte dei Paschi di Siena	Affidamento bancario per scoperto di conto corrente	7.100	0,30%	3.000
Monte dei Paschi di Siena	Fido per fidejussioni	6.800	0,30%	6.790
UBI - Banco di Brescia	Affidamento bancario per scoperto di conto corrente	30.000	0,30%	10.000
Unicredit	Fido promiscuo classe 1	48.700	0,20%	23.000
Unicredit	Mutuo	14.286	0,80%	14.286
Unicredit	Fido per fidejussioni	12.400	0,30%	11.838
Unicredit	Emissioni carte di credito	515	n.d.	-
Banco Popolare	Rilascio fidejussioni Italia e estero	10.000	0,40%	515
Cassa di Risparmio del Veneto	Fido per presentazioni RID	20.000	n.d.	-
Friuladria Crédit Agricole	Linea di credito per presentazione SDD	5.000	n.d.	-
Monte dei Paschi di Siena	Fido per fidejussioni	556	0,30%	556
Unicredit	Fido per fidejussioni/crediti di firma	10.800	0,30%	5.123
Unicredit	Emissioni carte di credito	23	n.d.	-
Unicredit	Fido promiscuo classe 2	700	n.d.	-
Unicredit	Fido promiscuo classe 1	1.100	n.d.	-
Unicredit	Fido per derivati	15.000	n.d.	-
Veneto Banca	Effetti salvo buon fine a valuta maturata	5.000	n.d.	-
Veneto Banca	Fidejussioni Italia	200	0,35%	200
Unicredit	Carte di credito	15	n.d.	-
Banca Popolare di Bergamo	Fido per fidejussioni/crediti di firma	50	n.d.	-
Banco Popolare	Affidamento bancario per elasticità di cassa/fidejussioni	500	n.d.	-
Banco Popolare	Crediti commerciali	500	n.d.	-
Unicredit	Carte di Credito	40	n.d.	-
Banca Sella	Fido per fidejussioni/crediti di firma	200	n.d.	-
Banca Sella	Linea disponibilità immediata assegni	75	n.d.	-
Banca Sella	Affidamento bancario per elasticità di cassa	55	n.d.	-
Banca Popolare di Vicenza	Fido per elasticità di cassa	500	n.d.	-
Unicredit	Fido promiscuo classe 1	1.100	n.d.	-
Unicredit	Fido per fidejussioni/crediti di firma	1.410	0,30%	1.381
Banca Nazionale del Lavoro	Fido per anticipi IFITALIA	6.000	n.d.	-
Banca Nazionale del Lavoro	Fido per fidejussioni/crediti di firma	3.850	1,60%	76
Banco Popolare	Fido per fidejussioni/crediti di firma	2.000	n.d.	-
Banco Popolare	Fido promiscuo	3.000	n.d.	-
Cassa di Risparmio di Venezia	Fido per crediti di firma	1.100	0,40%	1.050
Monte dei Paschi di Siena	Fido per fidejussioni/crediti di firma	2.550	0,40%	1.271
Unicredit	Fido per derivati	700	n.d.	-
Unicredit	Emissione carte di credito	10	n.d.	-
Unicredit	Fido assegni SBF	50	n.d.	-
Unipol Banca	Fido per fidejussioni/crediti di firma	2.000	n.d.	-
Totale		513.055		173.692

Nota: il totale degli utilizzi non corrisponde al totale debiti v/banche in quanto l'utilizzo della linea per rilascio fidejussioni non determina l'accensione di debiti bancari

22. Debiti commerciali

La tabella che segue evidenzia la composizione della voce al termine di ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Debiti vs/ fornitori	43.078	58.400
Debiti vs/ fornitori per fatture da ricevere	79.744	77.779
Debiti commerciali	122.823	136.179

I debiti commerciali passano da Euro 136.179 migliaia ad Euro 122.823 migliaia con un decremento pari ad Euro 13.356 migliaia. La variazione è principalmente spiegata dalla diminuzione del costo di acquisto correlato all'andamento del paniere dei prezzi a cui la materia prima è indicizzata.

23. Debiti tributari

La tabella che segue evidenzia la composizione della voce al termine di ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Debiti IRAP	176	
Debiti IRES	221	205
Debiti tributari	397	205

I debiti tributari passano da Euro 205 migliaia ad Euro 397 migliaia con un incremento pari ad Euro 192 migliaia ed includono i debiti maturati alla fine dell'esercizio 2015 per IRES, per l'addizionale relativa alle società di vendita del gas che non rientra nell'ambito del consolidato fiscale di Gruppo e per IRAP, ed il debito IRES relativo alle società che non aderiscono al consolidato fiscale in capo ad Asco Holding S.p.A..

24. Altre passività correnti

La tabella che segue mostra la composizione della voce al termine di ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Anticipi da clienti	1.821	1.152
Debiti per consolidato fiscale	3.020	1.040
Debiti verso enti previdenziali	1.441	1.404
Debiti verso il personale	4.419	3.675
Debiti per IVA	2.643	965
Debiti vs Erario per ritenute alla fonte	951	887
Risconti passivi annuali	1.102	721
Ratei passivi annuali	1.059	931
Debiti UTF e Addizionale Regionale/Provinciale	2.881	1.149
Altri debiti	23.986	14.239
Altre passività correnti	43.324	26.164

Le altre passività correnti passano da Euro 26.164 migliaia ad Euro 43.324 migliaia con un incremento di Euro 17.160 migliaia.

Anticipi da clienti

Gli anticipi da clienti rappresentano gli importi versati dagli utenti a titolo di contributo per le opere di lottizzazione e

allacciamento e di realizzazione di centrali termiche in corso alla data di chiusura del 31 dicembre 2015.

Debiti per consolidato fiscale

La voce include il debito maturato nei confronti della società controllante Asco Holding S.p.A., nell'ambito dei contratti di consolidato fiscale nazionale sottoscritti dalle società del Gruppo con Asco Holding S.p.A.. Il saldo corrisponde al debito IRES maturato per le imposte relative al 31 dicembre 2015 ed è pari ad Euro 3.020 migliaia con un incremento per Euro 1.980 migliaia.

Debiti verso il personale

I debiti verso il personale includono i debiti per ferie non godute, mensilità e premi maturati al 31 dicembre 2015 non liquidati alla stessa data.

Debiti IVA

I debiti verso l'erario per IVA aumentano per Euro 1.678 migliaia rispetto al 31 dicembre 2014. La variazione del debito IVA è spiegata dalla modalità di liquidazione trimestrale dell'imposta concessa alle società controllate di vendita del gas naturale, in quanto rientranti nella categoria dei soggetti che emettono fatture ad una elevata numerosità di clienti finali.

Risconti passivi annuali

La variazione della voce altri risconti passivi è principalmente riconducibile alla riclassifica dagli altri debiti dei risconti sui ricavi su cogenerazione/fornitura calore.

Ratei passivi annuali

I ratei passivi sono principalmente riferiti ai canoni demaniali ed ai canoni riconosciuti agli enti locali concedenti, per le proroghe delle concessioni di distribuzione del gas metano in attesa della celebrazione delle gare di attribuzione per ambito.

Debiti UTF e Addizionale Regionale/Provinciale

Sono relativi ai debiti verso gli uffici tecnici di finanza e per le accise e le addizionali sul gas naturale, il saldo è legato alla tempistica di fatturazione dei consumi del gas agli utenti, alla quale si contrappongono i versamenti mensili effettuati dalla società di vendita con riferimento ai valori dell'esercizio precedente. Alla data del 31 dicembre 2015 il Gruppo ha maturato debiti per Euro 2.881 migliaia.

Altri debiti

Gli altri debiti sono aumentati rispetto al 31 dicembre 2014 per Euro 9.747 migliaia e sono principalmente relativi ai debiti verso l'AEEGSI (Euro 22.458 migliaia) relativi alle componenti tariffarie del vettoriamento.

Benefici basati su strumenti finanziari

Il Gruppo riconosce benefici addizionali ad alcuni dipendenti che ricoprono posizioni di primo piano, attraverso piani di compensi basati su strumenti finanziari (cd. "piano di incentivazione a lungo termine 2015-2017").

In particolare, i piani adottati dal Gruppo prevedono l'attribuzione di diritti che comportano il riconoscimento a favore

dei beneficiari di una corresponsione di carattere straordinario legata al raggiungimento di obiettivi prefissati, e la cui regolazione finanziaria è basata, tra gli indicatori, sull'andamento del titolo azionario.

25. Passività finanziarie correnti

La tabella che segue mostra la composizione della voce al termine di ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Debiti finanziari entro 12 mesi	3.641	217
Debiti verso società di leasing entro 12 mesi	67	64
Passività finanziarie correnti	3.708	280

Le passività finanziarie correnti passano da Euro 280 migliaia ad Euro 3.708 migliaia con un incremento di Euro 3.428 migliaia dovuto alla riclassifica dalle passività finanziarie non correnti del deposito ricevuto nel febbraio 2014 da Veritas S.p.A. in sede di acquisizione da parte di Ascopiave S.p.A. del 49% di Veritas Energia S.p.A., a titolo di deposito cauzionale a garanzia dei crediti commerciali di Veritas Energia S.p.A..

26. Passività correnti su strumenti finanziari derivati

La tabella che segue mostra la composizione della voce al termine di ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Passività su derivati materia prima	252	
Passività correnti su strumenti finanziari derivati	252	

Le passività su derivati sono rappresentate dal *fair value* dei seguenti derivati su commodity in essere al 31 dicembre 2015, che troveranno manifestazione finanziaria nel corso dell'esercizio 2016 (precisamente, nei primi 4 mesi dell'anno):

	Counterparty	Type of instrument	Underlying Commodity	Trade date	Effective date	Expiry date	Position	Notional	MtM (€)
1	17580206 Intesa Sanpaolo	Commodity Swap	TTF Month Ahead	16-set-15	1-ott-15	31-dic-15	Long/Buy	62.540 MWh	-58.460
2	17809118 Intesa Sanpaolo	Commodity Swap	TTF Month Ahead	21-ott-15	1-gen-16	31-mar-16	Long/Buy	58.520 MWh	-193.694
Totale								121.060	-252.154

NOTE DI COMMENTO ALLE PRINCIPALI VOCI DI CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO

Ricavi

27. Ricavi

La seguente tabella evidenzia la composizione della voce in base alle categorie di attività negli esercizi considerati:

(migliaia di Euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Ricavi da trasporto del gas	26.752	21.697
Ricavi da vendita gas	472.974	473.641
Ricavi da vendita energia elettrica	61.188	67.199
Ricavi per servizi di allacciamento	1.133	52
Ricavi da servizi di fornitura calore	13	55
Ricavi da servizi di distribuzione	3.563	3.530
Ricavi da servizi di bollettazione e tributi		38
Ricavi da servizi generali a società del gruppo	1.157	842
Ricavi per contributi AEEG	8.871	12.555
Altri ricavi	6.003	5.690
Ricavi	581.655	585.300

Al termine dell'esercizio i ricavi conseguiti dal Gruppo Ascopiave ammontano ad Euro 581.655 migliaia, in diminuzione rispetto all'esercizio precedente di 3.645 migliaia di Euro.

I ricavi di vendita del gas naturale, attestandosi ad Euro 472.974 migliaia, rilevano un decremento pari ad Euro 667 migliaia rispetto all'esercizio 2014. Il decremento è principalmente spiegato dalla flessione dei prezzi di vendita unitari in parte compensata dai maggiori volumi di gas naturale venduto al mercato (+57,3 milioni), i volumi nel corso dell'esercizio precedente erano stati influenzati da una termica particolarmente mite. Gli stessi passano infatti dai 763,1 milioni di metri cubi registrati nel corso dell'esercizio 2014, agli 820,4 milioni del 2015.

I ricavi iscritti in relazione all'importazione del gas russo risultano pari ad Euro 75.942 migliaia e sino al 30 settembre 2015 erano regolati nell'ambito del contratto quadro sottoscritto per l'esercizio termico 2014-2015 con lo shipper di riferimento del Gruppo. Nel corso del quarto trimestre il Gruppo sta gestendo autonomamente i quantitativi di gas naturale importati ed i ricavi di vendita iscritti, che trovano integrale correlazione con i costi sostenuti, risultano principalmente assoggettabili alle cessioni effettuate al punto di scambio virtuale degli stessi.

Si segnala che nel corso dell'esercizio non sono state effettuate operazioni di trading.

Il servizio di trasporto del gas naturale su rete di distribuzione ha generato ricavi pari ad Euro 26.752 migliaia, in aumento rispetto all'esercizio precedente di Euro 5.055 migliaia, interessando il vettoriamento di 788,5 milioni di metri cubi (+77,7 milioni rispetto al 2014).

Il Vincolo dei ricavi totali è determinato, per ciascun anno, in funzione del numero di punti di riconsegna attivi effettivamente serviti nell'anno di riferimento dall'impresa, nonché della tariffa di riferimento, i cui valori sono fissati e pubblicati dall'AEEGSI entro il 15 dicembre dell'anno precedente a quello di entrata in vigore.

Al termine dell'esercizio i ricavi conseguiti dalla vendita di energia elettrica risultano pari ad Euro 61.188 migliaia, rilevando una diminuzione rispetto all'esercizio precedente pari ad Euro 6.011 migliaia. I chilowattora commercializzati

nel corso dell'esercizio risultano pari a 352,4 milioni, in diminuzione di 28,8 milioni rispetto all'esercizio precedente. I ricavi conseguiti da servizi di allacciamento alla rete di distribuzione risultano pari ad Euro 1.133 migliaia, in aumento di Euro 1.081 migliaia rispetto al 2014. Si segnala che i ricavi conseguiti dalle società di distribuzione del Gruppo risultano integralmente iscritti tra le passività, e rilasciati a conto economico in base alla vita utile degli impianti realizzati.

I ricavi conseguiti da servizi svolti da distributori, attestandosi ad Euro 3.563 migliaia risultano sostanzialmente allineati a quanto registrato nell'esercizio precedente al termine del quale si attestavano ad Euro 3.530 migliaia.

I contributi erogati dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e il servizio idrico si attestano ad Euro 8.871 migliaia rilevando un decremento pari ad Euro 3.684 migliaia rispetto all'esercizio precedente. I contributi sono riconosciuti per il conseguimento degli obiettivi fissati dall'Autorità stessa in materia di risparmio energetico e pubblicati mediante delibera che definisce gli obblighi specifici di risparmio di energia primaria a carico dei distributori obbligati.

La voce altri ricavi passa da Euro 5.690 migliaia dell'esercizio 2014, ad Euro 6.003 migliaia dell'esercizio di riferimento, rilevando un incremento pari ad Euro 313 migliaia si segnalano tra gli altri ricavi sopravvenienze attive relative ad accrediti di consumi di energia elettrica di anni precedenti per Euro 894 migliaia, minori costi da esercizi precedenti di servizi di cartografia per Euro 550 migliaia e debiti insussistenti per vettoriamento di energia elettrica per Euro 530 migliaia.

Costi

28. Costo acquisto gas

La seguente tabella riporta i costi relativi all'acquisto della materia prima gas negli esercizi considerati:

<u>(migliaia di Euro)</u>	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Costi acquisto materia prima gas	325.936	333.335
Costi acquisto materia prima gas	325.936	333.335

Al termine dell'esercizio i costi sostenuti per gli approvvigionamenti di gas naturale risultano pari ad Euro 325.936 migliaia, rilevando un decremento rispetto allo stesso all'esercizio 2014 pari ad Euro 7.399 migliaia. La diminuzione dei costi sostenuti è principalmente spiegata dai minori costi per l'acquisto della materia prima destinata alla fornitura della clientela finale che ha registrato una diminuzione pari ad Euro 7.879 migliaia; tale diminuzione è principalmente spiegata dall'andamento del paniere dei prezzi a cui la materia prima stessa è indicizzata ed è stata parzialmente compensata dai maggiori consumi registrati nel corso dell'esercizio di riferimento. L'attività di approvvigionamento ha interessato infatti l'acquisto di 818,6 milioni di metri cubi, in aumento di 55,5 milioni rispetto all'esercizio 2014. Il decremento dei costi sostenuti per l'approvvigionamento della materia prima destinata al mercato finale è stato altresì compensato dai maggiori costi sostenuti per l'importazione del gas russo per complessivi Euro 5.035 migliaia.

Si segnala al termine dell'esercizio risultano rimanenze di gas naturale in stoccaggio per complessivi Euro 1.418 migliaia.

Si segnala altresì che nel corso dell'esercizio non sono state effettuate operazioni di trading e che le quantità di gas naturale più significative per la fornitura della clientela finale sono fornite al Gruppo Ascopiave dalla società Eni Gas & Power S.p.A..

29. Costi acquisto altre materie prime

La seguente tabella riporta i costi relativi all'acquisto di altre materie prime negli esercizi considerati:

(migliaia di Euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Acquisti di energia elettrica	18.824	24.660
Acquisti di altri materiali	1.671	1.372
Costi acquisto altre materie prime	20.495	26.032

Al termine dell'esercizio i costi sostenuti per l'acquisto di altre materie prime rilevano un decremento di Euro 5.537 migliaia principalmente spiegato dai minori costi sostenuti per gli approvvigionamenti di energia elettrica.

I costi sostenuti per l'acquisto di energia elettrica registrano una diminuzione pari ad Euro 5.836 migliaia, passando da Euro 24.660 migliaia, ad Euro 18.824 migliaia dell'esercizio di riferimento. Il decremento è principalmente spiegato dai minori chilowattora commercializzati (-28,8 milioni) che al termine dell'esercizio si attestano a 352,43 milioni.

I costi iscritti nella voce acquisti di altri materiali rilevano un incremento pari ad Euro 299 migliaia, passando da Euro 1.372 migliaia del 2014 ad Euro 1.671 migliaia dell'esercizio di riferimento. La voce accoglie prevalentemente i costi relativi all'acquisto dei materiali atti alla realizzazione degli impianti di distribuzione del gas naturale.

30. Costi per servizi

La seguente tabella riporta il dettaglio dei costi per servizi negli esercizi considerati:

(migliaia di Euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Costi di vettoriamento su reti secondarie	85.777	72.986
Costi di lettura contatori	755	1.036
Spese invio bollette	461	458
Spese postali e telegrafiche	1.483	1.025
Manutenzioni e riparazioni	2.672	2.960
Servizi di consulenza	4.131	4.527
Servizi commerciali e pubblicità	2.173	1.900
Utenze varie	1.729	2.273
Compensi ad amministratori e sindaci	1.086	1.104
Assicurazioni	1.016	989
Spese per il personale	836	831
Altre spese di gestione	6.283	5.745
Costi per godimento beni di terzi	10.531	11.906
Servizi di stoccaggio	218	
Costi per servizi	119.151	107.740

I costi per servizi sostenuti nel corso dell'esercizio rilevano un incremento pari ad Euro 11.411 migliaia, passando da Euro 107.740 migliaia del 2014, ad Euro 119.151 migliaia dell'esercizio di riferimento. L'incremento è principalmente spiegato dai maggiori costi sostenuti per il vettoriamento del gas naturale su reti secondarie e primarie (Euro 11.371

migliaia), per il servizio di trasporto dell'energia elettrica (Euro 1.420 migliaia), nonché per spese postali e telegrafiche (Euro 458 migliaia). L'incremento è parzialmente compensato dalla diminuzione registrata dai costi sostenuti per manutenzioni e riparazioni (-288 migliaia di Euro), per servizi di consulenza (-396 migliaia di Euro), per consumi d'utenza (-544 migliaia di Euro) nonché dai minori costi sostenuti per godimento beni di terzi (-1.375 migliaia).

I maggiori costi sostenuti per il vettoriamento del gas naturale sono principalmente spiegati dall'aumento dei consumi registrato nel corso dell'esercizio di riferimento (+57,3 milioni di metri cubi).

La diminuzione registrata dai costi sostenuti per manutenzioni e riparazioni è principalmente spiegata dai minori costi sostenuti per la manutenzione di sedi aziendali che hanno evidenziato decrementi per Euro 221 migliaia.

I costi sostenuti per servizi di consulenza passano da Euro 4.527 migliaia dell'esercizio 2014, ad Euro 4.131 migliaia dell'esercizio di riferimento. Il decremento è principalmente spiegato dai minori costi sostenuti per consulenze informatiche, nonché per consulenze amministrative e legali. Le stesse hanno rispettivamente registrato una flessione pari ad Euro 445 migliaia e di 172 migliaia. Tali diminuzione sono state parzialmente compensate dalle maggiori consulenze tecniche ricevute che hanno registrato incrementi per Euro 220 migliaia.

I costi sostenuti per godimento beni di terzi che hanno evidenziato una contrazione pari ad Euro 1.375 migliaia, hanno beneficiato della diminuzione dei costi sostenuti per l'acquisto di licenze nonché della diminuzione dei canoni corrisposti agli Enti Locali.

31. Costi del personale

La seguente tabella riporta il dettaglio dei costi del personale negli esercizi considerati:

(migliaia di Euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Salari e stipendi	18.607	18.895
Oneri sociali	5.926	5.872
Trattamento di fine rapporto	1.291	1.307
Attualizzazione corrente del TFR		(0)
Altri costi	164	317
Totale costo del personale	25.987	26.391
Costo del personale capitalizzato	(4.414)	(3.664)
Costi del personale	21.573	22.726

Il costo del personale è espresso al netto dei costi capitalizzati dalle società di distribuzione del gas naturale a fronte di incrementi di immobilizzazioni immateriali per lavori eseguiti in economia, gli stessi sono direttamente imputati alla realizzazione delle infrastrutture atte alla distribuzione del gas naturale ed iscritti nell'attivo patrimoniale.

I costi del personale passano da Euro 26.391 migliaia dell'esercizio 2014 ad Euro 25.987 migliaia dell'esercizio di riferimento rilevando un decremento pari ad Euro 404 migliaia. La diminuzione è principalmente spiegata dalla contabilizzazione del valore delle phantom stock options assegnate ai dirigenti all'epoca della quotazione della società capogruppo, non ancora esercitate, effettuata nel corso dell'esercizio precedente e che ha determinato l'iscrizione di maggiori costi per complessivi Euro 668 migliaia. Il decremento è stato parzialmente compensato dagli aumenti salariali corrisposti nel corso periodo di riferimento dovuti a riconoscimenti individuali e trascinalenti contrattuali.

Il costo del personale capitalizzato ha registrato un incremento pari ad Euro 750 migliaia passando da Euro 3.664

migliaia dell'esercizio precedente, ad Euro 4.414 migliaia del 2015 diminuendo il costo complessivo del personale di pari importo.

La tabella di seguito riportata evidenzia il numero medio di dipendenti del Gruppo per categoria al termine degli esercizi indicati:

Descrizione	31,12,2015	31,12,2014	Variazione
Dirigenti (medio)	17	19	(2)
Impiegati (medio)	357	353	4
Operai (medio)	105	103	2
Totale personale dipendente	478	474	4

32. Altri costi di gestione

La seguente tabella riporta il dettaglio degli altri costi di gestione negli esercizi considerati:

(migliaia di Euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Accantonamento rischi su crediti	4.004	6.819
Altri accantonamenti	532	319
Contributi associativi e AEEG	646	739
Minusvalenze	454	611
Soprawvenienze caratteristiche	1.353	1.435
Altre imposte	969	1.090
Altri costi	865	777
Costi per appalti	522	907
Titoli di efficienza energetica	8.766	10.036
Altri costi di gestione	18.110	22.733

Gli altri costi di gestione, passando da Euro 22.733 migliaia registrati al 31 dicembre 2014 ad Euro 18.110 migliaia del dell'esercizio di riferimento, rilevano una diminuzione pari ad Euro 4.623 migliaia. La stessa è principalmente determinata dai minori accantonamenti per rischi su crediti per Euro 2.815 migliaia, resi possibili dall'adeguata capienza del fondo svalutazione crediti, nonché dai minori costi sostenuti per l'acquisto di titoli di efficienza energetica pari ad Euro 1.270 migliaia parzialmente compensati da un accantonamento su un credito verso fornitori per note di accredito da ricevere per Euro 551 migliaia.

33. Altri proventi operativi

La seguente tabella riporta il dettaglio degli altri proventi operativi negli esercizi considerati:

(migliaia di Euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Altri proventi	591	32
Altri proventi	591	32

Al termine dell'esercizio gli altri proventi operativi rilevano un incremento pari ad Euro 559 migliaia, passando da Euro 32 migliaia del 2014, ad Euro 591 migliaia. Nel corso del terzo trimestre dell'esercizio la Capogruppo ha infatti incassato un risarcimento assicurativo pari ad Euro 305 migliaia correlato a danneggiamenti patiti su una cabina di riduzione e misura sita nella provincia di Vicenza.

34. Ammortamenti

La seguente tabella riporta il dettaglio degli ammortamenti negli esercizi considerati:

(migliaia di Euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Immobilizzazioni immateriali	17.509	17.536
Immobilizzazioni materiali	2.521	2.564
Ammortamenti e svalutazioni	20.029	20.099

Gli ammortamenti registrano un decremento pari ad Euro 70 migliaia, passando da Euro 20.099 migliaia dell'esercizio 2014, ad Euro 20.029 migliaia dell'esercizio di riferimento.

Proventi e oneri finanziari

35. Proventi e oneri finanziari

La seguente tabella riporta il dettaglio dei proventi ed oneri finanziari negli esercizi considerati:

(migliaia di Euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Interessi attivi bancari e postali	309	708
Altri interessi attivi	489	648
Altri proventi finanziari	5	9
Proventi finanziari	803	1.364
Interessi passivi bancari	516	1.334
Interessi passivi su mutui	621	891
Altri oneri finanziari	184	732
Oneri finanziari	1.321	2.957
Quota utile/(perdita) società collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	1.491	1.228
Quota risultato da società controllo congiunto	5.958	3.225
Quota utile/(perdita) società contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	7.449	4.453
Totale (oneri)/proventi finanziari netti	6.931	2.860

Al termine dell'esercizio 2015 il saldo tra oneri e proventi finanziari evidenzia un risultato negativo pari ad Euro 518 migliaia, in diminuzione rispetto all'esercizio precedente per Euro 1.075 migliaia.

La diminuzione è spiegata dall'effetto combinato della riduzione dei tassi di interesse applicati dagli istituti di credito alle linee di credito e del miglioramento della situazione finanziaria del Gruppo, che ha consentito un minor utilizzo

delle linee stesse.

La voce Valutazione imprese collegate con il metodo del patrimonio netto risulta pari ad Euro 1.491 migliaia ed accoglie il rilascio di parte del fondo rischi per la copertura del deficit patrimoniale della collegata Sinergie Italiane S.r.l. in liquidazione a seguito del risultato positivo conseguito nel periodo come spiegato nel paragrafo “Partecipazioni” delle presenti note esplicative. La voce rileva un decremento rispetto allo stesso periodo dell’esercizio precedente pari ad Euro 263 migliaia.

La voce “Quota risultato da società controllo congiunto” accoglie i risultati economici maturati dalle società a controllo congiunto nel corso dell’esercizio di riferimento; gli stessi registrano un incremento pari ad Euro 2.733 migliaia rispetto all’esercizio precedente, attestandosi ad Euro 5.958 migliaia.

Imposte

36. Imposte dell’esercizio

La tabella che segue mostra la composizione delle imposte sul reddito negli esercizi considerati, distinguendo la componente corrente da quella differita ed anticipata:

(migliaia di Euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Imposte correnti IRES	17.953	16.032
Imposte correnti IRAP	3.232	3.404
Imposte (anticipate)/differite	(2.666)	(1.242)
Imposte dell'esercizio	18.519	18.194

Le imposte maturate passano da Euro 18.194 migliaia dell’esercizio 2014 ad Euro 18.519 migliaia dell’esercizio di riferimento, rilevando un incremento pari ad Euro 325 migliaia. L’aumento registrato è principalmente spiegato dal maggior risultato conseguito nel corso dell’esercizio 2015 che ha integralmente compensato l’effetto positivo derivante dalle minori aliquote fiscali vigenti nei due periodi in comparazione ed a cui sono assoggettate le società che operano nel settore. La sentenza della Corte Costituzionale (N. 10 dell’esercizio 2015), ha infatti dichiarato l’illegittimità costituzionale dell’addizionale IRES denominata Robin Hood Tax a decorrere dalla data di pubblicazione della sentenza in Gazzetta Ufficiale. Conseguentemente, diversamente dall’esercizio di riferimento, le imposte iscritte nel 2014 accoglievano anche la maggiorazione IRES vigente (pari al 6,5%). La variazione delle imposte anticipate/differite è principalmente dovuta all’adeguamento dei valori accantonati per crediti di imposte anticipate e debiti per imposte differite all’aliquota IRES 24% la cui prevista entrata in vigore decorre dal 1 gennaio 2017.

Nella tabella seguente si evidenzia la ripartizione delle imposte IRES negli esercizi considerati:

(Migliaia di Euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014
IRES	850	531
Addizionale IRES		3.218
Oneri/(proventi) da adesione al consolidato fiscale	17.103	12.282
Imposte correnti IRES	17.953	16.032

La tabella seguente mostra l'incidenza delle imposte sul reddito sul risultato ante imposte nei periodi considerati:

(migliaia di Euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Utile ante imposte	63.881	55.527
Imposte dell'esercizio	18.519	18.194
Incidenza sul risultato ante imposte	29,0%	32,8%

Il tax-rate registrato al 31 dicembre 2015 risulta pari al 29,0% e registra una diminuzione del 3,8% rispetto all'esercizio precedente. La diminuzione del tax-rate è principalmente spiegata dagli effetti rilasciati dalla diminuzione delle aliquote fiscali descritte nel paragrafo precedente.

Componenti non ricorrenti

Ai sensi della comunicazione CONSOB n.15519/2005 si segnala l'assenza di componenti economiche non ricorrenti nella relazione finanziaria annuale al 31 dicembre 2015.

Transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Ai sensi della Comunicazione Consob N. DEM/6064296 del 28 luglio 2006, si precisa che nel corso dell'esercizio 2015 non sono state effettuate operazioni atipiche e/o inusuali.

ALTRE NOTE DI COMMENTO ALLA RELAZIONE FINANZIARIA ANNUALE 2015**Impegni e rischi****Garanzie prestate**

Il Gruppo ha erogato le seguenti garanzie al 31 dicembre 2015:

Garanzie in carico alle società rientranti nell'area di consolidamento:

(Migliaia di Euro)	31 dicembre 2015	31 dicembre 2014
Patronage su linee di credito	6.400	13.050
Patronage su contratti di locazione finanziaria	956	956
Fidejussioni su linee di credito	1.653	5.129
Su esecuzione lavori	943	879
Su accordi di incentivazione all'esodo di cui all'art. 4, legge n. 92/2012	119	196
Ad uffici UTF regioni per imposte sul gas	6.232	6.382
Ad uffici UTF e regioni per imposte sull'energia elettrica	669	669
Su concessione distribuzione	2.789	3.405
Su contratti di Servizio	-	120
Su contratti di vettoriamento	8.778	9.676
Su contratto di trasporto di energia elettrica	13.849	2.043
Su contratti attivi di somministrazione energia elettrica	-	23
Su contratti di acquisto gas	556	-
Su contratti di acquisto energia elettrica	2.000	11.190
Su concorso a premi	19	-
Su servizio di stoccaggio del gas naturale	110	-
Totale	45.072	53.718

Garanzie in carico alle società a controllo congiunto e società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto:

(Migliaia di Euro)	31 dicembre 2015	31 dicembre 2014
Patronage su linee di credito	34.333	34.333
Su esecuzione lavori	8	3
Ad uffici UTF e regioni per imposte sul gas	928	482
Ad uffici UTF e regioni per imposte sull'energia elettrica	79	12
Su concessione distribuzione	180	179
Su contratti di vettoriamento	671	621
Su contratto di trasporto di energia elettrica	406	2.436
Su contratti attivi di somministrazione energia elettrica	-	50
Su contratti di acquisto energia elettrica	-	2.623
Per realizzazione impianti fotovoltaici	-	191
Su contratti di locazione	114	-
Totale	36.719	40.930

I patronage su linee di credito e su contratti di acquisto del gas rilasciate a favore della collegata Sinergie Italiane S.r.l. in liquidazione ammontano al 31 dicembre 2015 ad Euro 34.400 migliaia.

Fattori di rischio ed incertezza**Gestione del rischio finanziario: obiettivi e criteri**

Il finanziamento delle attività operative del Gruppo avviene principalmente mediante il ricorso a finanziamenti bancari, leasing finanziari, contratti di noleggio con l'opzione d'acquisto e depositi bancari a vista ed a breve termine. Il ricorso a tali forme di finanziamento, essendo prevalentemente a tasso variabile, espone il Gruppo al rischio legato alle fluttuazioni dei tassi d'interesse, che determinano poi possibili variazioni sugli oneri finanziari.

L'attività operativa mette, invece, di fronte il Gruppo a possibili rischi di credito con le controparti.

Il Gruppo è, inoltre, soggetto al rischio di liquidità poiché le risorse finanziarie disponibili potrebbero non essere sufficienti a far fronte alle proprie obbligazioni finanziarie, nei termini e nelle scadenze prospettate.

Il Consiglio di Amministrazione riesamina e concorda le politiche per gestire detti rischi, di seguito descritti.

Rischio di tasso d'interesse

Essendo il ciclo d'affari caratterizzato da una certa stagionalità, il Gruppo mira a gestire le necessità di liquidità per mezzo di linee di affidamento temporanee e finanziamenti a breve termine, prevalentemente a tasso variabile.

Il Gruppo gestisce anche finanziamenti a medio lungo termine con primari istituti di credito, regolati a tasso variabile, con un debito residuo al 31 dicembre 2015 pari ad Euro 53.456 migliaia e scadenze comprese tra il 1° gennaio 2016 ed il 5 febbraio 2026.

Il Gruppo, inoltre, gestisce marginalmente linee di credito a tasso fisso (mutui), per importi non significativi, che si sono originate al momento del conferimento delle reti di distribuzione del gas degli enti locali ora soci di Asco Holding S.p.A.

I finanziamenti a medio - lungo termine sono principalmente rappresentati dal finanziamento erogato nel 2011 da Unicredit S.p.A., con un debito residuo al 31 dicembre 2015 di Euro 14.286 migliaia, oggetto di un'operazione di cartolarizzazione da parte dell'istituto erogante, e dal mutuo erogato nel mese di agosto 2013 dalla Banca Europea per gli Investimenti, con un debito residuo di Euro 38.000 migliaia, entrambi soggetti a *covenants* che risultano rispettati.

Per maggiori dettagli si rinvia al paragrafo n. 17 "Finanziamenti a medio e lungo termine".

Analisi di sensitività al rischio di tasso

La seguente tabella illustra gli impatti sull'utile ante-imposte del Gruppo della possibile variazione dei tassi di interesse in un intervallo ragionevolmente possibile.

	gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre
Posizione Finanziaria Netta 2015	(152.556)	(133.526)	(113.176)	(74.360)	(98.086)	(93.093)	(101.529)	(106.685)	(96.994)	(109.136)	(130.700)	(114.037)
Tasso medio attivo	0,75%	0,85%	0,83%	0,76%	0,05%	0,02%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%
Tasso medio passivo	0,88%	0,87%	0,85%	0,82%	0,85%	0,83%	0,82%	0,80%	0,80%	0,78%	0,72%	0,66%
Tasso medio attivo maggiorato di 200 basis point	2,75%	2,85%	2,83%	2,76%	2,05%	2,02%	2,01%	2,01%	2,01%	2,01%	2,01%	2,01%
Tasso medio passivo maggiorato di 200 basis point	2,88%	2,87%	2,85%	2,82%	2,85%	2,83%	2,82%	2,80%	2,80%	2,78%	2,72%	2,66%
Tasso medio attivo diminuito di 50 basis point	0,25%	0,35%	0,33%	0,26%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Tasso medio passivo diminuito di 50 basis point	0,38%	0,37%	0,35%	0,32%	0,35%	0,33%	0,32%	0,30%	0,30%	0,28%	0,22%	0,16%
PFN ricalcolata con maggiorazione di 200 basis point	(152.815)	(133.730)	(113.369)	(74.482)	(98.253)	(93.246)	(101.701)	(106.866)	(97.153)	(109.321)	(130.915)	(114.231)
PFN ricalcolata con diminuzione di 50 basis point	(152.491)	(133.474)	(113.128)	(74.329)	(98.044)	(93.055)	(101.485)	(106.639)	(96.954)	(109.090)	(130.647)	(113.989)
Effetto sul risultato ante-imposte con maggiorazione di 200 basis points	(259)	(205)	(192)	(122)	(167)	(153)	(172)	(181)	(159)	(185)	(215)	(194)
Effetto sul risultato ante-imposte con riduzione di 50 basis points	65	51	48	31	42	38	43	45	40	46	54	48
												Totale
												2.205

L'analisi di sensitività, ottenuta simulando una variazione sui tassi di interesse applicati alle linee di credito del Gruppo pari a 50 basis points in diminuzione (con il limite minimo di zero basis points), e pari a 200 basis points in aumento, mantenendo costanti tutte le altre variabili, porta a stimare un effetto sul risultato prima delle imposte compreso tra un peggioramento di Euro 2.205 migliaia (2014: Euro 2.299 migliaia) ed un miglioramento di Euro 551 migliaia (2014: Euro 575 migliaia).

Rischio di credito

L'attività operativa mette di fronte il Gruppo ai possibili rischi di credito causati dal mancato rispetto dei vincoli commerciali con le controparti.

Il Gruppo monitora costantemente tale tipologia di rischio attraverso un'adeguata procedura di gestione del credito, agevolata in tal senso anche dalla parcellizzazione di una componente significativa dei crediti verso clienti. La politica è

quella di svalutare integralmente i crediti che presentano un'anzianità superiore all'esercizio (cioè che sono scaduti da oltre un anno) e comunque tutti i crediti in essere nei confronti dei clienti falliti o sottoposti a procedura concorsuale, e applicare invece ai crediti più recenti delle percentuali di svalutazione determinate dall'analisi storica di incassi ed insoluti, verificando la capienza del fondo svalutazione crediti, affinché risulti in grado di coprire integralmente tutti i crediti aventi un ageing superiore ai 12 mesi e buona parte di quelli scaduti tra 6 e 12 mesi.

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità rappresenta l'incapacità del Gruppo di far fronte alle proprie obbligazioni finanziarie, nei termini e nelle scadenze prospettate, con le risorse finanziarie disponibili, a causa dell'impossibilità di reperire nuovi fondi o liquidare attività sul mercato, determinando un impatto sul risultato economico nel caso in cui il Gruppo sia costretto a sostenere costi aggiuntivi per fronteggiare i propri impegni, o una situazione di insolvibilità con conseguente rischio per l'attività aziendale.

Il Gruppo persegue costantemente il mantenimento del massimo equilibrio e flessibilità tra fonti di finanziamento ed impieghi, minimizzando tale rischio. I due principali fattori che influenzano la liquidità del Gruppo sono da una parte le risorse generate o assorbite dalle attività operative o d'investimento, dall'altra le caratteristiche di scadenza e di rinnovo del debito.

Rischio di prezzo delle materie prime

La società è esposta al rischio di oscillazione del costo della materia prima dovuto al disallineamento tra i panieri di indicizzazione delle tariffe di vendita dell'energia e i panieri di indicizzazione del costo di acquisto, che possono essere tra di loro differenti.

Al fine di ridurre l'esposizione al rischio sopra descritto, la società ha sottoscritto contratti di approvvigionamento che prevedono la copertura quasi integrale delle clausole di indicizzazione del costo nel portafoglio di acquisto della materia prima e delle clausole di indicizzazione del prezzo nel portafoglio di vendita.

Il rischio rimane pertanto legato all'eventuale mismatching in termini volumetrici, tra le quantità consumate sottese alle varie formule di indicizzazione e le relative quantità stimate a budget sulla base delle quali è stato strutturato il portafoglio in acquisto.

Policy per la gestione ed il controllo dei rischi

Nel mese di settembre 2015, nell'ambito del progetto finalizzato al controllo ed alla gestione dei rischi impliciti nell'attività, collegato anche con l'avvio dell'attività di approvvigionamento, il Gruppo ha ritenuto opportuno dotarsi delle seguenti policy per la gestione ed il controllo dei rischi aziendali:

- Policy "Gestione e Controllo dei Rischi Energetici",
- Policy "Gestione e Controllo dei Rischi Finanziari",
- Procedura "Adempimenti Regolamento EMIR".

La policy "Gestione e Controllo dei Rischi Energetici" mira al contenimento della volatilità indotta dai rischi energetici sulla marginalità complessiva e alla stabilizzazione dei flussi di cassa, e sono coinvolte le seguenti figure aziendali:

- il Consiglio di Amministrazione, competente rispetto all'attività di indirizzo e governo del rischio,
- il neo-costituito Comitato Rischi Energetici, avente il compito di sovrintendere ed approvare gli esiti dell'attività di monitoraggio e controllo dei rischi energetici, composto dal Direttore Generale, dal Chief Financial Officer, dal Coordinatore SBU Vendita, dal Direttore Supply & Pricing e dal Responsabile

dell'Unità di Controllo Rischi,

- l'Unità di Controllo Rischi, con il compito di svolgere le attività di monitoraggio e controllo dei rischi energetici,
- il Direttore Supply & Pricing della SBU Vendita, responsabile della gestione dei portafogli nel rispetto dei limiti di rischio definiti annualmente dal Consiglio di Amministrazione,
- il Chief Financial Officer, avente il compito di supportare le strutture di business nelle attività di gestione e controllo dei rischi energetici,
- l'Internal Auditing, con attività di monitoraggio volta ad assicurare il rispetto della policy e l'adeguatezza dei sistemi di controllo interno dei rischi energetici.

La policy "Gestione e Controllo dei Rischi Finanziari" mira al mantenimento dell'equilibrio tra fonti di finanziamento ed impieghi, al contenimento del costo del funding e alla stabilizzazione dei flussi finanziari. Le figure aziendali coinvolte sono:

- il Consiglio di Amministrazione, competente rispetto all'attività di indirizzo e governo del rischio,
- il Direttore Generale, con il potere di sovrintendere ed approvare gli esiti dell'attività di gestione e controllo dei rischi finanziari,
- il Chief Financial Officer, responsabile dell'attività di gestione e controllo dei rischi finanziari,
- la Finanza e Tesoreria, competente, sotto la supervisione del Chief Financial Officer, per le attività operative connesse alla gestione e al monitoraggio dei rischi finanziari,
- l'Amministrazione, che supporta il Chief Financial Officer nella definizione del trattamento contabile applicabile alle operazioni di gestione del rischio,
- l'Internal Auditing, che svolge attività di monitoraggio volta ad assicurare il rispetto della policy e valuta e assicura l'adeguatezza dei sistemi di controllo interno dei rischi finanziari.

In accordo con quanto previsto dalle Policy di "Gestione e Controllo dei Rischi Energetici e Finanziari", il Gruppo potrà fare ricorso all'utilizzo di strumenti derivati con finalità di copertura, al fine di ridurre o contenere il rischio in oggetto.

A riguardo è stata approvata la procedura "Adempimenti Regolamento EMIR", che definisce i criteri e le regole con cui il Gruppo Ascopiave risponde agli obblighi imposti dal Regolamento UE n. 648/2012 – *European Market Infrastructure Regulation*, avente ad oggetto le tecniche di attenuazione del rischio collegate con l'utilizzo di strumenti derivati di copertura, richieste per rendere tale operatività il più trasparente possibile al mercato.

I principali soggetti coinvolti nell'adempimento di tali obblighi sono la Funzione Finanza e Tesoreria di Gruppo ed il Direttore Supply & Pricing della SBU Vendita, il primo con riferimento ai derivati su tassi e cambi, il secondo con riferimento ai derivati su commodity, i quali si avvarranno per l'attività di reporting imposta dal Regolamento EMIR dell'ausilio delle controparti bancarie.

Gestione del rischio di prezzo e modalità di rappresentazione contabile

Il Gruppo risulta esposto al rischio di prezzo delle commodity relativamente alla propria operatività nei business del gas e dell'energia elettrica; obiettivo generale delle attività di gestione del rischio è quello di ridurre gli impatti sul Conto Economico aziendale generati dagli acquisti e dalle vendite in portafoglio per effetto della variazione dei prezzi di mercato

L'esposizione al rischio è attualmente definita in termini di gap volumetrico tra le diverse formule di indicizzazione dei contratti in portafoglio e tenendo, pertanto, in considerazione eventuali situazioni di *natural hedging* all'interno del portafoglio; nell'ambito delle attività di *risk management* il Gruppo ricorre all'utilizzo di strumenti finanziari derivati e

nello specifico attraverso la stipula di operazioni di *Swap*, con l'obiettivo di ridurre l'esposizione complessiva del portafoglio, attraverso una riduzione dei gap rilevati tra le diverse formule.

Nello specifico, gli strumenti derivati che possono essere stipulati dal Gruppo sono rappresentati da *Commodity Swap* sul prezzo del gas e/o da *Contract For Difference* sul prezzo dell'energia elettrica (di fatto equiparabili a contratti di *Swap*); entrambe le fattispecie operative prevedono lo scambio periodico di un differenziale tra un prezzo fisso e un prezzo variabile indicizzato ad un determinato benchmark di mercato (quali ad esempio l'indice TTF per il gas e il PUN per l'energia elettrica).

L'obiettivo di tali strumenti è quindi quello di 'fissare' il costo di acquisto o il ricavo di vendita (rendendolo conseguente immune al variare dei prezzi di mercato) relativo a volumi di gas o di energia elettrica negoziati e/o attesi a prezzo variabile.

Dal punto di vista contabile, l'operatività di copertura del Gruppo è rappresentata in conformità alle disposizioni del Principio Contabile Internazionale IAS 39 "*Financial Instruments: recognition and measurement*" e nello specifico alla disciplina prevista per il trattamento contabile di copertura (*hedge accounting*).

Di seguito sono sintetizzate le principali caratteristiche del modello di *hedge accounting* applicato dal Gruppo:

- le relazioni di copertura designate in *hedge accounting* sono classificate come *cash flow hedge* di futuri acquisti e/o vendite di gas e/o energia elettrica a prezzo variabile;
- le tipologie di strumenti di copertura utilizzati dal Gruppo (i.e. *Commodity Swap* e *Contract For Difference*) rientrano nella definizione di derivato fornita da IAS 39 e, in quanto tali, presentano i requisiti per essere designati come *hedging instruments*;
- i sottostanti oggetti di copertura sono rappresentati da flussi di cassa attesi in acquisto e/o in vendita e conseguentemente, in qualità di *forecast transaction*, sono qualificabili come *hedged items*;
- la data di designazione delle singole relazioni di copertura (cd. *inception*) coincide con la data di stipula dei derivati negoziati; allo stato attuale non è pertanto prevista la possibilità di procedere con designazioni in date successive alla stipula degli strumenti di copertura;
- ciascuna relazione di copertura designata in *hedge accounting* è oggetto di formalizzazione attraverso la predisposizione di una specifica *Hedging Relationship Documentation* (HRD);
- ciascuna relazione di copertura è sottoposta a specifici test di efficacia finalizzati a dimostrare l'applicabilità del trattamento in *hedge accounting*, secondo quanto disposto da IAS 39;
- l'efficacia delle relazioni di copertura è oggetto di verifica periodica prospetticamente alla data di *inception*, retrospettivamente e prospetticamente ad ogni data di reporting contabile (i.e. trimestralmente) ed, infine, retrospettivamente alla data di scadenza o di eventuale discontinuazione della relazione. Ad ogni data di reporting contabile è determinata la porzione efficace della relazione di copertura da rilevare in una specifica riserva di Patrimonio Netto, pari alla minore in valore assoluto tra la variazione cumulata di *fair value* dell'*hedging instrument* e la variazione cumulata di *fair value* dell'*hedged item*. L'eventuale porzione di inefficacia della relazione di copertura è determinata per differenza rispetto al *fair value* del derivato da rilevare patrimonialmente tra le attività o passività finanziarie ed è imputata in Conto Economico.

L'efficacia delle relazioni di copertura è misurata attraverso il c.d. "*Dollar Offset Method*", ossia attraverso il confronto tra le variazioni di valore del derivato di copertura stipulato (*hedging instrument*) e di un derivato ipotetico (*Hypothetical Swap* - HPS) con caratteristiche tali da registrare le medesime variazioni di *fair value* che si registrerebbero in relazione alle transazioni sottostanti al variare dei prezzi di mercato. Nello specifico, il derivato ipotetico utilizzato ai fini delle relazioni di copertura in oggetto è rappresentato da un *Commodity Swap*, stipulato alla

data di designazione della relazione di copertura, che prevede l'incasso di un prezzo fisso a condizioni di mercato (cd. *Par Price*) e il pagamento di un prezzo variabile calcolato secondo la medesima formula di indicizzazione utilizzata per il calcolo del costo di acquisto degli approvvigionamenti sottostanti.

Con riferimento a ciascuna relazione di copertura, il valore del *Par Price* è stato calcolato autonomamente sulla base delle condizioni di mercato in essere alle rispettive date di designazione (*inception*) e delle condizioni contrattuali delle transazioni sottostanti. Tuttavia, nei casi in cui la formula di prezzo dell'*hedging instrument* coincide con quella della transazione sottostante, qualora la differenza tra il *Par Price* calcolato e il prezzo fisso del *Commodity Swap* stipulato sia ragionevolmente imputabile a variazioni intraday delle condizioni di mercato e/o a maggiorazioni effettuate dalle controparti a titolo di *fees*, il prezzo fisso contrattuale è assunto come *Par Price* ai fini della determinazione dell'*Hypothetical Swap* sottostante.

La verifica dell'efficacia prospettica è stata effettuata attraverso una simulazione alla data di effettuazione del test di uno *shift* (+/- 10%) parallelo dei prezzi del mercato del gas naturale (i.e. quotazioni TTF) e confronto tra la variazione di *fair value* del derivato di copertura e quella dell'*Hypothetical Swap* determinate dall'oscillazione simulata rispetto ai valori di mercato correnti. La copertura è ritenuta prospetticamente efficace se il rapporto in valore assoluto tra le due variazioni calcolate rientra all'interno del range 80-125%.

Retrospectivamente, una relazione di copertura è ritenuta efficace attraverso una misurazione della variazione di *fair value* del derivato di copertura e quella dell'*Hypothetical Swap* determinate dalle oscillazioni dei prezzi del mercato del gas naturale (i.e. curva del TTF) rispetto alla data di designazione della relazione di copertura (Test Cumulato). La copertura è ritenuta retrospectivamente efficace se il rapporto in valore assoluto tra le due variazioni calcolate rientra all'interno del range 80-125%.

Si rileva che alla data del 31 dicembre 2015 per entrambi gli strumenti derivati in essere, il cui mark to market ammonta complessivamente ad Euro -252 migliaia, i test di efficacia prospettica e retrospectiva hanno fornito un risultato pari al 100%, testimoniando una perfetta correlazione tra il *fair value* dell'*hedging instrument* e dell'*Hypothetical Swap*.

Rischi specifici dei settori di attività in cui opera il Gruppo

Regolamentazione

Il Gruppo Ascopiave svolge attività nel settore del gas soggette a regolamentazione. Le direttive e i provvedimenti normativi emanati in materia dall'Unione Europea e dal Governo italiano e le decisioni dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico possono avere un impatto rilevante sull'operatività, i risultati economici e l'equilibrio finanziario. Futuri cambiamenti nelle politiche normative adottate dall'Unione Europea o a livello nazionale potrebbero avere ripercussioni non previste sul quadro normativo di riferimento e, di conseguenza, sull'attività e sui risultati del Gruppo.

Stagionalità dell'attività

Il consumo di gas varia in modo considerevole su base stagionale, con una maggiore richiesta nel periodo invernale in relazione ai maggiori consumi per uso riscaldamento. La stagionalità influenza l'andamento dei ricavi di vendita di gas e i costi di approvvigionamento, mentre gli altri costi di gestione sono fissi e sostenuti dal Gruppo in modo omogeneo nel corso dell'anno. La stagionalità dell'attività svolta influenza anche l'andamento della posizione finanziaria netta del Gruppo, in quanto i cicli di fatturazione attiva e passiva non sono tra loro allineati e dipendono anch'essi

dall'andamento dei volumi di gas venduti e acquistati in corso d'anno. Pertanto, i dati e le informazioni contenute nei prospetti contabili intermedi non consentono di trarre immediatamente indicazioni rappresentative dell'andamento complessivo dell'anno.

Gestione del Capitale

L'obiettivo primario della gestione del capitale del Gruppo è garantire che sia mantenuto un solido rating creditizio e adeguati livelli dell'indicatore di capitale. Il Gruppo può adeguare i dividendi pagati agli azionisti, rimborsare il capitale o emettere nuove azioni.

Il Gruppo verifica il proprio capitale rapportando la posizione finanziaria netta totale al Patrimonio netto.

Il Gruppo include nel debito netto finanziamenti onerosi, ed altri debiti finanziari, al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti.

<u>(migliaia di Euro)</u>	31.12.2015	31.12.2014
Posizione finanziaria netta a breve	(69.786)	(76.015)
Posizione finanziaria netta a medio-lungo	(44.250)	(53.659)
<i>Posizione finanziaria netta</i>	<i>114.037</i>	<i>129.673</i>
Capitale sociale	234.412	234.412
Azioni proprie	(17.521)	(17.660)
Riserve	160.233	157.331
Utile netto non distribuito	43.014	35.583
<i>Patrimonio netto Totale</i>	<i>420.137</i>	<i>409.666</i>
<i>Totale fonti di finanziamento</i>	<i>534.173</i>	<i>539.340</i>
<i>Rapporto posizione finanziaria netta/Patrimonio netto</i>	<i>0,27</i>	<i>0,32</i>

Il rapporto PFN/patrimonio netto rilevato al 31 dicembre 2015 risulta pari a 0,27, evidenziando un decremento rispetto a quanto rilevato al 31 dicembre 2014, quando era risultato pari a 0,32.

L'andamento di tale indicatore è collegato all'effetto combinato della variazione della Posizione Finanziaria Netta, migliorata di Euro 15.636 migliaia nel corso dell'esercizio 2015, e del Patrimonio Netto, che ha subito un incremento di Euro 10.471 migliaia.

Rappresentazione delle attività e passività finanziarie per categorie

Il dettaglio delle attività e passività finanziarie per categorie e il relativo *fair value* (IFRS 13) alla data di riferimento del 31 dicembre 2015 e del 31 dicembre 2014 risultano essere le seguenti:

31.12.2015								
(migliaia di Euro)	A	B	C	D	E	F	Totale	Fair value
Altre attività non correnti				15.366			15.366	15.366
Attività finanziarie non correnti							0	0
Crediti commerciali e altre attività correnti				210.217			210.217	210.217
Attività finanziarie correnti				3.487			3.487	3.487
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti				28.301			28.301	28.301
Finanziamenti a medio e lungo termine						43.829	43.829	43.829
Altre passività non correnti						12.054	12.054	12.054
Passività finanziarie non correnti						422	422	422
Debiti verso banche e finanziamenti						97.866	97.866	97.866
Debiti commerciali e altre passività correnti						163.224	163.224	163.224
Passività finanziarie correnti						3.708	3.708	3.708
Passività correnti su strumenti finanziari derivati		252					252	252

31.12.2014								
(migliaia di Euro)	A	B	C	D	E	F	Totale	Fair value
Altre attività non correnti				16.741			16.741	16.741
Attività finanziarie non correnti				3.124			3.124	3.124
Crediti commerciali e altre attività correnti				215.077			215.077	215.077
Attività finanziarie correnti				8.234			8.234	8.234
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti				100.882			100.882	100.882
Finanziamenti a medio e lungo termine						53.456	53.456	53.456
Altre passività non correnti						12.351	12.351	12.351
Passività finanziarie non correnti						3.327	3.327	3.327
Debiti verso banche e finanziamenti						184.851	184.851	184.851
Debiti commerciali e altre passività correnti						160.470	160.470	161.622
Passività finanziarie correnti						280	280	280
Passività correnti su strumenti finanziari derivati							0	0

Legenda

- A - Attività e passività al *fair value* rilevato direttamente a conto economico
 B - Attività e passività al *fair value* rilevato direttamente a Patrimonio netto (inclusi derivati di copertura)
 C - Investimenti posseduti fino a scadenza
 D - Attività per finanziamenti concessi e crediti (incluse disponibilità liquide)
 E - Attività disponibili per la vendita
 F - Passività finanziarie rilevate al costo ammortizzato

Compensi alla Società di revisione

Ai sensi dell'art. 149-duodecies del Regolamento Emittenti Consob, evidenziamo i corrispettivi di competenza dell'esercizio 2015 per i servizi di revisione e per quelli diversi dalla revisione resi alla stessa società di revisione.

Tipologia di servizi	Soggetto che ha erogato il servizio	Destinatario	Compensi (migliaia di Euro)
Revisione contabile	PricewaterhouseCoopers S.p.A.	Ascopiave S.p.A.	109
	PricewaterhouseCoopers S.p.A.	società controllate	161
Revisione legale conti annuali separati	PricewaterhouseCoopers S.p.A.	Ascopiave S.p.A.	
	PricewaterhouseCoopers S.p.A.	società controllate	
Servizi di attestazione	PricewaterhouseCoopers S.p.A.	Ascopiave S.p.A.	
	PricewaterhouseCoopers S.p.A.	società controllate	
Altri Servizi	PricewaterhouseCoopers S.p.A.	Ascopiave S.p.A.	
	PricewaterhouseCoopers S.p.A.	società controllate	
Totale			270

Tipologia di servizi	Soggetto che ha erogato il servizio	Destinatario	Compensi (migliaia di Euro)
Revisione contabile	Reconta Ernst & Young S.p.A.	Ascopiave S.p.A.	-
	Reconta Ernst & Young S.p.A.	società controllate	-
Revisione legale conti annuali separati	Reconta Ernst & Young S.p.A.	Ascopiave S.p.A.	-
	Reconta Ernst & Young S.p.A.	società controllate	-
Servizi di attestazione	Reconta Ernst & Young S.p.A.	Ascopiave S.p.A.	6
	Reconta Ernst & Young S.p.A.	società controllate	21
Altri Servizi	Reconta Ernst & Young S.p.A.	Ascopiave S.p.A.	13
	Reconta Ernst & Young S.p.A.	società controllate	43
Totale			82

Informativa di settore

L'informativa di settore è fornita con riferimento ai settori di attività in cui il Gruppo opera. I settori di attività sono stati identificati quali segmenti primari di attività. I criteri applicati per l'identificazione dei segmenti primari di attività sono stati ispirati dalle modalità attraverso le quali il management gestisce il Gruppo ed attribuisce le responsabilità gestionali.

Ai fini delle informazioni richieste dallo IFRS 8 "Informativa di settore Segmenti operativi" la società ha individuato nei segmenti di distribuzione e vendita di gas ed energia elettrica i settori di attività oggetto di informativa.

L'informativa per settori geografici non viene fornita in quanto il Gruppo non gestisce alcuna attività al di fuori del territorio nazionale.

Le tabelle seguenti presentano le informazioni sui ricavi riguardanti i segmenti di business del Gruppo dell'esercizio 2015 e dell'esercizio 2014.

Esercizio 2015 (Migliaia di Euro)	Distribuzione gas	Vendita gas	Vendita energia elettrica	Altro	31.12.2015 valori da nuove acquisizioni	Elisioni	Totale
Ricavi netti a clienti terzi	46.861	472.974	61.188	632	0		581.655
Ricavi intragruppo tra segmenti	60.905	1.954	31.267	0	0	(94.126)	0
Ricavi del segmento	107.765	474.928	92.455	632	0	(94.126)	581.655
Risultato operativo prima degli ammortamenti	36.207	37.962	3.167	(356)	0		76.980
Ammortamenti	17.031	2.414	156	428	0		20.029
Risultato operativo	19.175	35.547	3.011	(783)	0		56.950
Risultato ante imposte	20.153	41.062	3.449	(783)	0		63.881
Attività	570.783	257.414	9.781	0	0	(55.524)	782.454
Passività	(283.243)	(130.864)	(3.735)	0	0	55.524	(362.317)

Esercizio 2014 (Migliaia di Euro)	Distribuzione gas	Vendita gas	Vendita energia elettrica	Altro	31.12.2014 valori da nuove acquisizioni	Elisioni	Totale
Ricavi netti a clienti terzi	42.766	444.684	34.261	364	63.223		585.300
Ricavi intragruppo tra segmenti	52.590	1.496	455	388	29.202	(84.130)	0
Ricavi del segmento	95.356	446.180	34.717	752	92.425	(84.130)	585.300
Risultato operativo prima degli ammortamenti	34.392	31.453	(284)	132	7.072		72.766
Ammortamenti	16.943	2.355	178	251	373		20.099
Risultato operativo	17.450	29.098	(462)	(119)	6.700		52.667
Risultato ante imposte	17.807	33.601	(102)	(119)	4.340		55.527
Attività	637.654	236.337	8.143	0	43.799	(58.446)	867.488
Passività	(375.467)	(95.158)	(6.056)	0	(39.587)	58.446	(457.821)

Si segnala che i dati riportati in tabella sono stati riesposti a seguito dell'applicazione di una diversa metodologia di attribuzione dei risultati (operativi e ante imposte) alle SBU.

Utile per azione

Come richiesto dal principio contabile IAS 33, si forniscono le informazioni sui dati utilizzati per il calcolo dell'utile per azione e diluito.

L'utile per azione è calcolato dividendo l'utile netto del periodo attribuibile agli azionisti della Società per il numero delle azioni, al netto delle azioni proprie.

Ai fini del calcolo dell'utile base per azione si precisa che al numeratore è stato utilizzato il risultato economico dell'esercizio dedotto della quota attribuibile a terzi.

Si segnala che non esistono dividendi privilegiati, conversione di azioni privilegiate e altri effetti simili che debbano rettificare il risultato economico attribuibile ai possessori di strumenti ordinari di capitale.

L'utile diluito per azione risulta pari a quello per azione in quanto non esistono azioni ordinarie che potrebbero avere effetto diluitivo e non esistono azioni o warrant che potrebbero avere il medesimo effetto.

Di seguito sono esposti il risultato ed il numero delle azioni ordinarie utilizzati ai fini del calcolo dell'utile per azione base, determinati secondo la metodologia prevista dal principio contabile IAS 33:

(migliaia di Euro)	Valore al 31 dicembre 2015	Valore al 31 dicembre 2014
Utile netto attribuibile agli azionisti della Capogruppo	43.014	35.583
Numero medio ponderato delle azioni ordinarie comprensivo delle azioni proprie, ai fini dell'utile per azione	234.411.575	234.411.575
Numero medio ponderato di azioni proprie	12.148.044	12.195.214
Numero medio ponderato delle azioni ordinarie escluso le azioni proprie, ai fini dell'utile netto per azione	222.263.532	222.216.361
Utile netto per azione (in Euro)	0,194	0,160

Rapporti con parti correlate

Il dettaglio dei rapporti con parti correlate nel periodo considerato è riepilogato nella seguente tabella:

(migliaia di Euro)	Crediti commerciali	Altri crediti	Debiti commerciali	Altri debiti	Costi			Ricavi		
					Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro
<i>Società controllanti</i>										
ASCO HOLDING S.P.A.	65	0	0	0	0	0	17.102	0	68	0
Totale controllanti	65	0	0	0	0	0	17.102	0	68	0
<i>Società consociate</i>										
ASCO TLC S.P.A.	130	52	0	0	0	522	12	0	127	323
SEVEN CENTER S.R.L.	54	0	131	0	8	319	11	0	47	0
Totale consociate	184	52	131	0	8	841	23	0	174	323
<i>Società collegate e a controllo congiunto</i>										
Estenergy S.p.A.	36	0	349	0	0	0	0	0	0	0
ASM SET S.R.L.	1.725	0	7	249	0	36	67	6.330	447	60
Unigas Distribuzione S.r.l.	61	0	2.669	0	0	9.244	0	123	45	0
SINERGIE ITALIANE S.R.L.	49	9.900	0	0	79.417	0	0	0	71	0
Totale collegate/controllo congiunto	1.871	9.900	3.025	249	79.417	9.280	67	6.453	563	60
Totale	2.120	9.951	3.156	249	79.425	10.121	17.193	6.453	805	383

Nei primi nove mesi dell'esercizio 2015, inoltre, Ascopiave S.p.A., Ascotrade S.p.A., Asm DG S.r.l., Edigas Distribuzione S.r.l., Pasubio Servizi S.r.l., Blue Meta S.p.A. e Veritas Energia S.p.A. hanno aderito al consolidamento dei rapporti tributari in capo alla controllante Asco Holding S.p.A., evidenziati tra le altre attività e passività correnti.

Relativamente alle società a controllo congiunto:

- Estenergy S.p.A. :
 - o I costi per beni sono relativi all'acquisto di energia elettrica da parte di Etra Energia S.r.l. e Ascotrade S.p.A.;
 - o I ricavi per servizi sono relativi a servizi di vettoriamento del gas da Ascopiave S.p.A.;
 - o Gli altri ricavi sono relativi a interessi sul conto corrente infragruppo.
- ASM Set S.r.l. :
 - o Gli altri crediti sono relativi ai contratti di conto corrente infragruppo con Ascopiave S.p.A.;
 - o I costi per beni sono relativi all'acquisto di Gas con Asm Dg S.r.l.;
 - o I costi per beni sono relativi all'acquisto di Energia Elettrica con Veritas Energia S.p.A.;
 - o I costi per servizi sono relativi a servizi amministrativi forniti ad Ascopiave S.p.A.;
 - o Gli altri costi sono relativi ad interessi passivi sul conto corrente di corrispondenza con Ascopiave S.p.A.;
 - o I ricavi per servizi sono relativi a ricavi di trasporto del gas e servizi di distribuzione con Asm DG S.r.l.;
 - o Gli altri ricavi sono relativi a interessi maturati sul conto corrente di corrispondenza con Ascopiave S.p.A..
- Unigas Distribuzione S.r.l.;
 - o I costi per servizi sono relativi a costi di trasporto del gas e servizi di distribuzione con Blue Meta S.p.A.;
 - o I ricavi per beni sono relativi a vendita di gas con Blue Meta S.p.A..

I costi per servizi verso la consociata Asco TLC S.p.A. si riferiscono al canone di noleggio dei server. I ricavi verso la

stessa consociata derivano dal contratto di fornitura gas ed energia elettrica e dai contratti di servizio stipulati tra le parti.

I costi per beni verso Sinergie Italiane S.r.l. in liquidazione sono relativi all'acquisto di gas naturale per dell'esercizio 2015 effettuati da Ascotrade S.p.A. mentre i costi ed i ricavi per servizi sono relativi a prestazioni per contratti di servizio stipulati tra le parti e a rifatturazione di consulenza.

Si segnala inoltre che i patronage su linee di credito e su contratti di acquisto del gas rilasciate a favore della collegata Sinergie Italiane S.r.l. in liquidazione ammontano al 31 dicembre 2015 ad Euro 34.400 migliaia (dato invariato rispetto al 31 dicembre 2014).

I costi per servizi verso la consociata Seven Center S.r.l si riferiscono principalmente a servizi di manutenzione della rete di distribuzione del gas naturale.

Si precisa che:

- i rapporti economici intercorsi tra le società del Gruppo e le società controllate e consociate avvengono a prezzi di mercato e sono eliminate nel processo di consolidamento;
- le operazioni poste in essere dalle società del Gruppo con parti correlate rientrano nella normale attività di gestione e sono regolate a prezzi di mercato;
- con riferimento a quanto previsto dall'art.150, 1° comma del D.Lgs. n.58 del 24 febbraio 1998, non sono state effettuate operazioni in potenziale conflitto di interesse con società del Gruppo, da parte dei membri del consiglio di amministrazione.

Schemi di bilancio esposti in base alla delibera Consob 15519/2006

Di seguito gli schemi di bilancio con evidenza degli effetti dei rapporti con le parti correlate esposti in base alla delibera Consob n.15519 del 27 luglio 2006.

Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata

(migliaia di Euro)	Esercizio							Esercizio						
	2015	A	B	C	D	Totale	%	2014	A	B	C	D	Totale	%
ATTIVITA'														
Attività non correnti														
Avviamento (1)	80.758							80.758						
Altre immobilizzazioni immateriali (2)	316.659							313.772						
Immobilizzazioni materiali (3)	34.987							36.614						
Partecipazioni (4)	68.078			68.078		68.078	100,0%	65.453			65.453		65.453	100,0%
Altre attività non correnti (5)	15.366							16.741			24.030		24.030	143,5%
Attività finanziarie non correnti (6)	0							3.124						
Crediti per imposte anticipate (7)	11.333							12.814						
Attività non correnti	527.182			82.276		82.276	15,6%	529.276			88.048		88.048	16,6%
Attività correnti														
Rimanenze (8)	3.577							2.482						
Crediti commerciali (9)	172.022	65	184	1.871		2.120	1,2%	147.804	10	94	1.821		1.924	1,3%
Altre attività correnti (10)	46.518		52	9.900		9.952	21,4%	73.973	3.717				3.717	5,0%
Attività finanziarie correnti (11)	3.487							8.234			7.281		7.281	88,4%
Crediti tributari (12)	1.368							4.837						
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti (13)	28.301							100.882						
Attività correnti	255.272	65	184	1.871		2.120	0,8%	338.212	3.727	94	9.102		12.923	3,8%
Attività	782.454	65	184	84.147		84.396	10,8%	867.488	3.727	94	97.150		100.971	11,6%
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO														
Patrimonio netto Totale														
Capitale sociale	234.412							234.412						
Azioni proprie	(17.521)							(17.660)						
Riserve	198.374							188.605						
Patrimonio netto di Gruppo	415.264							405.357						
Patrimonio Netto di Terzi	4.873							4.310						
Patrimonio netto Totale (14)	420.137							409.666						
Passività non correnti														
Fondi rischi ed oneri (15)	7.360							8.496						
Trattamento di fine rapporto (16)	3.864							3.968						
Finanziamenti a medio e lungo termine (17)	43.829							53.456						
Altre passività non correnti (18)	18.903							17.221						
Passività finanziarie non correnti (19)	422							3.327						
Debiti per imposte differite (20)	19.571							23.675						
Passività non correnti	93.948							110.142						
Passività correnti														
Debiti verso banche e finanziamenti (21)	97.866							184.851						
Debiti commerciali (22)	122.823		131	3.025		3.156	2,6%	136.179		643	4.915		5.558	4,1%
Debiti tributari (23)	397							205						
Altre passività correnti (24)	43.324							26.164	1.028				1.028	3,9%
Passività finanziarie correnti (25)	3.708			249		249	6,7%	280						
Passività correnti su strumenti finanziari derivati (26)	252													
Passività correnti	268.370		79	6.626		6.547	-2,4%	347.679	1.028	643	4.915		6.586	1,9%
Passività	362.317		79	6.626		6.547	-1,8%	457.821	1.028	643	4.915		6.586	1,4%
Passività e patrimonio netto	782.454		79	6.626		6.547	-0,8%	867.488	1.028	643	4.915		6.586	0,8%

Legenda intestazione colonne parti correlate:

A Società controllanti

B Società consociate

C Società collegate e a controllo congiunto

D altre parti correlate

Conto economico complessivo consolidato

(migliaia di Euro)	Note	Esercizio 2015							Esercizio 2014						
		A	B	di cui correlate			%	A	B	di cui correlate			%		
				C	D	Totale				C	D	Totale			
Ricavi	(26)	581.655	68	498	7.066	7.632	1,3%	585.300	26	477	6.770	7.274	1,2%		
Totale costi operativi		504.675		872	88.760	1.426	91.058	18,0%	512.533		560	86.544	1.599	88.703	17,3%
Costi acquisto materia prima gas	(27)	325.936			79.417		79.417	24,4%	333.335			73.996		73.996	22,2%
Costi acquisto altre materie prime	(28)	20.495		8			8	0,0%	26.032			2.940		2.940	11,3%
Costi per servizi	(29)	119.151		841	9.280	563	10.685	9,0%	107.740		545	9.611	566	10.722	10,0%
Costi del personale	(30)	21.573				863	863	4,0%	22.726			1.033		1.033	4,5%
Altri costi di gestione	(31)	18.110		23	62		85	0,5%	22.733		15	3		12	0,1%
Altri proventi	(32)	591							32						
Ammortamenti e svalutazioni	(33)	20.029							20.099						
Risultato operativo		56.950	68	(374)	(81.694)	(1.426)	(83.426)	-146,5%	52.667	26	82	79.774	1.599	81.429	-154,6%
Proventi finanziari	(34)	803		0	10		10	1,2%	1.364		0	188		188	13,7%
Oneri finanziari	(34)	1.321		0	5		5	0,4%	2.957			114		114	-3,9%
Quota utile/(perdita) società contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	(34)	7.449		(10)			(10)	-0,1%	4.453			(1)		(1)	0,0%
Utile ante imposte		63.881	68	(383)	(81.689)	(1.426)	(83.431)	-130,6%	55.527	26	82	79.473	1.599	81.128	-146,1%
Imposte del periodo	(35)	18.519	17.102			17.102	17.102	92,4%	18.194	12.281				12.281	67,5%
Risultato dell'esercizio		45.362	(17.034)	(383)	(81.689)	(1.426)	(100.533)	-221,6%	37.333	12.255	82	79.473	1.599	93.409	-250,2%
Risultato netto dell'esercizio		45.362	(17.034)	(383)	(81.689)	(1.426)	(100.533)	-221,6%	37.333	12.255	82	79.473	1.599	93.409	-250,2%
Risultato dell'esercizio di Gruppo		43.014							35.583						
Risultato dell'esercizio di Terzi		2.349							1.750						
Altre componenti del Conto Economico Complessivo															
1. componenti che saranno in futuro riclassificate nel conto economico Fair value derivati, variazione del periodo al netto dell'effetto fiscale		(194)													
2. componenti che non saranno riclassificate nel conto economico (Perdita)/Utile attuariale su piani a benefici definiti		190	(14)				(14)	-7,1%	(253)						
Risultato del conto economico complessivo		45.358	(17.048)	(383)	(81.689)	(1.426)	(100.547)	-221,7%	37.080	12.255	82	79.473	1.599	93.409	-251,9%
Risultato netto complessivo del gruppo		43.027	(17.030)	(366)	(81.672)	(1.408)	(100.529)	-233,6%	35.333	(12.237)	(65)	(79.455)	(1.581)	(93.391)	-264,3%
Risultato netto complessivo di terzi		2.331	(18)	(18)	(18)	(18)	(18)	-0,8%	1.747	(18)	(18)	(18)	(18)	(18)	-1,0%
Utile base per azione		0,194							0,160						
Utile netto diluito per azione		0,194							0,160						

Legenda intestazione colonne parti correlate:

A Società controllanti

B Società consociate

C Società collegate e a controllo congiunto

D altri parti correlate

Indebitamento finanziario netto consolidato

(migliaia di Euro)	31.12.2015							31.12.2014						
	A	B	di cui correlate			%	A	B	di cui correlate			%		
			C	D	Totale			C	D	Totale				
Cassa		15					16							
Altre disponibilità liquide		28.286					100.867							
Titoli detenuti per la negoziazione														
Liquidità (A) + (B) + (C)		28.301					100.882							
Crediti finanziari correnti		3.487					8.234	7.281		7.281	88,4%			
Debiti bancari correnti		(88.238)					(175.106)							
Parte corrente dell'indebitamento non corrente		(9.628)					(9.745)							
Altri debiti finanziari correnti		(3.708)		(249)	(249)	6,7%	(280)							
Indebitamento finanziario corrente (F) + (G) + (H)		(101.574)		(249)	(249)	0,2%	(185.131)							
Indebitamento finanziario corrente netto (I) - (E) - (D)		(69.786)		(249)	(249)	0,4%	(76.015)	7.281		7.281	-9,6%			
Debiti bancari non correnti		(43.829)					(53.456)							
Obbligazioni emesse/Crediti finanziari non correnti		0					3.124							
Altri debiti non correnti		(422)					(3.327)							
Indebitamento finanziario non corrente (K) + (L) + (M)		(44.250)					(53.659)							
Indebitamento finanziario netto (J) + (N)		(114.037)		(249)	(249)	0,2%	(129.673)	7.281		7.281	-5,6%			

Legenda intestazione colonne parti correlate:

A Società controllanti

B Società consociate

C Società collegate e a controllo congiunto

D altri parti correlate

Rendiconto Finanziario consolidato

(migliaia di Euro)	Esercizio 2015						Esercizio 2014							
	A	B	C	D	Totale	%	A	B	C	D	Totale	%		
Utile netto del periodo di gruppo	43.014						35.583							
Flussi cassa generati/(utilizzati) dall'attività operativa														
Rettif.per raccordare l'utile netto alle disponibilità liquide														
Risultato di pertinenza di terzi	2.349				0	0%	1.750				0	0%		
Ammortamenti	20.029				0	0%	20.099				0	0%		
Svalutazione dei crediti	4.004				0	0%	6.819				0	0%		
Variazione del trattamento di fine rapporto	(104)				0	0%	547				0	0%		
Attività/passività correnti su strumenti finanziari	252				0	0%	0				0	0%		
Variazione netta altri fondi	123				0	0%	205				0	0%		
Valutaz.impr.collegate e a controllo congiunto con il metodo patr.netto	(7.449)	(5.994)			(5.994)	80%	(4.453)	0	(6.519)	5.515	0	(1.004)	23%	
Accantonamento fondo rischi	232				0	0%	0				0	0%		
Minusvalenze/(Plusvalenze) su cessione immobilizzazioni	454				0	0%	666				0	0%		
Interessi passivi pagati	(1.240)				0	0%	(2.273)				0	0%		
Imposte pagate	(13.535)				0	0%	(25.273)				0	0%		
Interessi passivi di competenza	1.211				0	0%	2.560				0	0%		
Imposte di competenza	18.519				0	0%	18.194				0	0%		
Variazioni nelle attività e passività:														
Rimanenze di magazzino	(1.095)				0	0%	(435)				0	0%		
Crediti commerciali	(28.221)	(55)	(91)	(50)	0	(196)	1%	45.125	5	62	(105)	0	(38)	0%
Altre attività correnti	27.454	3.717	(52)	(9.900)	0	(6.234)	-23%	(33.844)	(568)	0	0	0	(568)	2%
Debiti commerciali	(13.356)				0	0%	(20.454)	(2)	513	3.687	0	4.198	-21%	
Altre passività correnti	13.019	(1.028)	0	0	0	(1.028)	-8%	(1.760)	573	0	0	573	-33%	
Altre attività non correnti	1.730	0	0	24.030	0	24.030	1389%	11.376				0	0%	
Altre passività non correnti	1.830	0	0	0	0	0	0%	1.731				0	0%	
Totale rettifiche e variazioni	26.207	2.635	(6.137)	14.080	0	10.579	40%	20.580	8	(5.944)	9.097	0	3.161	15%
Flussi cassa generati/(utilizzati) dall'attività operativa	69.221	2.635	(6.137)	14.080	0	10.579	15%	56.164	8	(5.944)	9.097	0	3.161	6%
Flussi di cassa generati/(utilizzati) dall'attività di investimento														
Investimenti in immobilizzazioni immateriali	(21.112)				0	0%	(19.750)				0	0%		
Realizzo di immobilizzazioni immateriali	114				0	0%	3				0	0%		
Investimenti in immobilizzazioni materiali	(901)				0	0%	(1.315)				0	0%		
Realizzo di immobilizzazioni materiali	6				0	0%	160				0	0%		
Cessioni/(Acquisizioni) di partecipazioni e acconti	(0)				0	0%	(951)				0	0%		
Altri movimenti di patrimonio netto	365				0	0%	(253)				0	0%		
Flussi di cassa generati/(utilizzati) dall'attività di investimento	(21.527)	0	0	0	0	0%	(22.106)	0	0	0	0	0%		
Flussi di cassa generati/(utilizzati) dall'attività finanziaria														
Variazione passività finanziarie non correnti	(67)	0	0	0	0	0%	2.774				0	0%		
Variaz.netta debiti verso banche e finanziamenti a breve	(155.112)				0	0%	(11.278)				0	0%		
Variazione netta attività, passività finanziarie correnti	8.106	0	0	7.530	0	7.530	93%	(2.583)	0	0	4.045	0	4.045	-157%
Interessi passivi	28				0	0%	(287)				0	0%		
Accensioni finanziamenti e mutui	146.500				0	0%	258.000				0	0%		
Rimborsi finanziamenti e mutui	(88.000)				0	0%	(169.000)				0	0%		
Dividendi distribuiti a azionisti Ascopiave S.p.A.	(33.332)				0	0%	(26.666)				0	0%		
Dividendi distribuiti ad azionisti terzi	(1.768)				0	0%	(2.427)				0	0%		
Dividendi società a controllo congiunto	3.369		3.369		3.369	100%	6.519		6.519		6.519	100%		
Flussi di cassa generati/(utilizzati) dall'attività finanziaria	(120.276)	0	3.369	7.530	0	10.899	-9%	55.052	0	6.519	4.045	0	10.564	19%
Variazione delle disponibilità liquide	(72.582)						89.110							
Disponibilità correnti periodo precedente	100.882						0							
Disponibilità correnti periodo corrente	28.301						(0)							

Legenda intestazione colonne parti correlate:

A Società controllanti

B Società consociate

C Società collegate e a controllo congiunto

D altri parti correlate

I valori riportati nelle tabelle precedenti sono relativi alle parti correlate di seguito elencate:

Gruppo A - Società controllanti:

- Asco Holding S.p.A.

Gruppo B - Società consociate:

- Asco TLC S.p.A.
- Seven Center S.r.l.

Gruppo C – Società collegate e a controllo congiunto:

- Società a controllo congiunto:
 - o Estenergy S.p.A.
 - o ASM Set S.r.l.
 - o Unigas Distribuzione S.r.l.

- Società collegate
 - o Sinergie Italiane S.r.l. in liquidazione

Gruppo D - altri parti correlate:

- Consiglio di Amministrazione
- Sindaci
- Dirigenti strategici

Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio 2015

In data 18 gennaio 2016 Ascopiave, insieme con altri operatori, ha presentato ricorso al Consiglio di Stato contro la Sentenza del T.A.R. della Lombardia n. 2221/2015.

Nel mese di febbraio 2016 è stata approvata la Legge n. 21/2016, contenente alcune disposizioni riguardanti la distribuzione del gas.

In particolare, l'articolo 3 differisce le scadenze di pubblicazione dei bandi previste dalla precedentemente normativa da un massimo di 14 mesi ad un minimo di 5 mesi, a seconda del raggruppamento di cui fa parte l'Ambito Territoriale Minimo.

Scaduti i termini per la pubblicazione dei bandi da parte delle stazioni appaltanti designate dai Comuni, la nuova normativa prevede che la Regione competente sull'Ambito assegni ulteriori 6 mesi per provvedere, decorsi i quali avrà facoltà di avviare la gara nominando un commissario ad acta.

Decorsi due mesi in assenza di tale nomina, il Ministero dello Sviluppo Economico, sentita la Regione, potrà intervenire nominando un proprio commissario ad acta.

La legge ha inoltre abolito le sanzioni in capo ai Comuni previste dalla precedente normativa nell'ipotesi di ritardata pubblicazione dei bandi di gara.

Fatti di rilievo intervenuti dopo l' approvazione del progetto di bilancio

In data 18 marzo 2016 è stata costituita la società AP Reti Gas S.p.A. con capitale sociale di Euro 200 migliaia interamente versato, controllata al 100% da Ascopiave S.p.A..

Obiettivi e politiche del Gruppo

Per quanto riguarda il segmento della distribuzione del gas naturale, il Gruppo intende valorizzare il proprio portafoglio di concessioni puntando a riconfermarsi nella gestione del servizio negli ambiti territoriali minimi in cui vanta una presenza significativa, e di espandersi in altri ambiti, con l'obiettivo di incrementare la propria quota di mercato e rafforzare la propria leadership locale.

Per quanto riguarda il segmento della vendita di gas, il Gruppo intende attuare le necessarie azioni per salvaguardare i livelli di redditività attuali in un contesto di mercato che si profila in mutamento, attraverso una politica commerciale incentrata sulla proposizione di formule di pricing differenziato e sul miglioramento della qualità del servizio.

In questo segmento il Gruppo intende perseguire degli obiettivi di crescita della quota di mercato sia attraverso l'acquisizione diretta di nuova clientela, sia attraverso operazioni straordinarie di acquisizione aziendale e/o di partnership.

Dati di sintesi al 31 dicembre 2015 delle società a controllo congiunto consolidate con il metodo del patrimonio netto

Estenergy S.p.A.

Il Gruppo ha una partecipazione del 48,999% in Estenergy S.p.A., un'entità a controllo congiunto attiva nella vendita di gas naturale ed energia elettrica presso utenti finali e grossisti.

La partecipazione del Gruppo in Estenergy S.p.A. è contabilizzata nel bilancio consolidato con il metodo del patrimonio netto. Di seguito sono riassunti i dati economico-finanziari relativi alla società, basati sul bilancio predisposto in accordo con gli IFRS, e la riconciliazione con il valore contabile della partecipazione nel bilancio consolidato:

Stato Patrimoniale- dati riassuntivi		
(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Attività correnti	61.728	85.472
di cui		
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	2.751	5.259
Attività non correnti	73.452	73.854
Passività correnti	38.647	66.846
di cui		
Passività finanziarie correnti	18	13.143
Passività non correnti	5.974	6.402
	90.560	86.079
Quota detenuta dal gruppo	48,999%	48,999%
Valore di carico della partecipazione	44.373	42.178

Prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio (dati riassuntivi);

Conto Economico - dati riassuntivi

(migliaia di Euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Ricavi	146.235	153.735
Totale costi operativi	134.502	141.845
Margine operativo Lordo	11.733	11.890
Ammortamenti e svalutazioni	1.934	2.060
Risultato operativo	9.799	9.830
Proventi finanziari	3.951	822
Oneri finanziari	75	3.257
Utile ante imposte	13.674	7.395
Imposte dell'esercizio	5.206	3.229
Risultato netto dell'esercizio	8.468	4.166
Quota detenuta dal gruppo	48,999%	48,999%
Utile netto dell'esercizio di competenza del gruppo	4.149	2.041

Unigas Distribuzione S.r.l.

Il Gruppo ha una partecipazione del 48,86% in Unigas Distribuzione S.r.l., un'entità a controllo congiunto attiva nella distribuzione del gas naturale.

La partecipazione del Gruppo in Unigas Distribuzione S.r.l. è contabilizzata nel bilancio consolidato con il metodo del patrimonio netto. Di seguito sono riassunti i dati economico-finanziari relativi alla società, basati sul bilancio predisposto in accordo con gli IFRS, e la riconciliazione con il valore contabile della partecipazione nel bilancio consolidato:

Stato Patrimoniale- dati riassuntivi

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Attività correnti	14.848	12.042
di cui		
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	3.322	1.410
Attività non correnti	46.146	45.572
Passività correnti	18.764	14.760
di cui		
Passività finanziarie correnti	0	0
Passività non correnti	929	2.138
	41.302	40.716
Quota detenuta dal gruppo	48,860%	48,860%
Valore di carico della partecipazione	20.180	19.894

Prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio (dati riassuntivi);

Conto Economico - dati riassuntivi

(migliaia di Euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Ricavi	16.570	14.603
Totale costi operativi	11.273	9.729
Margine operativo Lordo	5.298	4.874
Ammortamenti e svalutazioni	2.431	2.269
Risultato operativo	2.867	2.605
Proventi finanziari	15	21
Oneri finanziari	80	40
Utile ante imposte	2.802	2.586
Imposte dell'esercizio	775	876
Risultato netto dell'esercizio	2.027	1.710
Quota detenuta dal gruppo	48,86%	48,86%
Utile netto dell'esercizio di competenza del gruppo	990	835

Asm Set S.r.l.

Il Gruppo ha una partecipazione del 49% in Asm Set S.r.l., un'entità a controllo congiunto attiva nella vendita di gas naturale ed energia elettrica presso utenti finali e grossisti.

La partecipazione del Gruppo in Asm Set S.r.l. è contabilizzata nel bilancio consolidato con il metodo del patrimonio netto. Di seguito sono riassunti i dati economico-finanziari relativi alla società, basati sul bilancio predisposto in accordo con gli IFRS, e la riconciliazione con il valore contabile della partecipazione nel bilancio consolidato:

Stato Patrimoniale- dati riassuntivi

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Attività correnti	10.707	10.715
di cui		
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	4.375	4.412
Attività non correnti	5.538	5.820
Passività correnti	8.058	8.547
di cui		
Passività finanziarie correnti	0	911
Passività non correnti	995	1.089
	7.192	6.900
Quota detenuta dal gruppo	49,000%	49,000%
Valore di carico della partecipazione	3.524	3.381

Prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio (dati riassuntivi);

Conto Economico - dati riassuntivi		
(migliaia di Euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Ricavi	28.697	26.803
Totale costi operativi	25.994	25.382
Margine operativo Lordo	2.703	1.421
Ammortamenti e svalutazioni	207	209
Risultato operativo	2.496	1.212
Proventi finanziari	38	39
Oneri finanziari	20	27
Utile ante imposte	2.514	1.224
Imposte dell'esercizio	845	513
Risultato netto dell'esercizio	1.670	711
Quota detenuta dal gruppo	49,00%	49,00%
Utile netto dell'esercizio di competenza del gruppo	818	348

Il bilancio è stato autorizzato alla pubblicazione, da effettuarsi nei termini di Legge, dal Consiglio di Amministrazione di Ascopiave S.p.A. nella riunione del 14 marzo 2016. Il Consiglio di Amministrazione ha autorizzato il Presidente ad apportare al bilancio quelle modifiche che risultassero necessarie od opportune per il perfezionamento della forma del documento nel periodo di tempo intercorrente tra il 14 marzo 2016 e la data di approvazione da parte dell'Assemblea degli azionisti.

Pieve di Soligo, 14 marzo 2016

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione
Fulvio Zugno



Relazione finanziaria annuale
al 31 dicembre 2015

SOMMARIO

Premessa	3
Situazione Patrimoniale-Finanziaria al 31 dicembre 2015 ed al 31 dicembre 2014	4
Conto economico complessivo dell'esercizio 2015 e dell'esercizio 2014	5
Rendiconto finanziario per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2015 e al 31 dicembre 2014	7
PRINCIPI CONTABILI IAS/IFRS ADOTTATI NELLA REDAZIONE DEL BILANCIO AL 31 DICEMBRE 2015	8
Criteria di redazione ed espressione di conformità agli IFRS	8
Criteria di valutazione	12
INFORMATIVA SU ATTIVITA' DI DIREZIONE E COORDINAMENTO	23
Attività non correnti	24
Attività correnti	32
Patrimonio netto	35
Passività non correnti	36
Passività correnti	41
NOTE ESPLICATIVE DI COMMENTO ALLE PRINCIPALI VOCI DEL CONTO ECONOMICO	45
Ricavi	45
Costi operativi	46
ALTRE NOTE DI COMMENTO	51
Componenti non ricorrenti	51
Informativa su parti correlate	51
Schemi di bilancio esposti in base alla delibera Consob 15519/2006	53
Utile per azione	56
Compensi alla Società di Revisione	57
Impegni e rischi	57
Rischi specifici dei settori di attività in cui opera la Società	60
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio 2015	66
Fatti di rilievo intervenuti dopo l' approvazione del progetto di bilancio	66
Contenziosi	66
Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti	72

Premessa

In conformità a quanto consentito dal D.lgs. 2 febbraio 2007, n. 32, con il quale si è provveduto al recepimento nel nostro ordinamento della Direttiva Comunitaria 2003/51/CE, la Società si avvale della possibilità di redigere la Relazione sulla Gestione della Capogruppo Ascopiave S.p.A. e la Relazione sulla Gestione consolidata in un unico documento, inserito all'interno del fascicolo del Bilancio consolidato.

Pertanto, la Relazione sulla Gestione consolidata contiene anche tutte le informazioni previste dall'articolo 2428 del Codice Civile, con riferimento al bilancio di esercizio di Ascopiave S.p.A..

ASCOPIAVE S.p.A.*Situazione Patrimoniale-Finanziaria al 31 dicembre 2015 ed al 31 dicembre 2014*

(Euro)		31.12.2015	31.12.2014
ATTIVITA'			
Attività non correnti			
Avviamento	(1)	20.433.126	20.433.126
Altre immobilizzazioni immateriali	(2)	267.494.985	262.788.450
Immobilizzazioni materiali	(3)	33.891.193	35.556.524
Partecipazioni	(4)	183.037.099	183.037.099
Altre attività non correnti	(5)	4.534.382	4.369.348
Attività finanziarie non correnti	(6)		3.124.060
Crediti per imposte anticipate	(7)	8.298.269	9.070.257
Attività non correnti		517.689.053	518.378.864
Attività correnti			
Rimanenze	(8)	1.731.340	1.986.872
Crediti commerciali	(9)	28.439.336	23.181.121
Altre attività correnti	(10)	35.209.431	30.432.021
Attività finanziarie correnti	(11)	20.973.338	45.153.279
Crediti tributari	(12)	375.864	732.105
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(13)	9.389.611	71.838.303
Attività correnti		96.118.920	173.323.701
Attività		613.807.973	691.702.565
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO			
Patrimonio netto Totale			
Capitale sociale		234.411.575	234.411.575
Azioni proprie		17.521.332	17.659.719
Riserve		142.516.363	132.078.878
Risultato dell'esercizio di Gruppo		33.547.021	43.628.329
Riserve		176.063.384	175.707.207
Patrimonio netto Totale	(14)	392.953.628	392.459.063
Passività non correnti			
Fondi rischi ed oneri	(15)	550.000	250.000
Trattamento di fine rapporto	(16)	1.171.798	1.224.362
Finanziamenti a medio e lungo termine	(17)	43.828.512	53.456.054
Altre passività non correnti	(18)	5.533.825	3.673.871
Passività finanziarie non correnti	(19)	421.677	3.326.734
Debiti per imposte differite	(20)	12.231.658	14.686.101
Passività non correnti		63.737.471	76.617.122
Passività correnti			
Debiti verso banche e finanziamenti	(21)	97.622.233	184.665.042
Debiti commerciali	(22)	15.516.232	19.407.318
Altre passività correnti	(24)	31.282.466	18.490.283
Passività finanziarie correnti	(25)	12.695.944	63.738
Passività correnti		157.116.875	222.626.380
Passività		220.854.345	299.243.502
Passività e patrimonio netto		613.807.973	691.702.565

Ai sensi della delibera Consob n.15519 del 27 luglio 2006, gli effetti dei rapporti con le parti correlate sono evidenziati nell'apposito schema riportato al paragrafo "Rapporti con parti correlate" di questa relazione finanziaria

Conto economico complessivo dell'esercizio 2015 e dell'esercizio 2014

(Euro)		Esercizio 2015	Esercizio 2014
Ricavi	(27)	75.765.706	80.404.425
Ricavi da terzi		23.209.251	31.488.170
Ricavi da società controllate		52.556.455	48.916.255
Totale costi operativi		44.529.405	50.206.286
Costi acquisto altre materie prime	(28)	1.519.306	1.299.094
Costi per servizi	(29)	19.704.675	22.054.142
Costi del personale	(30)	11.269.551	12.710.991
Altri costi di gestione	(31)	12.493.842	14.168.894
Altri proventi	(32)	457.969	26.835
Ammortamenti e svalutazioni	(33)	15.466.306	15.410.700
Risultato operativo		15.769.995	14.787.439
Proventi finanziari	(34)	24.640.096	36.368.496
Oneri finanziari	(34)	1.293.035	2.352.960
Quota utile/(perdita) società contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	(33)		
Utile / (Perdita) ante imposte		39.117.056	48.802.975
Imposte dell'esercizio	(35)	5.570.035	5.174.647
Risultato del periodo		33.547.021	43.628.329
Risultato netto da attività cessate/in dismissione			
Risultato netto dell'esercizio		33.547.021	43.628.329
Conto Economico Complessivo economico			
(Perdita) / Utile attuariale su piani a benefici definiti		(67.806)	(71.367)
Risultato del conto economico complessivo		33.479.215	43.556.962

Ai sensi della delibera Consob n.15519 del 27 luglio 2006, gli effetti dei rapporti con le parti correlate sono evidenziati nell'apposito schema riportato al paragrafo "Rapporti con parti correlate" di questa relazione finanziaria

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto al 31 dicembre 2015 ed al 31 dicembre 2014

(Euro)	Capitale sociale	Riserva legale	Azioni proprie	Altre riserve	Riserva per rimisurazione piani per benefici dipendenti IAS 19	Risultato dell'esercizio	Totale Patrimonio netto
Saldo al 1° gennaio 2015	234.411.575	46.882.315	(17.659.718)	85.325.906	(129.344)	43.628.329	392.459.063
Destinazione risultato				43.628.329		(43.628.329)	-
Distribuzione dividendi				(33.332.158)			(33.332.158)
Attualizzazione tfr ias 19					67.806		67.806
Piani incentivazione a lungo termine			138.387	73.508			211.895
Risultato dell'esercizio						33.547.021	33.547.021
Saldo al 31 dicembre 2015	234.411.575	46.882.315	(17.521.331)	95.695.586	(61.537)	33.547.021	392.953.628

(Euro)	Capitale sociale	Riserva legale	Azioni proprie	Altre riserve	Riserva per rimisurazione piani per benefici dipendenti IAS 19	Risultato dell'esercizio	Totale Patrimonio netto
Saldo al 1° gennaio 2014	234.411.575	46.882.315	(17.659.718)	70.884.663	(57.977)	40.052.837	374.513.694
Destinazione risultato				40.052.837		(40.052.837)	-
Distribuzione dividendi				(26.665.726)			(26.665.726)
Attualizzazione tfr ias 19					(71.367)		(71.367)
Effetto incorporazione Asco Blu S.r.l.				1.054.133			1.054.133
Acquisto/vendita azioni proprie							(0)
Risultato dell'esercizio						43.628.329	43.628.329
Saldo al 31 dicembre 2014	234.411.575	46.882.315	(17.659.718)	85.325.906	(129.344)	43.628.329	392.459.063

Rendiconto finanziario per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2015 e al 31 dicembre 2014

FLUSSO DI CASSA DELL'ATTIVITA' OPERATIVA	31.12.2015	31.12.2014
Utile netto dell'esercizio di gruppo	33.547.021	43.628.329
Flussi cassa generati/(utilizzati) dall'attività operativa		
Rettif.per ricordare l'utile lordo alle disponibilità liquide	15.173.432	14.948.785
Ammortamenti	15.614.231	15.410.700
Svalutazione dei crediti	0	831.713
Variazione del trattamento di fine rapporto	(2.437)	62.450
Variazione netta altri fondi	306.328	(136.245)
Minusvalenze/(Plusvalenze su cessione immobilizzazioni)	428.696	665.746
Interessi passivi pagati	(1.337.561)	(2.291.194)
Interessi passivi di competenza	1.293.035	2.318.260
Imposte pagate	(6.698.896)	(7.087.291)
Imposte di competenza	5.570.035	5.174.647
Variazioni nelle attività e passività:	714.890	(6.177.413)
Rimanenze di magazzino	249.203	(22.107)
Crediti verso clienti	(5.258.215)	2.296.247
Altre attività correnti	(4.930.219)	(11.294.369)
Debiti commerciali	(3.918.552)	(1.846.172)
Altre passività correnti	12.868.288	2.495.302
Altre attività non correnti	(54.524)	33.085
Altre passività non correnti	1.758.909	2.160.601
Totale rettifiche e variazioni	15.888.322	8.771.372
Flussi cassa generati/(utilizzati) dall'attività operativa	49.435.343	52.399.701
Flussi di cassa generati/(utilizzati) dall'attività di investimento		
Investimenti in immobilizzazioni immateriali	(18.424.102)	(18.010.900)
Realizzo di immobilizzazioni immateriali	0	3.099
Investimenti in immobilizzazioni materiali	(700.470)	(1.446.753)
Realizzo di immobilizzazioni materiali	0	19.940
Cessioni/(Acquisizioni) di partecipazioni e acconti	0	(4.000.000)
Altri movimenti di patrimonio netto	73.508	(71.367)
Flussi di cassa generati/(utilizzati) dall'attività di investimento	(23.505.981)	(23.505.981)
Flussi di cassa generati(utilizzati) dall'attività finanziaria		
Variazione netta passività finanziarie non correnti	0	2.838.060
Variaz.netta finanziamenti verso banche a breve	(96.737.349)	85.548.831
Variazione netta attività e passività finanziarie correnti	37.098.148	(21.300.332)
Acquisto azioni proprie	138.387	
Dividendi distribuiti a azionisti	(33.332.158)	(26.665.726)
Flussi di cassa generati(utilizzati) dall'attività finanziaria	(92.832.971)	40.420.832
Variazione delle disponibilità liquide	(62.448.692)	69.314.552
Disponibilità Correnti dell'esercizio Precedente	71.838.303	2.523.751
Disponibilità Correnti dell'esercizio Corrente	9.389.611	71.838.303

Ai sensi della delibera Consob n.15519 del 27 luglio 2006, gli effetti dei rapporti con le parti correlate sono evidenziati nell'apposito schema riportato al paragrafo "Rapporti con parti correlate" di questa relazione finanziaria

PRINCIPI CONTABILI IAS/IFRS ADOTTATI NELLA REDAZIONE DEL BILANCIO AL 31 DICEMBRE 2015

Criteri di redazione ed espressione di conformità agli IFRS

Il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2015 è redatto in conformità agli International Financial Reporting Standard (di seguito IFRS) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e omologati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio Europeo del 19 luglio 2002, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/2005.

Il bilancio di esercizio è redatto nella prospettiva della continuità aziendale, applicando il metodo del costo storico, tenendo conto ove appropriato delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere rilevate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione.

Il Consiglio di Amministrazione, tenutosi in data 14 marzo 2016, ha autorizzato la pubblicazione del presente bilancio predisposto sulla base delle scritture contabili aggiornate al 31 dicembre 2015 ed oggetto di revisione contabile da parte della società PriceWaterhouseCoopers S.p.A..

Il presente bilancio è costituito dalla Situazione Patrimoniale-Finanziaria, dal Conto Economico e dal Conto Economico complessivo, dal Prospetto delle Variazioni di Patrimonio Netto e dal Rendiconto Finanziario, redatti in unità di Euro come richiesto dall'art. 2423 del Codice Civile, e dalle Note Esplicative, nelle quali, invece, le informazioni sono indicate in migliaia di Euro.

Schemi di bilancio

Le voci dello schema dello stato patrimoniale sono classificate in "correnti" e "non correnti", quelle del conto economico sono classificate per natura; sono inoltre evidenziate all'interno del conto economico complessivo quelle poste del risultato sospese a patrimonio netto.

Il prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto adottato presenta i saldi di apertura e di chiusura di ciascuna voce del patrimonio netto, riconciliandoli attraverso l'utile o la perdita dell'esercizio, le eventuali operazioni con gli azionisti e le altre eventuali variazioni del patrimonio netto.

Lo schema di rendiconto finanziario è definito secondo il metodo "indiretto", rettificando l'utile di esercizio delle componenti di natura non monetaria.

Si ritiene che tali schemi rappresentino adeguatamente la situazione economica, patrimoniale e finanziaria.

Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni applicati dal 1° gennaio 2015

Di seguito sono brevemente descritti gli emendamenti, improvement e interpretazioni, applicabili ai bilanci chiusi al 31 dicembre 2015 ed entrati in vigore a partire dal 1° gennaio 2015. L'applicazione di tali principi non ha avuto particolare impatto nella Società, in quanto disciplinano fattispecie non presenti, oppure interessano la sola informativa finanziaria:

IFRIC 21 - Tributi

L'IFRIC 21 chiarisce che una entità riconosce una passività non prima di quando si verifica l'evento a cui è legato il pagamento, in accordo con la legge applicabile. Per i pagamenti che sono dovuti solo al superamento di una determinata soglia minima, la passività è iscritta solo al raggiungimento di tale soglia. È richiesta l'applicazione retrospettiva per

l'IFRIC 21. Questa interpretazione è da applicare obbligatoriamente nei bilanci che hanno inizio dal 17 giugno 2014 o successivamente;

Improvements to IFRSs 2011–2013 Cycle

In dicembre 2013, lo IASB ha emesso il documento “Annual Improvements to IFRSs - 2011–2013 Cycle” (applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1 Gennaio 2015) come parte del programma di miglioramenti annuali ai principi; la maggior parte delle modifiche sono chiarimenti o correzioni degli IFRS esistenti, oppure modifiche conseguenti a cambiamenti precedentemente apportati agli IFRS.

Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni non ancora applicabili e non adottati in via anticipata

Sono di seguito illustrati gli emendamenti, improvement e interpretazioni che, alla data di redazione del bilancio consolidato, erano già stati emessi ma non ancora in vigore.

Modifiche allo IAS 19: Benefici a dipendenti: piani a benefici definiti contributi dei dipendenti

In novembre 2013, lo IASB ha emesso il documento “Defined Benefit Plans: Employee Contributions”. Le modifiche apportate allo IAS 19 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 in cui il servizio è reso. Gli emendamenti sono applicabili, in modo retroattivo, per gli esercizi che hanno inizio il o dopo il 1° Febbraio 2015.

Improvements to IFRSs 2010–2012 Cycle

In dicembre 2013, lo IASB ha emesso il documento “Annual Improvements to IFRSs - 2010–2012 Cycle” (applicabile a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il 1 Febbraio 2015) come parte del programma di miglioramenti annuali ai principi; la maggior parte delle modifiche sono chiarimenti o correzioni degli IFRS esistenti, oppure modifiche conseguenti a cambiamenti precedentemente apportati agli IFRS. Gli emendamenti sono applicabili per gli esercizi che hanno inizio il o dopo il 1° Febbraio 2015.

Modifiche allo IAS 27: Bilancio separato

In agosto 2014 lo IASB ha pubblicato alcuni emendamenti allo IAS 27 – Bilancio separato. L’obiettivo è quello di permettere la valutazione delle partecipazioni in società collegate e joint ventures secondo il metodo del Patrimonio netto anche nel bilancio separato. Tali emendamenti saranno applicabili, per gli esercizi che avranno inizio a decorrere dal 1° gennaio 2016.

Modifiche allo IAS 1: Presentazione del bilancio

In dicembre 2014 lo IASB ha pubblicato alcuni emendamenti allo IAS 1. L’obiettivo è quello di chiarire alcuni dubbi circa gli obblighi di presentazione e di informative e assicurare che le società possano utilizzare giudizio professionale nel definire quali informazioni pubblicare nel proprio bilancio concentrandosi sulle informazioni rilevanti. Tali emendamenti saranno applicabili per gli esercizi che avranno inizio a decorrere dal 1° gennaio 2016.

Improvements to IFRSs 2012–2014 Cycle

In settembre 2014, lo IASB ha emesso il documento “Annual Improvements to IFRSs - 2012–2014 Cycle” (applicabili agli esercizi chiusi dopo il 1 gennaio 2016) come parte del programma di miglioramenti annuali ai principi; la maggior parte delle modifiche sono chiarimenti o correzioni degli IFRS esistenti, oppure modifiche conseguenti a cambiamenti precedentemente apportati agli IFRS.

Modifiche allo IAS 16 e allo IAS 38: Chiarimenti sui metodi accettabili di svalutazione e ammortamento

In maggio 2014, lo IASB ha emesso un emendamento allo IAS 16 - Immobili, impianti e macchinari e allo IAS 38 - Attività immateriali. Lo IASB ha chiarito che l'utilizzo di metodi basati sui ricavi per calcolare l'ammortamento di un bene non è appropriato in quanto i ricavi generati da un'attività che include l'utilizzo di un bene generalmente riflette fattori diversi dal consumo dei benefici economici derivanti dal bene. Lo IASB ha inoltre chiarito che si presume i ricavi generalmente non siano una base adeguata per misurare il consumo dei benefici economici generati da un'attività immateriale. Tale presunzione, tuttavia, può essere superata in determinate circostanze limitate. Tali modifiche sono efficaci per i periodi annuali che avranno inizio il o dopo il 1° gennaio 2016.

Modifiche all' IFRS 11: Accordi congiunti: acquisto di una joint operation

In maggio 2014 lo IASB ha emesso alcuni emendamenti allo IFRS 11 – Accordi a controllo congiunto: Rilevazione dell'acquisizione di partecipazioni in attività a controllo congiunto, che prevedono che un'entità adotti i principi contenuti nell'IFRS 3 per rilevare gli effetti contabili delle acquisizioni di Partecipazioni in attività a controllo congiunto che costituiscono un business. Gli emendamenti sono applicabili in modo retroattivo, per i periodi annuali che avranno inizio il o dopo il 1° gennaio 2016.

Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni non ancora applicabili e non adottati in via anticipata

Di seguito sono brevemente illustrati i nuovi principi, gli emendamenti, improvement e le interpretazioni già emessi ma non ancora omologati dall'Unione Europea e pertanto non applicabili per la redazione dei bilanci che chiudono al 31 dicembre 2015. Sono esclusi dall'elenco i principi e le interpretazioni che per loro natura non sono adottabili dalla Società

IFRS 15- Ricavi da contratti con clienti

In maggio 2014, lo IASB ha emesso il principio IFRS 15 - Ricavi da contratti con i clienti, che richiede ad una società di rilevare i ricavi al momento del trasferimento del controllo di beni o servizi ai clienti ad un importo che riflette il corrispettivo che ci si aspetta di ricevere in cambio di tali prodotti o servizi. Per raggiungere questo scopo, il nuovo modello di rilevazione dei ricavi definisce un processo in cinque step. Il nuovo principio richiede anche ulteriori informazioni aggiuntive circa la natura, l'ammontare, i tempi e l'incertezza circa i ricavi e i flussi finanziari derivanti dai contratti con i clienti. Il nuovo principio deve essere applicato per i periodi annuali che avranno inizio il o dopo il 1° gennaio 2018. La Società sta valutando l'impatto del nuovo principio sul proprio bilancio consolidato.

IFRS 9 - Strumenti finanziari

In luglio 2014, lo IASB ha pubblicato il principio IFRS 9 – Strumenti finanziari. La serie di modifiche apportate dal nuovo principio sostituiscono le disposizioni dello IAS 39 ed introducono un approccio logico per la classificazione e la valutazione degli strumenti finanziari basato sulle caratteristiche dei flussi finanziari e sul modello di business secondo cui l'attività è detenuta, un unico modello per l'impairment delle attività finanziarie basato sulle perdite attese e un sostanziale rinnovato approccio per l'hedge accounting. Il nuovo principio sarà applicabile in modo retroattivo dal 1° gennaio 2018.

Modifiche all' IFRS 10, IFRS 12 e allo IAS 28: Entità d'investimento: applicazione della deroga al consolidamento

In dicembre 2014 lo IASB ha pubblicato alcuni emendamenti all'IFRS 10, IFRS 12 e IAS 28. L'obiettivo è quello di chiarire: i) la modalità di contabilizzazione per le investment entities; ii) l'esenzione dal presentare il bilancio consolidato per le società che controllano le investment entities e iii) come una società che non è una investment entites deve applicare la valutazione col metodo del Patrimonio netto di una investment entity. Tali emendamenti saranno applicabili per gli esercizi che avranno inizio a decorrere dal 1° gennaio 2016.

Modifiche all' IFRS 10 e allo IAS 28: Sale or Contribution of Assets between an Investor and its Associate or Joint Venture

In settembre 2014 lo IASB ha pubblicato alcuni emendamenti all'IFRS 10 – Bilancio consolidato e allo IAS 28 – Partecipazioni in società collegate e joint ventures. L'obiettivo è quello di chiarire la modalità di contabilizzazione dei risultati legati alle cessioni di asset tra le società di un gruppo e le società collegate e joint ventures. Il processo di omologazione di tali emendamenti è stato sospeso e la relativa data di applicazione è stata rinviata a data futura da definirsi.

Utilizzo di stime

La redazione del bilancio e delle relative note in applicazione degli IFRS richiede da parte del management l'effettuazione di stime contabili e di ipotesi basate su giudizi complessi e/o soggettivi, stime basate su esperienze passate e ipotesi considerate ragionevoli e realistiche sulla base delle informazioni conosciute al momento della stima. L'utilizzo di queste stime ha effetto sui valori delle attività e delle passività del bilancio, nonché, sull'ammontare dei ricavi e dei costi e sull'informativa relativa ad attività e passività potenziali nell'esercizio di riferimento.

Le stime sono utilizzate per rilevare:

- durata e valore residuo dei beni in concessione: l'attività di distribuzione del gas naturale è svolta in regime di concessione, tramite affidamento del servizio da parte degli Enti pubblici locali. Relativamente alla durata delle concessioni, il Decreto Legislativo n. 164/00 (Decreto Letta) ha stabilito che tutti gli affidamenti devono essere posti in gara entro la scadenza del cosiddetto "periodo transitorio" (per la Società nel periodo che variava tra il 31 dicembre 2010 e il 31 dicembre 2012) e che la nuova durata delle concessioni non potrà superare i dodici anni. Alla scadenza delle concessioni, al gestore uscente, a fronte della cessione delle proprie reti di distribuzione, ad esclusione dei beni gratuitamente devolvibili, è riconosciuto un indennizzo definito in base ai criteri della stima industriale. In relazione alle stime effettuate dagli amministratori in sede di determinazione del criterio di ammortamento, il valore netto contabile dei beni alla scadenza della concessione non dovrebbe risultare superiore al predetto valore industriale;
- gli effetti dei contenziosi sull'applicazione delle tariffe di distribuzione e/o di vendita e quelli con i Comuni per il riconoscimento del valore di riscatto dei beni oggetto di concessione restituiti a scadenza della stessa;
- riduzioni durevoli di valore di attività non finanziarie: la Società verifica, ad ogni data di bilancio, se ci sono indicatori di riduzioni durevoli di valore per tutte le attività non finanziarie. In particolare l'avviamento viene sottoposto a verifica circa eventuali perdite di valore con periodicità almeno annuale ed in corso d'anno se tali indicatori esistono; detta verifica richiede una stima del valore d'uso dell'unità generatrice di flussi finanziari cui è attribuito l'avviamento, a sua volta basata sulla stima dei flussi finanziari attesi dall'unità e sulla loro attualizzazione in base a un tasso di sconto adeguato. Maggiori dettagli sono esposti alla nota 1;
- l'obsolescenza di magazzino;
- i benefici ai dipendenti ed i piani per pagamenti basati su opzioni su azioni;
- le imposte.

Le stime e le ipotesi sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi immediatamente a conto economico. Nell'applicare i principi contabili, gli Amministratori hanno assunto decisioni basate sulle citate valutazioni discrezionali con un effetto significativo sui valori iscritti a bilancio. Tuttavia, l'incertezza circa tali ipotesi e stime potrebbe determinare esiti che richiederanno, in futuro, un aggiustamento significativo al valore contabile di tali attività e/o passività.

Criteri di valutazione

Esponiamo di seguito i principi contabili adottati da Ascopiave S.p.A.:

Attività non correnti

Avviamento: l'avviamento conferito in data 1° gennaio 2005 è riconducibile ai plusvalori pagati nell'acquisizione di alcune Società esercenti l'attività di distribuzione, oltre ai plusvalori riconosciuti ai soci in sede di conferimento della rete di distribuzione. Tale avviamento è iscritto a valori di costo. A partire dalla data di transizione agli IFRS (1° gennaio 2005), l'avviamento non è più ammortizzato e viene decrementato delle eventuali perdite di valore.

L'avviamento viene sottoposto ad un'analisi di recuperabilità con cadenza annuale o anche più breve, nel caso in cui si verificano eventi o cambiamenti di circostanze che possano far emergere eventuali perdite di valore.

Ai fini di tali analisi di recuperabilità, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato sulla base del quale la Direzione aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento (unità o gruppi di unità generatrici di flussi finanziari) che include il goodwill stesso. La perdita di valore è determinata definendo il valore recuperabile dell'unità generatrice di flussi (o gruppo di unità) cui è allocato l'avviamento. Quando il valore di iscrizione della cash generating unit comprensivo del goodwill ad essa attribuito è superiore al valore recuperabile, la differenza costituisce oggetto di svalutazione che viene attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto a goodwill è imputata pro-quota al valore contabile degli asset che costituiscono la cash generating unit. Il valore originario del goodwill non viene comunque ripristinato qualora vengano meno le ragioni che hanno determinato la riduzione di valore.

Altre Immobilizzazioni immateriali: le attività immateriali includono principalmente le attività relative agli accordi per servizi in concessione tra settore pubblico e privato (c.d. *service concession arrangements*) relativi allo sviluppo, finanziamento, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione in cui:

- (i) il concedente controlla o regola i servizi forniti dall'operatore tramite l'infrastruttura e il relativo prezzo da applicare;
- (ii) il concedente controlla - attraverso la proprietà, la titolarità di benefici o in altro modo - qualsiasi interessenza residua significativa nell'infrastruttura al termine della concessione.

Le altre immobilizzazioni immateriali includono inoltre l'iscrizione del valore equo delle liste clienti che derivano da acquisizioni di aziende operanti nel settore della vendita di gas naturale e energia elettrica avvenute nei precedenti esercizi piuttosto che, l'iscrizione degli oneri riconosciuti agli enti concedenti (Comuni) e/o ai gestori uscenti a seguito dell'aggiudicazione e/o del rinnovo delle relative gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale.

Per quanto riguarda il periodo di ammortamento:

- (i) le liste clienti sono ammortizzate in quote costanti, in funzione della stima dei benefici che si manifesteranno negli esercizi futuri e determinati in sede di *Purchase Price Allocation*. In particolare, la vita utile associata alle liste clienti è stata determinata dagli Amministratori pari a dieci anni, in ragione del basso tasso di turnover della clientela, rappresentata soprattutto da utenti civili;
- (ii) le concessioni per il servizio di distribuzione del gas naturale sono ammortizzate in quote costanti sulla base della durata del periodo concessorio o lungo la vita utile stimata. In particolare, il periodo di ammortamento delle

concessioni acquisite dalla società Ascopiave è pari a dodici anni in accordo con il quadro normativo di riferimento.

Dopo la rilevazione iniziale, le attività immateriali, aventi vita utile definita, sono iscritte al netto dei relativi ammortamenti accumulati e di eventuali perdite di valore, determinate con le stesse modalità successivamente indicate per le attività materiali. La vita utile viene riesaminata con periodicità annuale ed eventuali cambiamenti, se necessari, sono apportati con applicazione prospettica.

I beni assunti in leasing finanziario sono iscritti al *fair value*, al netto dei contributi di spettanza del conduttore o, se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il leasing, inclusa l'eventuale somma da pagare per l'esercizio dell'opzione di acquisto, tra le attività immateriali in contropartita al debito finanziario verso il locatore.

Gli utili o le perdite derivanti dall'alienazione di una attività immateriale sono determinati come differenza tra il valore di dismissione ed il valore di carico del bene e sono rilevati a conto economico al momento dell'alienazione.

Durata e valore residuo dei beni in regime di concessione: l'attività di distribuzione del gas naturale è svolta in regime di concessione, tramite affidamento del servizio da parte degli Enti pubblici locali. Relativamente alla durata delle concessioni, il Decreto Legislativo n. 164/00 (Decreto Letta) ha stabilito che tutti gli affidamenti devono essere posti in gara entro la scadenza del cosiddetto "periodo transitorio" (per la società Ascopiave al massimo entro il 31 dicembre 2012) e che la nuova durata delle concessioni non potrà superare i dodici anni. Alla scadenza delle concessioni, al gestore uscente, a fronte della cessione delle proprie reti di distribuzione, ad esclusione dei beni gratuitamente devolvibili, è riconosciuto un indennizzo definito in base ai criteri della stima industriale.

In relazione alle stime effettuate dagli amministratori in sede di determinazione del criterio di ammortamento, il valore netto contabile dei beni alla scadenza della concessione, non dovrebbe risultare superiore al predetto valore industriale.

Immobilizzazioni materiali: le attività materiali sono rilevate al costo d'acquisto comprensivo dei costi accessori direttamente imputabili e necessari alla messa in funzione del bene per l'uso per cui è stato acquistato.

I terreni, sia liberi da costruzioni sia annessi a fabbricati civili e industriali, sono stati contabilizzati separatamente e non vengono ammortizzati in quanto elementi a vita utile illimitata.

Le spese di manutenzione e riparazione, che non siano suscettibili di valorizzare e/o prolungare la vita residua dei beni, sono spese nell'esercizio in cui sono sostenute, in caso contrario vengono capitalizzate.

Le attività materiali sono esposte al netto dei relativi ammortamenti accumulati e di eventuali perdite di valore determinate secondo le modalità descritte nel seguito. L'ammortamento è calcolato in quote costanti in base alla vita utile stimata del bene per l'impresa, che è riesaminata con periodicità annuale ed eventuali cambiamenti, se necessari, sono apportati con applicazione prospettica.

Le principali aliquote economico-tecniche utilizzate sono le seguenti:

Fabbricati	2%
Attrezzatura	8,5%-8,3%
Mobili e arredi	8,80%
Macchine elettroniche	16,20%
Hardware e software di base	20%
Autoveicoli, Autovetture e simili	20%

Il valore contabile delle immobilizzazioni materiali è sottoposto a verifica, per rilevarne eventuali perdite di valore, qualora eventi o cambiamenti di situazione indichino che il valore di carico non possa essere recuperato. Se esiste un'indicazione di questo tipo e, nel caso in cui il valore di carico ecceda il valore di presumibile realizzo, le attività sono svalutate fino a riflettere il loro valore di realizzo. Il valore di realizzo delle immobilizzazioni materiali è rappresentato dal maggiore tra il prezzo netto di vendita e il valore d'uso.

Le perdite di valore sono contabilizzate nel conto economico fra i costi per ammortamenti e svalutazioni. Tali perdite di valore sono ripristinate nel caso in cui vengano meno i motivi che le hanno generate.

Al momento della vendita o quando non sussistono benefici economici futuri attesi dall'uso di un bene, esso viene eliminato dal bilancio e l'eventuale perdita o utile (calcolata come differenza tra il valore di cessione ed il valore di carico) viene rilevata a conto economico nell'anno della suddetta eliminazione.

Partecipazioni:

Le partecipazioni iscritte in questa voce si riferiscono ad investimenti aventi natura durevole, la Società classifica le partecipazioni nelle seguenti categorie:

- Partecipazioni in imprese controllate;
- partecipazioni valutate al patrimonio netto;
- altre partecipazioni

Partecipazioni in imprese controllate : le partecipazioni in imprese controllate sono iscritte al costo rettificato in presenza di perdite di valore. Il valore di iscrizione in bilancio è determinato sulla base del prezzo di acquisto o di sottoscrizione.

Le partecipazioni in imprese controllate, sono sottoposte ogni anno, o se necessario più frequentemente, a verifica circa eventuali perdite di valore. La verifica della recuperabilità del valore di iscrizione è effettuata confrontando lo stesso con il valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. In assenza di un accordo di vendita vincolante, il fair value è stimato sulla base dei valori espressi da un mercato attivo, da transazioni recenti ovvero sulla base delle migliori informazioni disponibili per riflettere l'ammontare che l'impresa potrebbe ottenere dalla vendita dell'asset. Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi dall'asset e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e documentabili rappresentative della miglior stima delle future condizioni economiche prevedibili. L'attualizzazione è effettuata ad un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa.

Partecipazioni valutate al patrimonio netto: tali partecipazioni si distinguono a loro volta in due categorie:

- (i) **partecipazioni in imprese a controllo congiunto:** le partecipazioni in imprese a controllo congiunto, nelle quali cioè la Società esercita un controllo sull'entità unitamente ad altri soci, sono valutate con il metodo del patrimonio netto. Il conto economico riflette la quota di pertinenza della Società del risultato d'esercizio della società collegata. Secondo il metodo del patrimonio netto le partecipazioni sono rilevate nella situazione patrimoniale-finanziaria al costo, rettificato per le variazioni successive all'acquisizione nelle attività nette, al netto di eventuali perdite di valore delle singole partecipazioni. L'eccedenza del costo di acquisizione rispetto alla percentuale spettante alla Società del valore corrente delle attività, passività e passività potenziali identificabili della società

alla data di acquisizione è riconosciuto come avviamento. L'avviamento è incluso nel valore di carico dell'investimento ed è assoggettato a test di *impairment*.

- (ii) **partecipazione in imprese collegate:** le partecipazioni in imprese collegate, nelle quali cioè la Società ha un'influenza notevole, sono valutate con il metodo del patrimonio netto. Il conto economico riflette la quota di pertinenza della Società del risultato d'esercizio della società collegata. Nel caso in cui una società collegata rilevi rettifiche con diretta imputazione al patrimonio netto, la Società rileva la sua quota di pertinenza e ne dà rappresentazione, ove applicabile, nel prospetto delle variazioni nel patrimonio netto. Nel caso l'eventuale quota di pertinenza della Società delle perdite della partecipata ecceda il valore contabile della partecipazione, e nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere ad obbligazioni legali o implicite della partecipata, o, comunque a coprirne le perdite, si procede ad azzerare il valore della partecipazione e la quota delle ulteriori perdite è rilevata come fondo nel passivo. Qualora, successivamente, la perdita venga meno o si riduca, è rilevato a conto economico un ripristino di valore, nei limiti del costo.

Altre partecipazioni: le partecipazioni in società diverse da quelle controllate, collegate e joint venture (generalmente con una quota di partecipazione inferiore al 20%) sono classificate tra le attività finanziarie non correnti e sono valutate al *fair value*, se determinabile; le partecipazioni in società non quotate qualora non sia determinabile il relativo valore equo alla data di chiusura del bilancio sono valutate secondo il criterio del costo di acquisto o di sottoscrizione, dal quale vengono dedotti eventuali rimborsi di capitale, ed eventualmente rettificandone il valore iscritto per le perdite di valore determinate con le stesse modalità precedentemente indicate per le attività materiali.

Altre Attività non correnti: sono iscritte al valore nominale eventualmente rettificato per perdite di valore, corrispondente al costo ammortizzato.

Attività Finanziarie

La Società classifica le attività finanziarie nelle seguenti categorie:

- attività al fair value con contropartita il Conto Economico;
- crediti e finanziamenti;
- attività finanziarie detenute fino a scadenza;
- attività finanziarie disponibili per la vendita.

Attività finanziarie al fair value con contropartita al conto economico: tale categoria include le attività finanziarie acquisite a scopo di negoziazione a breve termine, oltre agli strumenti derivati, per i quali si rimanda allo specifico paragrafo successivo. Il fair value di tali strumenti viene determinato facendo riferimento al valore di mercato alla data di chiusura del periodo oggetto di rilevazione. Le variazioni di fair value degli strumenti appartenenti a tale categoria vengono immediatamente rilevate a conto economico. La classificazione tra corrente e non corrente riflette le attese degli amministratori circa la loro negoziazione.

Crediti e finanziamenti: in tale categoria sono inclusi i crediti non rappresentati da strumenti derivati e non quotate in un mercato attivo, dalle quali sono attesi pagamenti fissi o determinabili. Tali attività sono inizialmente rilevate al fair value e, successivamente, valutate al costo ammortizzato sulla base del metodo del tasso di interesse effettivo. Qualora vi sia un'obiettiva evidenza di indicatori di perdite di valore, il valore delle attività viene ridotto in misura tale da risultare pari al valore scontato dei flussi ottenibili in futuro: le perdite di valore determinate attraverso *impairment test* sono rilevate a conto economico. Qualora nei periodi successivi vengano meno le motivazioni delle precedenti svalutazioni, il valore delle attività viene ripristinato fino a concorrenza del valore che sarebbe derivato dall'applicazione del costo ammortizzato qualora non fosse stato effettuato l'*impairment*. Tali attività sono classificate come attività correnti, salvo che per le quote con scadenza superiore ai 12 mesi, che vengono incluse tra le attività non correnti.

Attività finanziarie detenute fino a scadenza: sono inclusi in tale categoria gli strumenti finanziari, diversi dagli strumenti derivati, aventi scadenza prefissata e per le quali la Società ha l'intenzione e la capacità di mantenerle in portafoglio sino alla scadenza stessa. Sono classificate tra le attività correnti quelle la cui scadenza contrattuale è prevista entro i 12 mesi successivi. Qualora vi sia un'obiettiva evidenza di indicatori di perdite di valore, il valore delle attività viene ridotto in misura tale da risultare pari al valore scontato dei flussi ottenibili in futuro: le perdite di valore determinate attraverso *impairment test* sono rilevate a conto economico. Qualora nei periodi successivi vengano meno le motivazioni delle precedenti svalutazioni, il valore delle attività viene ripristinato fino a concorrenza del valore che sarebbe derivato dall'applicazione del costo ammortizzato se non fosse stato effettuato l'*impairment*.

Attività finanziarie disponibili per la vendita: in tale categoria sono incluse le attività finanziarie, non rappresentate da strumenti derivati, designate appositamente come rientranti in tale voce o non classificate in nessuna delle precedenti voci. Tali attività sono valutate al fair value, quest'ultimo determinato facendo riferimento ai prezzi di mercato alla data di bilancio, o delle situazioni infrannuali, o attraverso tecniche e modelli di valutazione finanziaria, rilevandone le variazioni di valore con contropartita in una specifica riserva di patrimonio netto. La classificazione, quale attività corrente o non corrente, dipende dalle intenzioni del management e dalla reale negoziabilità del titolo stesso: sono rilevate tra le attività correnti quelle il cui realizzo è atteso nei successivi 12 mesi.

Rimanenze: le rimanenze di magazzino sono iscritte al minore tra il costo di acquisto e/o di produzione, determinato secondo il metodo del costo medio ponderato, ed il valore netto di presumibile realizzo o di sostituzione. Il valore netto di realizzo è determinato sulla base del prezzo stimato di vendita in normali condizioni di mercato, al netto dei costi diretti di vendita.

Le rimanenze obsolete e/o di lento rigiro sono svalutate in relazione alla loro presunta possibilità di utilizzo o di realizzo futuro. La svalutazione viene eliminata negli esercizi successivi se vengono meno i motivi della stessa.

Crediti commerciali e altre attività correnti: i crediti commerciali e le altre attività correnti, la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali, non sono attualizzati e sono valutati al costo ammortizzato al netto delle relative perdite di valore. Sono adeguati al loro presumibile valore di realizzo mediante l'iscrizione di un apposito fondo rettificativo, che viene costituito quando vi è una oggettiva evidenza che la Società non sarà in grado di incassare il credito per il valore originario. Gli accantonamenti a fondo svalutazione crediti sono contabilizzati a conto economico.

Disponibilità liquide e mezzi equivalenti: comprendono i valori di cassa, i depositi incassabili a vista, gli altri investimenti finanziari a breve termine. Sono iscritti al valore nominale.

Azioni proprie: le azioni proprie riacquistate sono portate in diminuzione del patrimonio. Il costo originario delle azioni proprie, i ricavi derivanti dalle cessioni e le altre eventuali variazioni successive sono rilevati come movimenti di patrimonio netto.

Benefici per i dipendenti: i benefici garantiti ai dipendenti erogati in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro attraverso programmi a benefici definiti (trattamento di fine rapporto) o altri benefici a lungo termine (indennità di quiescenza) 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 sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici. Nei programmi con benefici definiti rientra anche il trattamento di fine rapporto (TFR) dovuto ai dipendenti delle società del Gruppo ai sensi dell'articolo 2120 del Codice Civile maturato antecedentemente la riforma di tale istituto intervenuta nel 2007 (Legge Finanziaria del 27 dicembre 2006 n. 296), a seguito della quale per le società con più di 50 dipendenti per le quote maturate a far data dal 1° gennaio 2007, il Tfr si configura come piano a contributi definiti.

Le obbligazioni del Gruppo sono determinate separatamente per ciascun piano, stimando il valore attuale dei benefici futuri che i dipendenti hanno maturato nell'esercizio corrente e in quelli precedenti. Questo calcolo è effettuato utilizzando il metodo della proiezione unitaria del credito, Le componenti dei benefici definiti sono rilevati come segue:

- (i) le componenti di rimisurazione delle passività, che comprendono gli utili e le perdite attuariali, sono rilevati immediatamente in Altri utili (perdite) complessivi;
- (ii) i costi relativi alle prestazioni di servizio sono rilevati a conto economico;
- (iii) gli oneri finanziari netti sulla passività a benefici definiti sono rilevati a conto economico.

Le componenti di rimisurazione riconosciute in Altri utili (perdite) complessivi non sono mai riclassificati a conto economico nei periodi successivi.

Per il TFR maturato successivamente al 1° gennaio 2007 l'obbligazione dell'impresa è limitata al versamento dei contributi allo Stato (cd. Fondo Inps) ovvero a un patrimonio o ad un'entità giuridicamente distinta (cd. Fondo) ed è determinato sulla base dei contributi dovuti.

Il gruppo ha, inoltre, sottoscritto piani retributivi basati in parte su azioni Ascopiave S.p.A. liquidati attraverso la consegna di azioni (piani di stock option piani di incentivazione a lungo termine) rilevate come passività e valutate al fair value alla fine di ogni periodo contabile e fino al momento della liquidazione (approvazione bilancio dell'esercizio 2017). Ogni variazione successiva del fair value è riconosciuta a conto economico.

La restante parte del piano è invece regolata sotto forma di opzioni regolabili solo per contanti. Il costo delle operazioni regolate per contanti è valutato inizialmente al valore equo alla data di assegnazione. In particolare, i piani adottati dal Gruppo prevedono l'attribuzione di diritti che comportano il riconoscimento a favore dei beneficiari di una corresponsione di carattere straordinario legata al raggiungimento di obiettivi prefissati, e la cui regolazione finanziaria è basata, tra gli indicatori, sull'andamento del titolo azionario. Tale valore equo è speso nel periodo fino alla maturazione con rilevazione di una passività corrispondente. La passività viene ricalcolata a ciascuna data di chiusura di bilancio fino alla data di regolamento compresa, con tutte le variazioni del valore equo riportate a conto economico.

Per maggiori dettagli si rinvia alla “Sezione II” della Relazione sulla remunerazione, predisposta ai sensi dell’art. 123 - ter del Decreto Legislativo n. 58/1998 (TUF).

Nel corso dell’esercizio 2015 sono stati liquidati i piani retributivi riferiti al precedente triennio, che hanno portato all’assegnazione di 99.078 azioni. Tenuto conto delle regole previste dal piano non vi sono state ulteriori assegnazioni nel periodo in quando i benefici matureranno alla conclusione del periodo. Tali piani retributivi sono contabilizzati in linea con quanto richiesto dall’IFRS 2.

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 di riferimento sono indeterminati nell’ammontare o nella data di sopravvenienza.

Gli accantonamenti sono rilevati quando:

- (i) è probabile l’esistenza di un’obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato;
- (ii) è probabile che l’adempimento dell’obbligazione sia oneroso;
- (iii) l’ammontare dell’obbligazione può essere stimato attendibilmente.

Per contro, qualora non sia possibile effettuare una stima attendibile dell’obbligazione oppure si ritenga che l’esborso di risorse finanziarie sia meramente possibile e non probabile, la relativa passività potenziale non è appostata in bilancio, ma ne viene data adeguata informativa nelle note di commento.

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 del periodo. Se l’effetto di attualizzazione 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 in relazione al tempo. Quando viene effettuata l’attualizzazione, l’incremento dell’accantonamento dovuto al trascorrere del tempo è rilevato come onere finanziario.

Passività finanziarie: le passività finanziarie includono i finanziamenti a medio lungo termine iscritti inizialmente al valore equo, al netto dei costi di transazione eventualmente sostenuti e, successivamente, valutati al costo ammortizzato, calcolato tramite l’applicazione del tasso d’interesse effettivo, al netto dei rimborsi in linea capitale già effettuati.

Qualora venga violata una condizione di un contratto di finanziamento a lungo termine alla data o prima della data di riferimento del bilancio con l’effetto che la passività diventa un debito esigibile a richiesta, la passività viene classificata come corrente, anche se il finanziatore ha concordato, dopo la data di riferimento del bilancio e prima dell’autorizzazione alla pubblicazione del bilancio stesso, di non richiedere il pagamento come conseguenza della violazione. La passività viene classificata come corrente perché, alla data di riferimento del bilancio, l’entità non gode di un diritto incondizionato a differire il suo regolamento per almeno dodici mesi da quella data.

Altre passività finanziarie correnti sono valutate al costo ammortizzato e sono eliminate quando sono estinte, ovvero quando l’obbligazione specifica nel contratto è adempiuta, cancellata o scaduta.

Debiti commerciali e altre passività: i debiti commerciali, la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali, si riferiscono a passività finanziarie derivanti da rapporti commerciali di fornitura e sono rilevati al costo ammortizzato.

I debiti in valuta diversa dalla moneta di conto sono iscritti al tasso di cambio del giorno dell'operazione e, successivamente, convertiti al cambio in essere alla data di bilancio. L'utile o la perdita derivante dalla conversione viene imputato a conto economico.

Altre passività correnti: Si riferiscono a rapporti di varia natura e sono iscritte al valore nominale, corrispondente al costo ammortizzato

Gerarchia del fair value

Le attività e le passività finanziarie valutate al fair value sono classificate in una gerarchia di tre livelli sulla base delle modalità di determinazione del fair value stesso, ovvero in base alla rilevanza delle informazioni (input) utilizzate nella determinazione del valore:

- (i) **livello 1**, strumenti finanziari il cui fair value è determinato sulla base di un prezzo quotato in un mercato attivo;
- (ii) **livello 2**, strumenti finanziari il cui fair value è determinato mediante tecniche di valutazione che utilizzano parametri osservabili direttamente o indirettamente sul mercato. Sono classificati in questa categoria gli strumenti valutati sulla base di curve *forward* di mercato e i contratti differenziali a breve termine;
- (iii) **livello 3**, strumenti finanziari il cui fair value è determinato con tecniche di valutazione che prendono a riferimento parametri non osservabili sul mercato, ovvero facendo esclusivamente ricorso a stime interne.

La Società al 31 dicembre 2015 possiede esclusivamente una tipologia di strumenti finanziari su commodity riconducibile alla gerarchia di livello 3.

Ricavi e costi: i ricavi ed i costi sono esposti secondo il principio della competenza economica.

I ricavi delle vendite e delle prestazioni di servizi sono rilevati nella misura in cui è possibile determinarne attendibilmente il valore (fair value) ed è probabile che i relativi benefici economici saranno fruiti, con il trasferimento dei rischi e dei vantaggi rilevanti tipici della proprietà o al compimento della prestazione. Secondo la tipologia di operazione, i ricavi sono rilevati sulla base dei criteri specifici di seguito riportati:

- (i) i ricavi per trasporto di gas naturale sono rilevati al momento dell'erogazione della fornitura o del servizio, ancorché non fatturati, e sono determinati integrando con opportune stime quelli rilevati durante l'esercizio in base alle c.d. tariffe di riferimento al fine di determinare il Vincolo dei Ricavi Totale come previsto dai provvedimenti dell'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico;
- (ii) i contributi ricevuti dagli utenti a fronte di lavori di lottizzazione qualora non siano a fronte di costi sostenuti per estensione della rete, vengono rilevati a conto economico;
- (iii) i ricavi per prestazioni di servizi sono rilevati con riferimento allo stadio di completamento delle attività sulla base dei medesimi criteri previsti per i lavori in corso su ordinazione. Nel caso in cui non sia possibile determinare attendibilmente il valore dei ricavi, questi ultimi sono rilevati fino a concorrenza dei costi sostenuti che si ritiene saranno recuperati;
- (iv) i ricavi sono iscritti al netto di resi, sconti, abbuoni e premi, nonché delle imposte direttamente connesse.

Contributi pubblici: i contributi pubblici sono rilevati quando sussiste la ragionevole certezza che essi saranno ricevuti e tutte le condizioni ad essi riferite risultano soddisfatte. Quando i contributi pubblici sono correlati a componenti di

costo, sono rilevati come ricavi, ma sono ripartiti sistematicamente sugli esercizi in modo da essere commisurati ai costi che intendono compensare. Nel caso in cui il contributo è correlato ad un'attività, l'attività ed il contributo sono rilevati per i loro valori nominali ed il rilascio a conto economico avviene progressivamente lungo la vita utile attesa dell'attività di riferimento in quote costanti.

Contributi privati: si segnala che i contributi privati ricevuti fino al 31 dicembre 2013 per la realizzazione delle derivazioni d'utenza sono stati iscritti integralmente a conto economico nel momento in cui risultavano sostenuti i costi per la realizzazione dello stesso e l'opera messa in funzione. I contributi ricevuti per la realizzazione di queste opere che non risultavano correlati ai costi sostenuti per la realizzazione della stessa erano sospesi nel passivo e imputati a conto economico nel momento in cui le condizioni risultavano realizzate. I contributi privati ricevuti per la realizzazione delle derivazioni d'utenza sono rilevati a partire dal 1° gennaio 2014 nelle passività all'atto della corresponsione e imputati a conto economico, a partire dalla data di costruzione dell'allacciamento, coerentemente con la rilevazione dei costi cui afferiscono le opere e della vita utile delle stesse.

Proventi e oneri finanziari: i proventi e gli oneri sono rilevati per competenza sulla base degli interessi maturati sul valore netto delle relative attività e passività finanziarie, utilizzando il tasso di interesse effettivo.

Imposte sul reddito: le imposte correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile e iscritte per l'importo che ci si attende di recuperare o corrispondere alle autorità fiscali. Le aliquote e la normativa fiscale utilizzate per calcolare l'importo sono quelle emanate o sostanzialmente emanate alla data di chiusura di bilancio. Le imposte correnti relative ad elementi rilevati direttamente a patrimonio sono rilevate direttamente a patrimonio e non nel conto economico.

Per quanto riguarda l'imposta sul reddito delle società (IRES) Ascopiave S.p.A. e la quasi totalità delle sue controllate hanno esercitato per il triennio 2013 -2015, l'opzione per il regime del consolidato fiscale nazionale ai sensi degli artt. 117/129 del Testo Unico delle Imposte sul Reddito (T.U.I.R.). Tale opzione consente di determinare l'IRES su una base imponibile corrispondente alla somma algebrica degli imponibili positivi e negativi delle singole società che partecipano al consolidato. Asco Holding S.p.A. funge da società consolidante e determina un'unica base imponibile per la Società di società aderenti al consolidato fiscale nazionale.

Ciascuna delle società aderenti (Ascopiave S.p.A., Ascotrade S.p.A., Asm Dg S.r.l., Pasubio Servizi S.r.l., Edigas Distribuzione Gas S.p.A., Blue Meta S.p.A.) trasferiscono alla società consolidante il reddito fiscale (reddito imponibile o perdita fiscale) rilevando a conto economico tra la voce imposte una voce "oneri di adesione al consolidato fiscale" o "proventi di adesione al consolidato fiscale" per un importo pari all'IRES corrente di competenza dell'esercizio (o alla perdita trasferita) che verrà versata o utilizzata dalla controllante Asco Holding S.p.A..

Le imposte differite attive sono rilevate a fronte di tutte le differenze temporanee deducibili e per le attività e passività fiscali portate a nuovo, nella misura in cui sia probabile l'esistenza di adeguati utili fiscali futuri che possano rendere applicabile l'utilizzo delle differenze temporanee deducibili e delle attività e passività fiscali portate a nuovo, eccetto il caso in cui:

- (i) l'imposta differita attiva collegata alle differenze temporanee deducibili derivi dalla rilevazione iniziale di un'attività o passività in una transazione che non è un'aggregazione aziendale e che, al tempo della transazione stessa, non influisce né sull'utile dell'esercizio calcolato ai fini di bilancio né sull'utile o sulla perdita calcolati ai fini fiscali;

- (ii) con riferimento a differenze temporanee tassabili associate a partecipazioni in controllate, collegate e joint venture, le imposte differite attive sono rilevate solo nella misura in cui sia probabile che le differenze temporanee deducibili si riverseranno nell'immediato futuro e che vi siano adeguati utili fiscali a fronte dei quali le differenze temporanee possano essere utilizzate.

Utile per azione: l'utile per azione è calcolato dividendo l'utile netto dell'esercizio attribuibile agli azionisti della Società per il numero medio ponderato delle azioni al netto delle azioni proprie. Ai fini del calcolo dell'utile base per azione si precisa che al numeratore è stato utilizzato il risultato economico dell'esercizio dedotto della quota attribuibile a terzi. Si segnala che non esistono dividendi privilegiati, conversione di azioni privilegiate e altri effetti simili che debbano rettificare il risultato economico attribuibile ai possessori di strumenti ordinari di capitale. L'utile diluito per azione risulta pari a quello per azione in quanto non esistono azioni ordinarie che potrebbero avere effetto diluitivo e non esistono azioni o warrant che potrebbero avere il medesimo effetto.

Utilizzo di stime

La redazione del bilancio richiede da parte degli amministratori l'effettuazione di stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, su esperienze passate e assunzioni considerate di volta in volta ragionevoli e realistiche sulla base delle informazioni conosciute al momento della stima. L'utilizzo di queste stime ha effetto sui valori delle attività e delle passività del bilancio consolidato, nonché, sull'ammontare dei ricavi e dei costi e sull'informativa relativa ad attività e passività potenziali nell'esercizio di riferimento. Se nel futuro tali stime e assunzioni, che sono basate sulla miglior valutazione da parte della direzione, dovessero differire dalle circostanze effettive, sarebbero modificate in modo appropriato nel periodo in cui le circostanze stesse si presentano

Le stime sono utilizzate per rilevare:

- durata e valore residuo dei beni in concessione: l'attività di distribuzione del gas naturale è svolta in regime di concessione, tramite affidamento del servizio da parte degli Enti pubblici locali. Relativamente alla durata delle concessioni, il Decreto Legislativo n. 164/00 (Decreto Letta) ha stabilito che tutti gli affidamenti dovranno essere posti in gara entro la scadenza del cosiddetto "periodo transitorio" (per la società Ascopiave S.p.A. nel periodo che varia tra il 31 dicembre 2010 e il 31 dicembre 2012) e che la nuova durata delle concessioni non potrà superare i dodici anni. Alla scadenza delle concessioni, al gestore uscente, a fronte della cessione delle proprie reti di distribuzione, ad esclusione dei beni gratuitamente devolvibili, è riconosciuto un indennizzo definito in base ai criteri della stima industriale. In relazione alle stime effettuate dagli amministratori in sede di determinazione del criterio di ammortamento, il valore netto contabile dei beni alla scadenza della concessione, non dovrebbe risultare superiore al predetto valore industriale. Le stime sono inoltre utilizzate per valutare gli effetti dei contenziosi sull'applicazione delle tariffe di distribuzione e/o di vendita e quelli con i Comuni per il riconoscimento del valore di riscatto dei beni oggetto di concessione restituiti a scadenza della stessa;
- riduzioni durevoli di valore di attività non finanziarie: la Società verifica, ad ogni data di bilancio, se ci sono indicatori di riduzioni durevoli di valore per tutte le attività non finanziarie. In particolare l'avviamento viene sottoposto a verifica circa eventuali perdite di valore con periodicità almeno annuale ed in corso d'anno se tali indicatori esistono; detta verifica richiede una stima del valore d'uso dell'unità generatrice di flussi finanziari cui è attribuito l'avviamento, a sua volta basata sulla stima dei flussi finanziari attesi dall'unità e sulla loro attualizzazione in base a un tasso di sconto adeguato. Al 31 dicembre 2015 il valore contabile dell'avviamento ammonta ad Euro 80.758 migliaia (2014: Euro 80.758 migliaia). Maggiori dettagli sono esposti alla nota 1;

- la valorizzazione dei ricavi per consumi di gas erogato per i quali non è ancora disponibile una lettura effettiva;
- gli accantonamenti per rischi su crediti l'obsolescenza di magazzino, le vite utili delle immobilizzazioni immateriali e materiali ed i relativi ammortamenti, i benefici ai dipendenti ed i piani per pagamenti basati su opzioni su azioni (c.d. phantom stock option) le imposte gli accantonamenti per rischi ed oneri.

Le stime e le ipotesi sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi immediatamente a conto economico. Nell'applicare i principi contabili, gli Amministratori hanno assunto decisioni basate sulle citate valutazioni discrezionali con un effetto significativo sui valori iscritti a bilancio. Tuttavia, l'incertezza circa tali ipotesi e stime potrebbe determinare esiti che richiederanno, in futuro, un aggiustamento significativo al valore contabile di tali attività e/o passività.

Impairment di attività

La Società effettua almeno una volta all'anno l'impairment sulle attività materiali e immateriali nel caso in cui abbiano vita indefinita o più spesso in presenza di eventi che facciano ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile. In particolare l'avviamento viene sottoposto a verifica circa eventuali perdite di valore con periodicità almeno annuale ed in corso d'anno se tali indicatori esistono; detta verifica richiede una stima del valore d'uso dell'unità generatrice di flussi finanziari cui è attribuito l'avviamento, a sua volta basata sulla stima dei flussi finanziari attesi dall'unità e sulla loro attualizzazione in base a un tasso di sconto adeguato. Al 31 dicembre 2015 il valore contabile dell'avviamento ammonta ad Euro 20.433 migliaia (2014: Euro 20.433 migliaia).

Riconoscimento dei ricavi

I ricavi per la vendita di energia elettrica e gas sono riconosciuti e contabilizzati al momento della fornitura e comprendono lo stanziamento per le prestazioni effettuate, intervenute tra la data dell'ultima lettura e il termine dell'esercizio, ma non ancora fatturate. Tale stanziamento si basa 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.

Ammortamenti

Gli ammortamenti sono calcolati in base alla vita utile stimata del bene o alla durata residua della concessione, la vita utile è determinata dagli amministratori, con l'ausilio di esperti tecnici al momento dell'iscrizione del bene nel bilancio; le valutazioni circa la durata della vita utile si basano sull'esperienza storica, sulle condizioni di mercato e sulle aspettative di eventi futuri che potrebbero incidere sulla vita utile stessa, compresi i cambiamenti tecnologici. 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.

Durata e valore residuo dei beni in concessione: l'attività di distribuzione del gas naturale è svolta in regime di concessione, tramite affidamento del servizio da parte degli Enti pubblici locali. Relativamente alla durata delle concessioni, il Decreto Legislativo n. 164/00 (Decreto Letta) ha stabilito che tutti gli affidamenti dovranno essere posti in gara entro la scadenza del cosiddetto "periodo transitorio" (per la Società Ascopiave nel periodo che varia tra il 31 dicembre 2010 e il 31 dicembre 2012) e che la nuova durata delle concessioni non potrà superare i dodici anni. Alla scadenza delle concessioni, al gestore uscente, a fronte della cessione delle proprie reti di distribuzione, ad esclusione

dei beni gratuitamente devolvibili, è riconosciuto un indennizzo definito in base ai criteri della stima industriale. In relazione alle stime effettuate dagli amministratori in sede di determinazione del criterio di ammortamento, il valore netto contabile dei beni alla scadenza della concessione, non dovrebbe risultare superiore al predetto valore industriale. Le stime sono inoltre utilizzate per valutare gli effetti dei contenziosi sull'applicazione delle tariffe di distribuzione e/o di vendita e quelli con i Comuni per il riconoscimento del valore di riscatto dei beni oggetto di concessione restituiti a scadenza della stessa;

Accantonamento per rischi

Tali accantonamenti sono stati effettuati adottando le medesime procedure dei precedenti esercizi facendo riferimento a comunicazioni aggiornate dei legali e dei consulenti che seguono le vertenze, nonché sulla base degli sviluppi procedurali delle stesse.

Accantonamento per 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.

Imposte differite attive

La contabilizzazione delle imposte anticipate differite attive è effettuata sulla base delle aspettative di un imponibile fiscale della Società negli esercizi futuri. La valutazione degli imponibili attesi ai fini della contabilizzazione delle imposte anticipate dipende da fattori che possono variare nel tempo e determinare effetti significativi sulla recuperabilità dei crediti per imposte anticipate.

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 in una specifica riserva di Patrimonio netto.

INFORMATIVA SU ATTIVITA' DI DIREZIONE E COORDINAMENTO

Ascopiave S.p.A. non è soggetta ad attività di direzione e coordinamento da parte di AscoHolding S.p.A. in quanto opera in condizioni di autonomia societaria e imprenditoriale rispetto alla propria controllante. AscoHolding S.p.A. si avvale di alcuni servizi erogati da Ascopiave S.p.A. e da altre società da questa controllate, a condizioni di mercato, motivati da ragioni di opportunità organizzativa e economica.

NOTE ESPLICATIVE ALLE PRINCIPALI VOCI DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA

Attività non correnti

1. Avviamento

L'avviamento, pari a Euro 20.433 migliaia al termine dell'esercizio di riferimento (invariato rispetto all'esercizio precedente), si riferisce in parte al plusvalore risultante dal conferimento delle reti di distribuzione del gas effettuato dai comuni soci nel periodo compreso tra il 1996 e il 1999 e in parte al plusvalore pagato in sede di acquisizione di alcuni rami d'azienda relativi alla distribuzione di gas naturale.

L'avviamento ai sensi del Principio Contabile Internazionale 36 non è soggetto ad ammortamento, ma a verifica per riduzione di valore con cadenza almeno annuale.

La verifica della perdita di valore dell'avviamento è stata condotta confrontando il valore recuperabile delle attività gestite dalla società, principalmente la distribuzione del gas naturale, con il loro valore contabile, incluso l'avviamento. Poiché non sussistono criteri attendibili per valutare il valore di vendita tra parti consapevoli e disponibili delle attività della società, se non i criteri proposti dalla letteratura per la valutazione dei rami d'azienda, il valore recuperabile delle attività oggetto di verifica viene determinato utilizzando il valore d'uso.

Il valore recuperabile delle unità generatrici di flussi finanziari della CGU distribuzione gas è stato stimato mediante la metodologia del *Discounted Cash Flow* (DCF) attualizzando i flussi finanziari operativi generati dalle attività ad un tasso di sconto rappresentativo del costo del capitale.

I flussi finanziari utilizzati per il calcolo del valore recuperabile recepiscono le previsioni formulate dal management nel piano economico-finanziario 2016-2018 approvato con delibera del Consiglio di Amministrazione del 26 febbraio 2016.

L'attuale normativa di settore prevede che il servizio di distribuzione del gas naturale venga affidato attraverso delle procedure di gara da svolgersi per ambiti territoriali minimi secondo dei termini temporali predefiniti.

Le procedure di gara per l'affidamento del servizio negli ambiti territoriali minimi in cui è ricompresa la grande maggioranza delle concessioni attualmente detenute dalla Società – se verranno rispettate le tempistiche massime per la pubblicazione dei bandi previste dalla normativa (recentemente prorogate dalla L. n. 21/2016) – si svolgeranno prevalentemente nel biennio 2017-2018. Nonostante sia possibile che alcune gare vengano bandite e aggiudicate prima del 31 dicembre 2018, il piano economico-finanziario, e di conseguenza anche la metodologia valutativa adottata per la determinazione del valore d'uso della CGU distribuzione gas, ipotizza che la Società, nel triennio 2016-2018, mantenga la gestione dell'attuale portafoglio di concessioni comunali.

Con riferimento all'attività di distribuzione del gas naturale, si è ipotizzato che negli anni 2016-2018 la gestione generi flussi finanziari in linea con quelli previsti nel piano economico-finanziario 2016-2018 mentre, in considerazione dell'aleatorietà che grava circa il rinnovo delle concessioni, si è ritenuto di stimare il valore terminale della CGU ipotizzando due scenari alternativi:

- scenario 1: prevede che la Società ottenga nel 2018 il rinnovo di tutte le concessioni e gli affidamenti in essere al 31 dicembre 2015;

- scenario 2: prevede che la Società nel 2018 termini l'esercizio del servizio di distribuzione del gas, realizzando il valore di rimborso degli impianti ai sensi dell'articolo 15 del D.Lgs. n 164/2000.

Nello scenario 1, il valore terminale è stato determinato come stima di una perpetuità a partire dall'ultimo anno esplicitato nelle proiezioni finanziarie e considerando le condizioni economiche di rinnovo delle concessioni.

Il fattore di crescita (g) utilizzato ai fini del calcolo del valore terminale è stato assunto pari all'1,5%, in linea con le stime di inflazione elaborate da BMI Research e comunque inferiore al target di inflazione della Banca Centrale Europea.

Il costo medio ponderato del capitale (WACC) della CGU distribuzione gas è stato stimato assumendo:

- a) un coefficiente *beta unlevered* medio di settore, come indicato dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas nell'Allegato A della Del. 583/2015/R/com del 2 dicembre 2015;
- b) un livello di leva finanziaria (rapporto tra indebitamento finanziario e mezzi propri) in linea con la struttura finanziaria di riferimento indicata dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas nell'Allegato A della Del. 583/2015/R/com del 2 dicembre 2015;
- c) un *market risk premium* pari al 5,5%, sulla base di fonti accademiche autorevoli, della prassi professionale, del consensus di mercato e della indicazioni fornite dall'Organismo Italiano di Valutazione (OIV);
- d) un tasso *risk free* pari alla media a 12 mesi dei rendimenti dei titoli di stato italiani con scadenza decennale, calcolata al 31 dicembre 2015;
- e) un costo del debito pari al valore medio a 12 mesi dell'Interest Rate Swap a 10 anni sull'Euribor, calcolato al 31 dicembre 2015, aumentato di uno spread del 3%;
- f) un *additional risk premium* per il calcolo del costo del capitale proprio (Ke) pari all'1%.

Sulla base di questi elementi il costo medio ponderato del capitale post-tax è pari al 5,01%. Tale tasso è stato utilizzato per l'attualizzazione dei flussi di cassa nel periodo esplicito di Piano 2016-2018.

Il costo del capitale utilizzato per la determinazione del valore della perpetuità e del coefficiente di attualizzazione del *terminal value* è pari al 5,64% ed è stato calcolato sulla base dei parametri sopra indicati e prevedendo un *additional risk premium* per il calcolo del costo del capitale proprio (Ke) del 2% per tener conto dell'incertezza sull'eventuale rinnovo delle concessioni e delle relative condizioni di proroga.

I risultati ottenuti sono stati sottoposti a test di sensitività, al fine di riscontrare come il risultato di tale processo valutativo potrebbe cambiare in funzione della modifica dei parametri di redditività ipotizzati nei flussi di cassa futuri, del tasso di crescita considerato nella determinazione del terminal value oppure del tasso di sconto per l'attualizzazione dei flussi stessi. Tale analisi ha portato gli Amministratori a valutare che i flussi di cassa attesi siano tali da poter assorbire normali variazioni dei parametri evidenziati rispetto alle analisi di sensitività generalmente effettuate nella prassi valutativa.

Gli Amministratori hanno quindi identificato – nello scenario 1 – quale valore del tasso di sconto e quale variazione dell'Ebitda, prospettati nell'effettuazione del test di impairment, permetterebbero di ottenere un valore d'uso pari al valore contabile delle attività nette associate alla CGU Distribuzione. Tale ulteriore analisi di sensitività ha portato ad

identificare il punto di pareggio della CGU con un tasso di sconto pari al 6,0%, ovvero con una contrazione media dell'EBITDA del 7,6%.

Gli Amministratori hanno infine identificato – nello scenario 2 – quale valore del tasso di sconto e quale variazione dei valori di rimborso degli impianti prospettati nell'effettuazione del test di impairment permetterebbero di ottenere un valore d'uso pari al valore contabile delle attività nette associate alla CGU Distribuzione. Tale analisi ha portato ad identificare il punto di pareggio della CGU con un tasso di sconto pari al 10,6%, ovvero con una riduzione dei valori di rimborso del 19,1%.

La stima del valore recuperabile delle cash generating unit richiede discrezionalità ed uso di stime da parte del management. Diversi fattori legati anche all'evoluzione del difficile contesto normativo potrebbero richiedere una rideterminazione di eventuali perdite di valore. Le circostanze e gli eventi che potrebbero causare un'ulteriore verifica dell'esistenza di perdite di valore sono monitorate costantemente dalla Società.

2. Altre immobilizzazioni immateriali

La tabella che segue mostra l'evoluzione del costo storico e degli ammortamenti accumulati delle altre immobilizzazioni immateriali negli esercizi considerati:

	31.12.2015			31.12.2014		
	Costo storico	Fondo ammortamento	Valore netto	Costo storico	Fondo ammortamento	Valore netto
(migliaia di Euro)						
Diritti di brevetto industriale ed opere dell'ingeg	4.194	(3.665)	529	4.014	(3.489)	525
Concessioni, licenze, marchi e diritti	9.887	(4.050)	5.837	9.887	(3.310)	6.577
Altre immobilizzazioni immateriali	1.241	(762)	478	1.241	(709)	531
Immobil.materiali in regime di concessione IFRIC 12	456.371	(204.453)	251.918	439.120	(193.074)	246.047
<u>Imm.materiali in corso in regime di conc.IFRIC 12</u>	<u>8.732</u>		<u>8.732</u>	<u>9.109</u>		<u>9.109</u>
Altre immobilizzazioni immateriali	480.425	(212.930)	267.495	463.370	(200.581)	262.788

La tabella che segue evidenzia la movimentazione delle altre immobilizzazioni immateriali nell'esercizio considerato:

	31.12.2014			31.12.2015		
	Valore netto	Incrementi / riclassifiche	Decremento	Ammortamenti dell'esercizio	Decremento fondi ammortamento	Valore netto
(migliaia di Euro)						
Diritti di brevetto industriale ed opere dell'ingeg	525	181		176		529
Concessioni, licenze, marchi e diritti	6.577	0		740		5.837
Altre immobilizzazioni immateriali	531	(0)		53		478
Immobil.materiali in regime di concessione IFRIC 12	246.047	18.726	1.475	12.322	942	251.918
<u>Imm.materiali in corso in regime di conc.IFRIC 12</u>	<u>9.109</u>	<u>(370)</u>	<u>6</u>	<u>0</u>		<u>8.732</u>
Altre immobilizzazioni immateriali	262.788	18.537	1.481	13.291	942	267.495

Gli investimenti realizzati nel corso dell'esercizio risultano pari ad Euro 18.537 migliaia, e sono principalmente relativi a costi sostenuti per la realizzazione delle infrastrutture destinate alla distribuzione del gas naturale.

Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzo di opere dell'ingegno

Nel corso dell'esercizio la voce "diritti di brevetto industriali e opere dell'ingegno" ha rilevato investimenti pari ad Euro 181 migliaia spiegati dall'acquisto, e sviluppo, di un software gestionale atto ad efficientare ulteriormente l'organizzazione delle attività del personale che opera sul territorio.

Concessioni, licenze, marchi e diritti simili

La voce accoglie i costi sostenuti per l'affidamento di concessioni per la distribuzione del gas naturale. Gli affidamenti ottenuti dopo essere stati posti in gara a seguito dell'attuazione del Decreto Legislativo n. 164/00 (Decreto Letta), il quale stabiliva che tutti gli affidamenti dovranno essere posti in gara entro la scadenza del cosiddetto " periodo transitorio", sono stati ammortizzati con una vita utile pari a dodici anni ai sensi della durata della concessione prevista dal Decreto stesso. Nel corso dell'esercizio la voce ha registrato variazioni per le sole quote di ammortamento.

Altre immobilizzazioni immateriali

La voce "altre immobilizzazioni immateriali", pari ad Euro 478 migliaia, accoglie i costi sostenuti per la costruzione di un impianto di cogenerazione sito nel veneziano. L'impianto assunto in leasing finanziario è iscritto al fair value, al netto dei contributi di spettanza del conduttore inclusa l'eventuale somma da pagare per l'esercizio dell'opzione di acquisto, tra le attività immateriali in contropartita al debito finanziario verso il locatore. La variazione registrata nel corso dell'esercizio è spiegata dalle quote di ammortamento, la vita utile attribuita all'immobilizzazione è pari alla durata del contratto di leasing finanziario.

Impianti e macchinari in regime di concessione

Nella voce sono rilevati i costi sostenuti per la realizzazione degli impianti e della rete di distribuzione del gas naturale, degli allacciamenti alla stessa, nonché per la posa di gruppi di riduzione e di misuratori. Gli investimenti realizzati risultano pari ad Euro 18.726 migliaia, e sono principalmente relativi alla realizzazione degli impianti di distribuzione del gas naturale per Euro 2.200 migliaia, della rete di distribuzione per Euro 6.714 migliaia e degli allacciamenti alla stessa per Euro 3.908 migliaia nonché all'installazione di contatori per Euro 5.874 migliaia. Quest'ultimi sono principalmente correlati dalla campagna di sostituzione dei contatori c.d. tradizionali a favore dell'installazione di misuratori elettronici, in adempimento alla delibera 155 dell'AEEGSI.

Le infrastrutture situate in Comuni nei quali non è stata posta in gara la concessione per la distribuzione del gas naturale sono ammortizzate applicando la minore tra la vita tecnica degli impianti e la vita utile indicata da AEEGSI in ambito tariffario. La vita tecnica degli impianti è stata oggetto di valutazione esterna da parte di un perito indipendente che ha determinato l'obsolescenza tecnica dei beni realizzati.

Si segnala che l'analisi svolta al termine dell'esercizio relativamente alla CGU distribuzione, condotta al fine di verificare la recuperabilità dell'intero capitale investito, non ha evidenziato indicatori di perdita di valore degli asset iscritti.

Immobilizzazioni immateriali in corso in regime di concessione

La voce accoglie i costi sostenuti per la costruzione degli impianti e della rete di distribuzione del gas naturale realizzati parzialmente in economia e non ultimati al termine dell'esercizio. Il decremento registrato al termine dell'esercizio, pari ad Euro 370 migliaia, è spiegato dalla riclassifica contabile delle immobilizzazioni che al termine dell'esercizio 2014 risultavano in corso di completamento.

3. Immobilizzazioni materiali

La tabella che segue mostra l'evoluzione del costo storico e degli ammortamenti accumulati delle immobilizzazioni materiali al termine degli esercizi considerati:

	31.12.2015			31.12.2014		
	Costo storico	Fondo ammortamento	Valore netto	Costo storico	Fondo ammortamento	Valore netto
(migliaia di Euro)						
Terreni e fabbricati	36.091	(8.629)	27.462	36.091	(7.535)	28.556
Impianti e macchinari	4.567	(1.870)	2.697	4.567	(1.613)	2.954
Attrezzature industriali e commerciali	2.828	(2.332)	496	2.712	(2.160)	552
Altri beni	13.421	(10.773)	2.648	12.960	(9.973)	2.988
Immobilizzazioni materiali in corso ed acconti	588		588	506		506
Immobilizzazioni materiali	57.495	(23.604)	33.891	56.837	(21.281)	35.557

La tabella che segue evidenzia la movimentazione delle immobilizzazioni materiali intervenuta nel corso dell'esercizio considerato:

	31.12.2014				31.12.2015		
	Valore netto	Incrementi / riclassifiche	Decremento	Ammortamenti dell'esercizio	Rivalutazione	Decremento fondi ammortamento	Valore netto
(migliaia di Euro)							
Terreni e fabbricati	28.556	0		1.094			27.462
Impianti e macchinari	2.954	(0)		257			2.697
Attrezzature industriali e commerciali	552	115		172			496
Altri beni	2.988	461		800			2.648
Immobilizzazioni materiali in corso ed acconti	506	82		0			588
Immobilizzazioni materiali	35.557	658	0	2.323	0	0	33.891

Terreni e fabbricati

La voce comprende prevalentemente i fabbricati di proprietà relativi alla sede aziendale, agli uffici e magazzini periferici nonché le opere murarie delle cabine di decompressione del gas naturale. Nel corso dell'esercizio non sono stati effettuati investimenti significativi e la variazione è principalmente spiegata dalle quote di ammortamento rilevate nel corso dell'esercizio.

Impianti e macchinari

La voce Impianti e macchinari passa da Euro 2.954 migliaia dell'esercizio precedente, ad euro 2.697 migliaia dell'esercizio di riferimento. La variazione è spiegata dalle quote di ammortamento rilevate nel corso dell'esercizio.

Attrezzature industriali e commerciali

La voce "Attrezzature industriali e commerciali" ha registrato investimenti pari ad Euro 115 migliaia ed accoglie i costi sostenuti per l'acquisto di strumenti necessari al servizio di manutenzione degli impianti di distribuzione, ed all'attività di misura.

Altri beni

Gli investimenti realizzati nel corso dell'esercizio, pari ad Euro 461 migliaia, sono principalmente spiegati dai costi sostenuti per l'acquisto di autoveicoli aziendali per Euro 328 migliaia e dall'acquisto di hardware per Euro 126 migliaia.

Immobilizzazioni materiali in corso e acconti

La voce include essenzialmente costi relativi alla costruzione di impianti di cogenerazione realizzati parzialmente in economia nonché i costi sostenuti per manutenzioni straordinarie effettuate su sedi aziendali. Nel corso dell'esercizio di riferimento la voce ha registrato investimenti pari ad Euro 82 migliaia.

4. Partecipazioni

Si riassume nella tabella seguente l'elenco delle partecipazioni detenute da Ascopiave S.p.A. alla data del 31 dicembre 2015:

Denominazione	Città	Capitale sociale	Patrimonio Netto totale	Risultato dell'esercizio	%	Valore di bilancio
Società controllate						
Ascotrade S.p.a.	Pieve di Soligo (TV)	1.000.000	30.912.643	17.041.633	89%	4.809.636
ASM DG S.R.L.	Rovigo (RO)	7.000.000	12.724.586	1.031.774	100%	14.964.474
Edigas Esercizio Distribuzione Gas S.p.A.	Cernusco sul Naviglio (MI)	1.000.000	9.184.938	633.057	100%	23.317.602
Pasubio Servizi S.r.l.	Schio (VI)	250.000	5.372.825	2.492.421	100%	23.053.908
Blue Meta S.p.A.	Orio Al Serio (BG)	606.123	9.202.763	4.361.124	100%	35.322.544
Veritas Energia S.r.l.	Venezia (VE)	1.000.000	3.496.731	1.575.087	100%	5.713.503
Amgas Blu S.r.l.	Foggia (FG)	10.000	2.010.838	1.745.515	80%	11.364.738
Etraenergia S.r.l.	Cittadella (PD)	100.000	422.139	236.846	51%	357.000
Totale partecipazioni in imprese controllate						118.903.405
Denominazione	Città				%	Valore di bilancio
Società a controllo congiunto						
Estenergy S.p.A.	Trieste (TS)	1.718.096	22.163.337	9.549.332	48,999%	39.838.121
ASM SET S.R.L.	Rovigo (RO)	200.000	2.067.474	1.798.281	49,00%	3.333.229
Unigas Distribuzione S.r.l.	Nembro (BG)	3.700.000	39.845.053	1.982.032	48,86%	20.652.416
Totale partecipazioni in imprese a controllo congiunto						63.823.767
Denominazione	Città	Capitale sociale	Patrimonio Netto totale	Risultato dell'esercizio	%	Valore di bilancio
Società collegate						
Sinergie Italiane S.r.l. - in liquidazione	Milano (MI)	1.000.000	(15.083.233)	8.146.548	30,94%	309.400
Denominazione	Città	Capitale sociale	Patrimonio Netto totale	Risultato dell'esercizio	%	Valore di bilancio
Partecipazioni in altre società						
B. Cred. Coop. Prealpi						528

Si segnala che il patrimonio netto ed il risultato di esercizio delle società controllate o a controllo congiunto rappresentati nelle tabelle sopra riportate sono relativi ai progetti di bilancio di esercizio chiusi al 31 dicembre 2015 ed approvati dai Consigli di Amministrazione delle società partecipate.

La voce partecipazioni in imprese controllate non ha registrato variazioni nel corso dell'esercizio di riferimento.

Il raffronto tra il valore di iscrizione delle partecipazioni in imprese controllate e a controllo congiunto e la quota di pertinenza della Società fa emergere delle situazioni in cui il valore iscritto a bilancio risulta superiore al patrimonio netto complessivo della partecipata al 31 dicembre 2015.

Al fine della verifica annuale dell'eventuale riduzione di valore dei valori di iscrizione delle partecipazioni in imprese controllate e in imprese a controllo congiunto si è proceduto alla determinazione per ognuna del valore d'uso.

Il calcolo del valore d'uso è stato effettuato utilizzando la proiezione dei flussi di cassa contenuti nei piani economico-finanziari 2016-2018 delle singole controllate che sono stati approvati dal Consiglio d'Amministrazione del 26 febbraio 2016. A seguito delle risultanze del test di impairment sulle singole partecipazioni non si è proceduto ad iscrivere alcuna svalutazione.

I principali parametri adottati nella valutazione di riduzioni di valore, sia in termini di tassi di crescita per i periodi ulteriori a quelli espliciti dei piani sia in termini di tasso di sconto, sono coerenti a quelli considerati nei test di impairment degli avviamenti allocati alle CGU nel bilancio consolidato, a cui si rimanda per i maggiori dettagli.

5. Altre attività non correnti

Il dettaglio delle voci che compongono le Altre attività non correnti negli esercizi considerati, viene riassunto nella tabella che segue:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Depositi cauzionali	472	407
Altri crediti	4.062	3.963
Altre attività non correnti	4.534	4.369

Le Altre attività non correnti passano da Euro 4.369 migliaia del 2014 ad Euro 4.534 migliaia del 2015 registrando un incremento 165 migliaia di Euro.

La descrizione delle voci che compongono gli “Altri crediti” è riportata di seguito:

- il credito vantato nei confronti del comune di Creazzo, originariamente iscritto per Euro 2.141 migliaia, pari al valore netto contabile degli impianti di distribuzione consegnati nel giugno 2005 per la scadenza naturale della concessione, che corrisponde, ai sensi del D.Lgs. “Letta”, articolo 15 comma 5, al valore industriale della rete in base alla valutazione indicata in un’apposita perizia. Nel corso dell’esercizio 2014, il contenzioso giudiziale con il Comune circa il valore di indennizzo dell’impianto di distribuzione consegnato si è concluso con la sentenza del Tribunale di Vicenza che ha sancito in Euro 1.678 migliaia il valore del rimborso, comportando una svalutazione del credito per Euro 463 migliaia. La Società mantiene valide ragioni per ritenere di poter recuperare il minor riconoscimento del credito nei successivi stati della lite, che tuttavia non viene mantenuto iscritto e divenendo, per effetto della sentenza citata, un’attività potenziale.
- il credito vantato nei confronti del comune di Santorso, pari ad Euro 748 migliaia. Tale importo, corrisponde al valore netto contabile degli impianti di distribuzione consegnati nell’agosto 2007 al Comune stesso e la consegna delle infrastrutture è avvenuta in seguito al raggiungimento della scadenza naturale della concessione in data 31 dicembre 2006. Il valore del credito corrisponde a quanto è stato richiesto di retrocedere al Comune di Santorso, ai sensi del D.Lgs. “Letta”, articolo 15 comma 5, a titolo di indennizzo del valore industriale della rete, in linea con le valutazioni indicate in una apposita perizia.
- il credito vantato nei confronti del comune di Costabissara, pari ad Euro 1.537 migliaia. Tale importo corrisponde al valore netto contabile degli impianti di distribuzione consegnati il 1° ottobre 2011 al Comune stesso, la consegna delle infrastrutture è avvenuta in seguito al raggiungimento della scadenza naturale della concessione. Il valore del credito corrisponde al valore contabile netto del bene ceduto che si ritiene inferiore al valore di ricostruzione a nuovo oggetto di richiesta all’Ente Locale.

Alla data del 31 dicembre 2015 risulta in essere un contenzioso giudiziale con i comuni menzionati, volto a definire il valore di indennizzo degli impianti di distribuzione consegnati. Si rinvia al paragrafo “Contenziosi “ di questa relazione finanziaria annuale per maggiori dettagli.

6. Attività finanziarie non correnti

La tabella che segue evidenzia la composizione delle attività finanziarie non correnti al termine di ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Obbligazioni, titoli e dep.finanz. a lungo termine	0	2.838
Altri Crediti di natura finanziaria oltre 12 mesi	0	286
Attività finanziarie non correnti	0	3.124

Al termine dell'esercizio 2015 le attività finanziarie non correnti risultano pari a zero. Gli importi iscritti al termine dell'esercizio precedente si riferivano ad un credito residuo iscritto nei confronti del comune di San Vito di Leguzzano, il cui piano di rientro prevede il completamento dei rimborsi nell'esercizio 2016, e conseguentemente al 31 dicembre 2015 sono stati riclassificati tra le altre attività finanziarie correnti.

Le obbligazioni, titoli e depositi finanziari a lungo termine sono relativi all'acquisto di titoli pronti contro termine a due anni effettuato mediante la liquidità versata da Veritas S.p.A. a titolo di deposito cauzionale previsto come garanzia sui crediti commerciali di Veritas Energia S.p.A. in sede di acquisizione da parte di Ascopiave S.p.A. del 49% di Veritas Energia S.p.A. per Euro 2.838 migliaia. L'importo è stato oggetto di riclassifica tra le altre attività finanziarie correnti e in base agli accordi contrattuali assunti con Veritas S.p.A. in fase di acquisto della partecipazione residua.

7. Imposte anticipate

Le imposte anticipate passano da Euro 9.070 migliaia, ad Euro 8.298 migliaia, con un decremento pari Euro 772 migliaia come riportato nella seguente tabella:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Crediti per imposte anticipate	8.298	9.070
Crediti per imposte anticipate	8.298	9.070

La Società ha proceduto ad una piena contabilizzazione delle imposte anticipate relative a differenze temporanee tra valori fiscalmente rilevanti e valori di bilancio in quanto ritiene probabile che gli imponibili futuri possano assorbire tutte le differenze temporanee che le hanno generate. Nella determinazione delle imposte anticipate si è fatto riferimento all'aliquota IRES e, ove applicabile, all'aliquota IRAP vigenti al momento in cui si stima si riverseranno le differenze temporanee. In particolare sono state applicate l'aliquota IRES del 27,5% ed IRAP del 4,2% come previsto dalla legge di conversione 111 del 15 luglio 2011 all'articolo 23 comma 5 del decreto legge 98 del 6 luglio 2011. Si segnala altresì che a seguito dell'approvazione della Legge di Stabilità 2016 (legge n. 208 del 28 dicembre 2015), che ha previsto il decremento dell'aliquota IRES dal 27,5% al 24% a partire dall'1 gennaio 2017, la Società ha provveduto ad adeguare i crediti per imposte anticipate determinando un effetto negativo pari ad Euro 1.080 migliaia.

Il valore complessivo delle differenze temporanee ed i relativi importi su cui sono state rilevate attività per imposte anticipate sono indicati di seguito:

Descrizione	31 dicembre 2015			31 dicembre 2014		
	Differenze temporanee	Aliquota fiscale	Effetto totale	Differenze temporanee	Aliquota fiscale	Effetto totale
Svalutazione crediti	1.303	24,0%	314	1.303	27,5%	358
Svalutazione magazzino	33	28,2%	9	27	31,7%	8
Accantonamenti fondo rischi	550	24,0%	132	250	27,5%	69
Ammortamenti eccedenti IRES	18.714	24,0%	4.510	14.997	27,5%	4.124
Ammortamenti eccedenti prec. Es. 2007 oltre 2013	11.399	28,2%	3.217	13.495	31,7%	4.278
Altro	408	28,2%	116	408	31,7%	129
Atto di adesione al PVC	0	24,0%	0	373	27,5%	103
Totale Imposte anticipate			8.298			9.070

Attività correnti

8. Rimanenze

La tabella che segue mostra la composizione delle rimanenze alla fine degli esercizi considerati:

(migliaia di Euro)	31.12.2015		31.12.2014			
	Valore lordo	F.do Svalutazione	Valore netto	Valore lordo	F.do Svalutazione	Valore netto
Combustibili e materiale a magazzino	1.765	(33)	1.731	2.014	(27)	1.987
Totale Rimanenze	1.765	(33)	1.731	2.014	(27)	1.987

Le rimanenze sono principalmente rappresentate da materiali utilizzati per opere di manutenzione o realizzazione degli impianti di distribuzione del gas naturale e sono esposte al netto del fondo svalutazione magazzino stanziato al fine di adeguare il valore delle stesse alla loro possibilità di realizzo o utilizzo.

Al termine dell'esercizio rilevano un decremento pari ad Euro 256 migliaia passando da Euro 1.987 migliaia ad Euro 1.731 migliaia dell'esercizio di riferimento. Le analisi effettuate sulla rotazione dei codici e sulla loro residua utilizzabilità, ma soprattutto gli effetti della gestione centralizzata dei magazzini, non hanno richiesto significative svalutazioni.

9. Crediti commerciali

La tabella che segue mostra la composizione dei crediti commerciali e dei relativi fondi rettificativi al termine di ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Crediti verso clienti	14.473	10.282
Crediti per fatture da emettere	14.246	13.595
Fondo svalutazione crediti	(280)	(696)
Crediti commerciali	28.439	23.181

I crediti commerciali sono esposti al netto degli acconti di fatturazione ricevuti ed al netto del fondo svalutazione crediti cumulato alla data di chiusura dell'esercizio. Gli stessi risultano esigibili entro l'esercizio successivo e sono principalmente relativi al servizio di trasporto del gas naturale su rete di distribuzione.

La voce crediti commerciali passa da Euro 23.181 migliaia dell'esercizio precedente, ad Euro 28.439 migliaia dell'esercizio di riferimento, registrando incrementi pari ad Euro 5.258 migliaia. L'aumento rilevato è principalmente spiegato dai maggiori volumi di gas naturale vettoriati nel corso del quarto trimestre dell'esercizio.

I crediti verso i clienti sono interamente rappresentati da crediti iscritti nei confronti di debitori italiani.

La seguente tabella evidenzia la movimentazione del fondo svalutazione crediti nell'esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2015
Fondo svalutazione crediti iniziale	696
Utilizzo	(416)
Fondo svalutazione crediti finale	280

La diminuzione del fondo svalutazione crediti è spiegata dagli utilizzi effettuati nel corso dell'esercizio per inesigibilità (pari ad Euro 416 migliaia) e relativi a crediti iscritti nei confronti di società di vendita del gas naturale per il servizio di vettoriamento. Al termine dell'esercizio non sono state riscontrati posizioni in sofferenza che determinassero la necessità di effettuare ulteriori accantonamenti.

Si segnala, infine, che i Crediti Commerciali saranno esigibili entro l'esercizio successivo e non presentano saldi scaduti di ammontare significativo.

10. Altre attività correnti

La tabella che segue mostra la composizione delle altre attività correnti al termine di ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Crediti per consolidato fiscale	646	813
Risconti attivi annuali	653	672
Anticipi a fornitori	5.435	4.532
Ratei attivi annuali	136	185
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	28.168	23.445
Credito IVA	3	654
Crediti UTF e Addizionale Regionale/Provinciale	85	82
Altri crediti	83	51
Altre attività correnti	35.209	30.432

Le Altre attività correnti rilevano un incremento pari ad Euro 4.777 migliaia, passando da Euro 30.432 migliaia del 2014, ad Euro 35.209 migliaia dell'esercizio 2015. L'incremento è principalmente spiegato dall'aumento dei crediti iscritti nei confronti della Cassa conguaglio settore elettrico per Euro 4.723 migliaia e dall'aumento degli anticipi erogati a fornitori per Euro 903 migliaia. Codesti incrementi sono stati parzialmente compensati dalla diminuzione dei crediti iscritti per IVA per Euro 651 migliaia e dalla diminuzione dei crediti per consolidato fiscale nazionale per Euro 167 migliaia.

I maggiori crediti iscritti nei confronti della Cassa conguaglio settore elettrico sono principalmente spiegati dall'incremento del credito iscritto per componenti tariffarie che evidenzia un aumento di 8.890 migliaia e che è stato parzialmente compensato dalla diminuzione della quota perequativa rilevata al termine dell'esercizio per complessivi Euro 5.043 migliaia.

11. Attività finanziarie correnti

La tabella che segue mostra la composizione delle attività finanziarie correnti al termine di ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Crediti finanziari verso imprese controllate	17.849	37.597
Crediti finanziari verso imprese collegate	0	7.281
Altre attività finanziarie correnti	3.124	275
Attività finanziarie correnti	20.973	45.153

Le attività finanziarie correnti ammontano ad Euro 20.973 migliaia registrando un decremento rispetto all'esercizio precedente pari ad Euro 24.180 migliaia. La voce accoglie principalmente i saldi attivi dei conti correnti intercompany mediante i quali la società gestisce la tesoreria di Gruppo, erogando i finanziamenti necessari alle società controllate e a controllo congiunto affinché possano adempiere ai propri fabbisogni finanziari.

La voce "Altre attività finanziarie correnti", pari ad Euro 3.124 migliaia, accoglie il credito iscritto nei confronti del comune di San Vito di Leguzzano ed il saldo dei titoli a pronti che sono stati oggetto di riclassifica come spiegato al paragrafo Altre Attività non correnti.

Di seguito si riporta il dettaglio della composizione dei saldi attivi dei conti correnti con le società controllate ed a controllo congiunto nei due esercizi:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
c/c intercompany Ascotrade	6.742	11.557
c/c intercompany ASM Distribuzione Gas Srl	335	1.645
c/c intercompany Etra Energia		1.623
C/C intercompany Edigas Es. Distribuzione Gas S	623	1.553
C/C intercompany Pasubio Servizi Srl		104
C/C intercompany Blue Meta S.p.A.		1.307
C/C intercompany AMGAS BLU Srl		1.970
C/C intercompany Veritas Energia Srl	10.149	17.839
Crediti finanziari verso imprese controllate	17.849	37.597
c/c intercompany Estenergy Spa		6.370
C/C intercompany ASM SET SRL		911
Crediti finanziari verso imprese collegate	0	7.281

La variazione, pari ad Euro 27.029 migliaia, è spiegata dalla diminuzione dei finanziamenti erogati alle società controllate e collegate i cui fabbisogni finanziari sono risultati inferiori rispetto all'esercizio precedente nella totalità delle società.

12. Crediti tributari

La tabella che segue mostra la composizione dei crediti tributari al termine di ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Crediti IRAP	241	283
Crediti IRES	0	314
Altri crediti tributari	135	135
Crediti tributari	376	732

I crediti tributari passano da Euro 732 migliaia dell'esercizio 2014 ad Euro 376 migliaia dell'esercizio 2015 rilevando un decremento pari ad Euro 356 migliaia.

13. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

La tabella che segue mostra la composizione delle disponibilità liquide al termine di ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Depositi bancari e postali	9.380	71.827
Denaro e valori in cassa	10	11
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	9.390	71.838

La voce accoglie i conti correnti aperti presso gli istituti di credito e la disponibilità liquide presso le casse sociali. Le disponibilità liquide al termine dell'esercizio sono pari ad Euro 9.390 migliaia e registrano una diminuzione rispetto all'esercizio precedente pari ad Euro 62.449 migliaia. Il significativo decremento dei depositi bancari e postali deriva principalmente dalla cessazione delle operazioni di arbitraggio sui tassi di interesse intraprese dalla Capogruppo, attraverso le quali l'eccesso di liquidità e di linee finanziarie a breve termine è stato impiegato in depositi a vista presso primari istituti di credito dotati di elevato rating, beneficiando del differenziale di tasso. Per una migliore comprensione delle variazioni dei flussi di cassa intercorsi nell'esercizio si rimanda al rendiconto finanziario.

Patrimonio netto

14. Patrimonio netto

La tabella che segue mostra la composizione del patrimonio netto al termine degli esercizi considerati:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Capitale e riserve	359.407	348.831
Risultato netto dell'esercizio	33.547	43.628
Patrimonio netto Totale	392.954	392.459

Si evidenzia di seguito la composizione del patrimonio netto:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Capitale sociale	234.412	234.412
Riserva legale	46.882	46.882
Azioni proprie	(17.521)	(17.660)
Riserve e utili/(perdite) a nuovo	95.696	85.326
Riserva per attualizzazione Tfr ias 19	(62)	(129)
Risultato netto dell'esercizio	33.547	43.628
Patrimonio netto Totale	392.954	392.459

Il Patrimonio netto al 31 dicembre 2015 ammonta ad Euro 392.954 migliaia, in aumento di Euro 495 migliaia rispetto al 31 dicembre 2014. Si rinvia alla movimentazione del patrimonio netto per maggiori dettagli.

Nel corso dell'esercizio 2015 l'Assemblea degli Azionisti tenutasi in data 23 aprile ha deliberato la distribuzione di dividendi pari ad Euro 35.162 migliaia corrispondenti a 0,15 Euro per azione.

Il capitale sociale di Ascopiave S.p.A. al 31 dicembre 2015 si compone di 234.411.575 azioni del valore nominale di Euro 1,00 cadauna.

Si segnala, inoltre, che nel corso dell'esercizio 2015 non sono state acquistate azioni proprie e la variazione (pari ad Euro 138 migliaia) è integralmente spiegata dalla cessione delle azioni in portafoglio ai dipendenti a seguito della maturazione del piano di incentivazione a lungo termine 2012-2014 che prevedeva la corresponsione del 50% del premio in azioni della società.

Le movimentazioni del capitale nell'esercizio 2015 sono riportate nelle tabelle sottostanti:

Riconciliazione tra il numero delle azioni in circolazione al 31.12.2015 ed il numero delle azioni in circolazione al 31.12.2014		
(Numero di azioni)	31.12.2015	31.12.2014
Numero di azioni da capitale sociale	234.412	234.412
Numero di azioni proprie in portafoglio	(12.101)	(12.209)
Totale numero di azioni in circolazione	222.311	222.203
Valore delle azioni in circolazione (migliaia di Euro)		
	31.12.2015	31.12.2014
Azioni ordinarie	234.412	234.412
Azioni proprie in portafoglio	(17.521)	(17.660)
Totale valore delle azioni in circolazione	216.891	216.752

Utili (perdite) iscritti direttamente a patrimonio netto

Al 31 dicembre 2015 sono iscritte perdite a patrimonio netto per Euro 62 migliaia, con una variazione positiva di Euro 68 migliaia rispetto al 31 dicembre 2014.

Tale riserva accoglie gli utili e le perdite attuariali derivanti dalla valutazione dei piani a benefici definiti in essere, che non saranno mai riclassificati a conto economico.

Con riferimento a quanto previsto dall'art. 2427-bis del codice civile si riportano di seguito i prospetti indicanti l'origine, la possibilità di utilizzazione e la distribuibilità delle voci del patrimonio netto:

Descrizione	Importo	Possibilità di utilizzazione	Quota disponibile	Riepilogo delle utilizzazioni effettuate nei tre esercizi precedenti	
				Per copertura perdite	Per altre ragioni
Capitale	234.411.575	-	0		
RISERVE DI CAPITALE					
Riserva sovrapprezzo azioni	50.171.613	A, B, C	50.171.613		
Azioni proprie	(17.521.332)	-			
RISERVE DI UTILE					
Riserva legale	46.882.315	B	0		
Riserva Straordinaria					
Riserva Libera					
Altre riserve	45.462.436	A, B, C	45.462.436		
Totale riserve	124.995.031		95.634.048	0	0
Quota non disponibile					
Residua quota disponibile			95.634.048		

Legenda: "A" = per aumento di capitale, "B" = per copertura perdite, "C" = per distribuzione ai soci

La riserva sovrapprezzo azioni risulta disponibile considerato che la riserva legale ha raggiunto un valore pari al quinto del capitale sociale, come previsto dalla normativa civilistica.

Passività non correnti

15. Fondi per rischi e oneri

La tabella che segue mostra la composizione dei fondi per rischi ed oneri al termine degli esercizi considerati:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Altri fondi rischi ed oneri	550	250
Fondi rischi ed oneri	550	250

La tabella che segue mostra la movimentazione del fondo nell'esercizio considerato:

(migliaia euro)	31.12.2015
Fondi rischi ed oneri al 1 gennaio 2015	250
Accantonamenti fondi rischi e oneri	300
Fondi rischi ed oneri al 31 dicembre 2015	550

L'incremento del fondo per rischi e oneri è spiegato dagli accantonamenti effettuati a fronte di liti in essere con dipendenti che hanno cessato il rapporto di lavoro con la Società.

16. *Trattamento di fine rapporto*

La tabella che segue mostra la movimentazione del trattamento fine rapporto nell'esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	
Trattamento di fine rapporto al 1 gennaio 2015	1.224
Liquidazioni	(834)
Costo relativo alle prestazioni di lavoro corrente	729
Precedenti perdite/(profitti) attuariali	2
Perdita/(profitto) attuariale dell'esercizio	50
Trattamento di fine rapporto al 31 dicembre 2015	1.172

La passività per il trattamento di fine rapporto è misurata utilizzando una metodologia attuariale, il suo valore è pertanto sensibile alla variazione delle relative ipotesi. Le principali ipotesi utilizzate nella misurazione del Trattamento di fine rapporto sono il tasso di sconto, la percentuale media annua di uscita dei dipendenti, l'età massima di pensionamento dei dipendenti.

Il tasso di sconto utilizzato per la misurazione della passività derivante dal Trattamento di fine rapporto è determinato con riferimento ai rendimenti di mercato per i titoli corporate di elevata qualità (con rating pari almeno a AA) per i quali le scadenze e gli ammontari corrispondono alle scadenze e agli ammontari dei pagamenti futuri previsti. Per tale piano, il tasso medio di sconto che riflette la stima delle scadenze e degli ammontari dei pagamenti futuri relativi al piano per il 2015 è pari al 1,49%.

Le principali altre ipotesi del modello sono:

- tasso di mortalità: tavola di sopravvivenza IPS55
- tassi di inabilità: tavole INPS anno 2000
- tasso di rotazione del personale: 3,00%
- tasso di probabilità annua di anticipazione del TFR: 2,00%
- tasso di incremento delle retribuzioni: 3,00%
- tasso di inflazione: 1,50%

Il costo corrente relativo alle prestazioni di lavoro è iscritto tra i costi del personale, mentre, *l'interest cost*, pari ad Euro 18 migliaia, è registrato nella voce Proventi ed oneri finanziari.

17. Finanziamenti a medio-lungo termine

La tabella che segue mostra la composizione dei finanziamenti a medio lungo termine al termine degli esercizi considerati:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Mutui passivi Prealpi	757	828
Mutui passivi Banca Europea per gli Investimenti	34.500	38.000
Mutui passivi Cassa DD.PP.con garanzia diretta		127
Mutui passivi Cassa DD.PP. con garanzia dei comuni		215
Mutui passivi Unicredit Spa	8.571	14.286
Finanziamenti a medio e lungo termine	43.829	53.456

I finanziamenti a medio e lungo termine rilevano un decremento pari ad Euro 9.628 migliaia in ragione della riclassifica delle quote che prevedono la scadenza naturale per il rimborso nell'esercizio 2016.

In particolare il finanziamento con la Banca Europea per gli Investimenti, erogato in due tranches nel corso del 2013 per complessivi Euro 45.000 migliaia, vede un debito residuo al 31 dicembre 2015 pari a 38.000 migliaia, con l'iscrizione di Euro 3.500 migliaia tra i debiti verso banche e finanziamenti a breve termine.

Il rimborso della prima tranche, il cui debito originario era di Euro 35.000 migliaia, avverrà mediante n. 16 rate residue semestrali con quota capitale costante tra il 29 febbraio 2016 e il 28 agosto 2023, con l'applicazione di un tasso di interesse pari all'Euribor 6 mesi maggiorato di uno spread di 95,5 punti base, mentre, quanto alla seconda, il cui debito originario era di Euro 10.000 migliaia, verrà rimborsata in 16 rate semestrali con quota capitale costante tra il 27 febbraio 2018 e il 27 agosto 2025, con l'applicazione di un tasso di interesse pari all'Euribor 6 mesi maggiorato di uno spread di 71,5 punti base oltre al costo annuo di 135 punti base relativo alla garanzia rilasciata da Cassa Depositi e Prestiti S.p.A..

A garanzia dell'adempimento delle obbligazioni derivanti dal contratto di finanziamento, la Capogruppo ha ceduto a Banca Europea per gli Investimenti una quota del credito futuro derivante dal rimborso del valore residuo dei beni relativi alle Concessioni Distribuzione Gas.

Il contratto di finanziamento prevede il rispetto dei seguenti covenants patrimoniali e finanziari applicati ai dati consolidati e da verificarsi alla chiusura del bilancio annuale e semestrale:

- a) rapporto Ebitda / oneri finanziari netti superiore a 5;
- b) rapporto indebitamento finanziario netto / Ebitda inferiore a 3,5.

Resta inoltre nella facoltà dell'istituto bancario la richiesta del rimborso anticipato del finanziamento rispetto alle date di scadenza previste dai piani di ammortamento nei seguenti casi:

- a) riduzione dei costi del progetto al di sotto di quanto originariamente stabilito dal contratto;
- b) rimborso anticipato di altri finanziamenti non BEI (senza considerare le linee rotative);
- c) mutamento del controllo di Ascopiave S.p.A. o di AscoHolding S.p.A.;
- d) mutamento normativo, che possa pregiudicare la capacità di Ascopiave S.p.A. di adempiere ai propri obblighi;
- e) perdita delle concessioni, tale da portare la RAB consolidata al di sotto dei 300 milioni di Euro.

Al termine dell'esercizio 2015 i covenants previsti dal contratto risultavano rispettati in quanto:

- a) il rapporto Ebitda / oneri finanziari netti era pari a 156,34, calcolato come rapporto tra l'Ebitda consolidato a tale data, pari ad Euro 80.983 migliaia, e gli oneri finanziari netti consolidati, pari ad Euro 518 migliaia;

- b) il rapporto indebitamento finanziario netto / Ebitda era pari a 1,41, calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto consolidato a tale data, pari ad Euro 114.037 migliaia, e l'Ebitda consolidato, pari ad Euro 80.983 migliaia.

Il finanziamento a medio - lungo termine con Unicredit S.p.A. è stato acceso dalla Capogruppo nel corso dell'esercizio 2011 per finanziare importanti operazioni di aggregazione aziendale. L'importo originario del finanziamento era pari ad Euro 40.000 migliaia, con durata di sette anni e rimborso a mezzo di rate semestrali posticipate a partire dal 31 dicembre 2011 sino al 30 giugno 2018.

Nel corso dell'esercizio 2015 sono state rimborsate due rate con quota capitale pari ad Euro 2.857 migliaia ciascuna che hanno portato ad una riduzione del finanziamento stesso per Euro 5.714 migliaia e ad un debito residuo al termine dell'esercizio pari ad Euro 14.286 migliaia.

Il tasso di interesse che regola il finanziamento è di tipo variabile, ed è formato da un parametro di indicizzazione individuato nell'Euribor a tre mesi ed un margine fisso da sommare al parametro detto "spread". La misura del margine fisso è soggetta a variazione in base al valore assunto, al termine di ogni esercizio, dal rapporto fra la posizione finanziaria netta consolidata ed il margine operativo lordo consolidato, come riportato nella tabella seguente:

Valore del rapporto PFN/M.O.L.	Valore dello spread
Indice > 2,5	125 punti base
2 < Indice < 2,5	90 punti base
Indice < 2	75 punti base

Oltre alle condizioni previste per la quantificazioni del tasso di interesse da applicare al capitale finanziato, il mantenimento in essere del contratto di finanziamento è soggetto al rispetto delle seguenti condizioni finanziarie ed operative:

- il valore dell'indice sopra descritto non può superare un valore pari a 3,5 (covenant modificato con atto notarile del 22 dicembre 2014, precedentemente tale limite era pari a 2,75);
- il valore di R.A.B. (Regulatory Asset Base ovvero il Valore della Rete del Gas) non può essere inferiore ad Euro 270.000 migliaia;
- la partecipazione di ASCOHOLDING S.p.A. detenuta in ASCOPIAVE S.p.A. non potrà scendere al di sotto del 51%.

A garanzia dell'adempimento delle obbligazioni collegate con il finanziamento, la Società ha ceduto ad Unicredit una quota del credito futuro derivante dal rimborso del valore residuo dei beni relativi alle Concessioni Distribuzione Gas.

In seguito ad un accordo raggiunto con Unicredit S.p.A. il 20 novembre 2015, la verifica annuale del rispetto dei parametri finanziari (*financial covenant*) ed operativi riportati ai punti a) e b) a partire dall'esercizio 2015 viene effettuata non più sui dati consolidati di Gruppo redatti in conformità agli IFRS, ma sui dati consolidati pro-forma derivanti dalla somma dei dati del bilancio consolidato e del pro-quota delle società a controllo congiunto.

Alla data del 31 dicembre 2015, avendo rispettato l'indice di cui alla lettera a), pari a 1,48, calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto pro-forma a tale data, pari ad Euro 114.037 migliaia, e l'Ebitda pro-forma, pari ad Euro 76.980 migliaia e quello di cui alla lettera b), risultato pari ad Euro 394.049 migliaia, lo spread applicato a partire dal 1° gennaio 2016 sarà pari a 75 punti base.

I finanziamenti a medio – lungo termine iscritti al 31 dicembre 2014 nei confronti di Cassa Depositi e Prestiti S.p.A., pari ad Euro 342 migliaia, sottoscritti a fronte di investimenti in opere di ampliamento della rete di distribuzione del gas naturale, sono stati integralmente riclassificati tra le passività finanziarie correnti in quanto nel corso dell'esercizio 2016

giungerà a scadenza naturale il piano di ammortamento.

La tabella seguente mostra le scadenze per esercizio dei finanziamenti a medio-lungo termine:

Migliaia di Euro	31/12/2015
Esercizio 2016	9.628
Esercizio 2017	9.287
Esercizio 2018	7.681
Esercizio 2019	4.826
Oltre 31 dicembre 2019	22.034
Totale finanziamenti a medio-lungo termine	53.456

18. Altre passività non correnti

La tabella seguente mostra la composizione della voce al termine di ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Depositi cauzionali	306	279
Risconti passivi pluriennali	5.228	3.395
Altre passività non correnti	5.534	3.674

Le altre passività non correnti passano da Euro 3.674 migliaia dell'esercizio precedente, ad Euro 5.534 migliaia dell'esercizio di riferimento, registrando un incremento pari ad Euro 1.860 migliaia. La variazione è principalmente spiegata dall'incremento dei risconti passivi pluriennali rilevati al fine di sospendere i contributi pubblici e privati ricevuti per la realizzazione delle derivazioni d'utenza. Gli stessi sono riscontati e rilasciati a conto economico in correlazione con la vita utile dell'infrastruttura realizzata (45 anni) ed il valore iscritto tra le altre passività non correnti corrisponde al valore economico degli stessi che sarà rilasciato a decorrere dall'esercizio 2017.

19. Passività finanziarie non correnti

La tabella seguente mostra la composizione della voce al termine di ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Debiti verso società di leasing oltre 12 mesi	422	489
Altre passività finanziarie non correnti		2.838
Passività finanziarie non correnti	422	3.327

Le passività finanziarie non correnti rilevano un decremento pari ad Euro 2.905 migliaia rispetto all'esercizio precedente. La diminuzione è spiegata dalla riclassifica a passività finanziarie correnti del deposito ricevuto da Veritas S.p.A. a garanzia dei crediti commerciali di Veritas Energia S.p.A. a seguito dell'acquisizione delle quote sociali residue della stessa. Il decremento dei debiti iscritti nei confronti di società di leasing è spiegato dalla riclassifica tra le altre passività finanziarie correnti delle rate oggetto di rimborso nell'esercizio 2016.

La tabella che segue evidenzia le scadenze delle rate della locazione finanziaria:

(migliaia di Euro)	31.12.2015
Esercizio 2017	70
Esercizio 2018	74
Esercizio 2019	78
Esercizio 2020	82
Esercizio 2021	86
Esercizio 2022	32
Totale locazioni finanziarie	422

20. Debiti per imposte differite

La tabella che segue evidenzia il saldo della voce la termine degli esercizi considerati

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
'Debiti per imposte differite	12.232	14.686
Debiti per imposte differite	12.232	14.686

Le imposte differite passano da Euro 14.686 migliaia, ad Euro 12.232 migliaia, registrando un decremento di Euro 2.454 migliaia.

La Società ha proceduto ad una piena contabilizzazione delle imposte differite relative a differenze temporanee tra valori fiscalmente rilevanti e valori di bilancio. Nella determinazione delle imposte differite si è fatto riferimento all'aliquota IRES (imposte sul reddito delle società) e, ove applicabile, all'aliquota IRAP vigenti al momento in cui si stima si riverseranno le differenze temporanee. In particolare sono state applicate l'aliquota IRES del 27,5% ed IRAP del 4,2% come previsto dalla legge di conversione 111 del 15 luglio 2011 all'articolo 23 comma 5 del decreto legge 98 del 6 luglio 2011.

Si segnala altresì che a seguito dell'approvazione della Legge di Stabilità 2016 (legge n. 208 del 28 dicembre 2015), che ha previsto il decremento dell'aliquota IRES dal 27,5% al 24% a partire dall'1 gennaio 2017, la Società ha provveduto ad adeguare i debiti per imposte differite determinando un effetto positivo pari ad Euro 1.747 migliaia.

Il valore complessivo delle differenze temporanee ed i relativi importi su cui sono state rilevate passività per imposte differite sono indicati di seguito:

Descrizione	31 dicembre 2015			31 dicembre 2014		
	Differenze temporanee	Aliquota fiscale	Effetto totale	Differenze temporanee	Aliquota fiscale	Effetto totale
Ammortamenti eccedenti IRES oltre 2013	30.037	24,0%	7.209	32.858	27,5%	9.036
Trattamento di fine rapporto	31	24,0%	7	31	27,5%	9
Deducibilità avviamento a fini fiscali entro 2013	9.872	28,2%	2.802	9.872	31,7%	3.129
Ammortamenti eccedenti	7.848	28,2%	2.213	7.848	31,7%	2.488
Plusvalenza su cessione fabbricato e rete oltre 2013	0	24,0%	0	87	27,5%	24
Totale Imposte differite			12.232			14.686

Passività correnti

21. Debiti verso banche e quota corrente dei finanziamenti a medio-lungo termine

La tabella che segue mostra la composizione della voce debiti verso banche e finanziamenti al termine di ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Debiti verso banche	87.995	174.920
Quota corrente dei finanziam.medio-lungo termine	9.628	9.745
Debiti verso banche e finanziamenti	97.622	184.665

Al termine dell'esercizio 2015 il debito bancario a breve è composto da saldi passivi di conto corrente aperti presso gli istituti di credito per Euro 87.995 migliaia e dalla quota a breve dei mutui per Euro 9.628 migliaia. Il decremento complessivo, pari ad Euro 87.043 migliaia, è principalmente spiegato dai minori utilizzi degli affidamenti disponibili e collegato alle operazioni di arbitraggio sui tassi di interesse intraprese in prossimità della chiusura del bilancio di esercizio come già commentato nel paragrafo relativo alle disponibilità liquide al quale si rinvia.

La tabella che segue mostra la ripartizione delle linee di credito di Ascopiave S.p.A. utilizzate e disponibili e i relativi tassi applicati alla data del 31 dicembre 2015:

Istituto di credito	Tipologia di Linea di credito	Affidamento al 31/12/2015	Tasso al 31/12/2015	Utilizzo al 31/12/2015
Banca Europea per gli Investimenti	Mutuo	10.000	0,99%	10.000
Banca Europea per gli Investimenti	Mutuo	28.000	1,23%	28.000
Banca Intesa	Affidamento bancario per scoperto di conto corrente	40.000	n.d.	-
Banca Intesa	Oper. Contratti derivati su commodities	7.000	n.d.	-
Banca Nazionale del Lavoro	Affidamento bancario per credito in conto	50.000	0,63%	5.000
Banca Nazionale del Lavoro	Coperture su Commodity	5.000	n.d.	-
Banca Popolare dell'Emilia Romagna	Affidamento bancario	10.000	0,55%	998
Banca Popolare di Vicenza	Finanziamenti vari B/T	52.000	n.d.	-
Banca Prealpi	Affidamento bancario	5.000	n.d.	-
Banca Prealpi	Mutuo chirografario	828	1,83%	828
Banca Sella	Affidamento bancario	5.000	n.d.	-
Banco di Desio e della Brianza	Affidamento bancario per scoperto di conto corrente	5.000	0,40%	2.500
Banco Popolare	Fido per finanziamento/fidejussioni italia ed estero	20.000	n.d.	-
Banco Popolare	Fido per fidejussioni	10.000	0,40%	3.455
Cassa Depositi e Prestiti	Mutuo	127	7,50%	127
Cassa Depositi e Prestiti	Mutuo	215	7,50%	215
Cassa di Risparmio del Veneto	Affidamento bancario per scoperto di conto corrente	13.000	0,50%	12.983
Creдем	Affidamento bancario per scoperto di conto corrente	25.000	0,24%	25.000
Friuladria Crédit Agricole	Aperture credito-fj-finanziamenti a breve	13.000	0,45%	5.500
Monte dei Paschi di Siena	Affidamento bancario per scoperto di conto corrente	7.100	0,30%	3.000
Monte dei Paschi di Siena	Fido per fidejussioni	6.800	0,30%	6.790
UBI - Banco di Brescia	Affidamento bancario per scoperto di conto corrente	30.000	0,30%	10.000
Unicredit	Fido promiscuo classe 1	48.700	0,20%	23.000
Unicredit	Mutuo	14.286	0,80%	14.286
Unicredit	Fido per fidejussioni	12.400	0,30%	11.838
Unicredit	Emissioni carte di credito	515	n.d.	-
Totale		418.971		163.520

Nota: il totale degli utilizzi non corrisponde al totale debiti v/banche in quanto l'utilizzo della linea per rilascio fidejussioni non determina l'accensione di debiti bancari

22. Debiti commerciali

La tabella che segue mostra la composizione dei debiti commerciali al termine di ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Debiti vs/ fornitori	2.949	6.495
Debiti vs/ fornitori per fatture da ricevere	12.567	12.913
Debiti commerciali	15.516	19.407

I debiti commerciali passano da Euro 19.407 migliaia dell'esercizio precedente ad Euro 15.516 migliaia dell'esercizio di riferimento, rilevando un decremento pari ad Euro 3.891 migliaia. La diminuzione è principalmente spiegata dai minori saldi debitori iscritti nei confronti di fornitori per fatture ricevute pari ad Euro 3.546 migliaia.

La voce in esame accoglie i debiti verso fornitori per lavori di costruzione delle infrastrutture necessarie alla distribuzione del gas naturale nonché dai debiti iscritti in ragione delle fatture da ricevere stanziare per l'acquisto dei titoli di efficienza energetica a fronte del raggiungimento dell'obiettivo 2015.

Si segnala che i debiti commerciali sono pagabili entro l'esercizio successivo.

23. Altre passività correnti

La tabella che segue mostra la composizione della voce "Altre passività correnti" al termine di ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Anticipi da clienti	1.512	949
Debiti per consolidato fiscale	1.051	1.007
Debiti verso enti previdenziali	694	721
Debiti verso il personale	2.707	2.241
Debiti per IVA	1.054	87
Debiti vs Erario per ritenute alla fonte	572	539
Risconti passivi annuali	1.012	639
Ratei passivi annuali	652	737
Altri debiti	22.028	11.570
Altre passività correnti	31.282	18.490

Al termine dell'esercizio considerato le altre passività correnti ammontano ad Euro 31.282 migliaia rilevando un incremento pari ad Euro 12.792 migliaia rispetto all'esercizio 2014. L'incremento è principalmente spiegato dalla variazione della voce altri debiti e del debito IVA.

Gli "Anticipi da clienti" rappresentano gli importi versati dagli utenti a titolo di contributo per le opere di lottizzazione in corso di esecuzione alla data di chiusura dell'esercizio. La voce passa da Euro 949 migliaia dell'esercizio precedente, ad Euro 1.512 migliaia dell'esercizio 2015, con un incremento pari ad Euro 563 migliaia.

I "Debiti verso istituti previdenziali" si riferiscono ai debiti per oneri contributivi di competenza dei mesi di novembre e dicembre versati nei primi mesi dell'esercizio 2016, mentre i "Debiti verso il personale" includono i debiti per ferie non godute, mensilità e premi maturati al 31 dicembre 2015 e non ancora liquidate alla stessa data.

Il debito IVA registra un aumento pari ad Euro 967 migliaia in ragione debitorio maturato nel mese di dicembre al netto degli acconti versati.

I ratei passivi sono principalmente riferiti ai canoni demaniali e concessionali, maturati nell'esercizio 2015 ma non ancora corrisposti ai rispettivi Enti Locali, mentre i risconti passivi sono principalmente correlati alla sospensione dei contributi pubblici e privati dei contributi ricevuti per la realizzazione di derivazioni d'utenza la cui iscrizione a conto economico avverrà nell'esercizio 2016.

Al termine dell'esercizio gli altri debiti risultano pari ad Euro 22.028 migliaia, rilevando un incremento rispetto all'esercizio precedente pari ad Euro 10.458 migliaia. L'incremento è principalmente spiegato dall'aumento dei debiti iscritti nei confronti della Cassa Conguaglio Settore Elettrico (pari a 10.738 migliaia di Euro) relativamente alle componenti tariffarie addebitate alle società di vendita operanti nel territorio in cui insiste la rete di distribuzione del gas naturale della Società e che bimestralmente sono versate alla Cassa stessa come sancito dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas con delibera ARG/gas 159/08.

25. Passività finanziarie correnti

La tabella che segue mostra la composizione della voce "Passività finanziarie correnti" al termine degli esercizi considerati:

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Debiti finanziari entro 12 mesi	12.629	(0)
Debiti verso società di leasing entro 12 mesi	67	64
Passività finanziarie correnti	12.696	64

Le passività finanziarie correnti ammontano ad Euro 12.696 migliaia, in aumento di Euro 12.632 migliaia rispetto

all'esercizio precedente principalmente in ragione dei saldi iscritti nei conti correnti intercompany in essere con le società controllate mediante i quali la società gestisce la tesoreria di Gruppo.

Le stesse sono rappresentate dai debiti finanziari iscritti nei confronti di Pasubio Servizi S.r.l. per Euro 4.981 migliaia, di Etra Energia S.r.l. per Euro 268 migliaia, Blue Meta S.p.A. per Euro 3.713 migliaia, Amgas Blu S.r.l. per Euro 580 migliaia nonché del debito iscritto nei confronti di Asm Set S.r.l. per Euro 249 migliaia.

Si segnala che nella voce debiti finanziari entro 12 mesi risultano iscritti debiti per Euro 2.838 migliaia correlati al deposito ricevuto da Veritas S.p.A. descritto nel paragrafo altre passività finanziarie non correnti di questa relazione finanziaria annuale.

Posizione finanziaria netta

La tabella che segue mostra la composizione della posizione finanziaria netta così come richiesto dalla comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006:

	31.12.2015	31.12.2014
(migliaia di Euro)		
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	9.390	71.838
Attività finanziarie correnti	20.973	45.153
Passività finanziarie correnti	(12.629)	0
Debiti verso banche e finanziamenti	(97.622)	(184.665)
Debiti verso società di leasing entro 12 mesi	(67)	(64)
Posizione finanziaria netta a breve	(79.955)	(67.737)
Attività finanziarie non correnti		3.124
Finanziamenti a medio e lungo termine	(43.829)	(53.456)
Passività finanziarie non correnti	(422)	(3.327)
Posizione finanziaria netta a medio-lungo	(44.250)	(53.659)
Posizione finanziaria netta	(124.205)	(121.396)

La posizione finanziaria netta di Ascopiave S.p.A. rileva un incremento pari ad Euro 2.809 migliaia rispetto all'esercizio precedente, attestandosi ad Euro 124.205 migliaia.

Si evidenzia che nei finanziamenti bancari a breve termine non sono previsti *covenants o negative pledges*, mentre i finanziamenti erogati da UniCredit banca S.p.A. e dalla Banca Europea per gli Investimenti sono sottoposti a *covenants* – da verificarsi sulla base delle risultanze del bilancio consolidato - descritti nel paragrafo “Finanziamenti a medio-lungo termine” di questa relazione finanziaria annuale.

NOTE ESPLICATIVE DI COMMENTO ALLE PRINCIPALI VOCI DEL CONTO ECONOMICO**Ricavi****26. Ricavi**

La seguente tabella evidenzia i ricavi negli esercizi considerati:

(migliaia di Euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Ricavi da trasporto del gas	53.784	54.425
Ricavi per servizi di allacciamento	94	47
Ricavi da servizi di fornitura calore	13	18
Ricavi da servizi di distribuzione	2.515	2.647
Ricavi da servizi di bollettazione e tributi	0	426
Ricavi da servizi generali a società del gruppo	8.769	7.594
Ricavi per contributi AEEG	8.871	12.555
Altri ricavi	1.719	2.692
Ricavi	75.766	80.404

Al termine dell'esercizio i ricavi conseguiti ammontano ad Euro 75.766 migliaia, in diminuzione di Euro 4.639 migliaia rispetto all'esercizio precedente. Il decremento è principalmente spiegato dai minori ricavi iscritti per contributi AEEGSI (-3.684 migliaia di Euro), degli altri ricavi (-973 migliaia di Euro) e dei ricavi conseguiti dal servizio di bollettazione e tributi (-426 migliaia di Euro). La diminuzione dei ricavi descritti è stata parzialmente compensata dai maggiori ricavi iscritti per i servizi generali resi a società del gruppo (+1.175 migliaia di Euro).

Il servizio di trasporto del gas naturale su rete di distribuzione ha generato ricavi pari ad Euro 53.784 migliaia in diminuzione rispetto ai 54.425 migliaia dell'esercizio precedente principalmente in ragione del minor vincolo totale dei ricavi (c.d. VRT) riconosciuto dall'AEEGSI alle società di distribuzione che operano nel settore. Nel corso dell'esercizio l'attività di distribuzione del gas naturale ha interessato il trasporto di 682,1 milioni di metri cubi, rispetto ai 613,9 milioni dell'esercizio precedente, registrando un incremento pari a 68,2 milioni principalmente ascrivibile alle particolari condizioni climatiche che hanno caratterizzato l'esercizio precedente che ha visto periodi invernali, ed estivi, particolarmente miti. Si segnala che la voce ricavi da trasporto del gas comprende una quota perequativa pari ad Euro 6.872 migliaia, in diminuzione rispetto all'esercizio precedente di Euro 4.495 migliaia in ragione del minor differenziale riscontrato al termine dell'esercizio tra ricavi addebitati alle società di vendita per il servizio di vettoriamento del gas naturale (contratti in ragione dei minori consumi) ed il VRT riconosciuto.

Al termine dell'esercizio i ricavi conseguiti in ragione di servizi di allacciamento risultano pari a 94 migliaia di Euro.

I ricavi conseguiti in ragione di servizi svolti da distributori rilevano un decremento pari ad Euro 132 migliaia rispetto all'esercizio precedente, passando da Euro 2.647 migliaia del 2014 ad Euro 2.515 migliaia dell'esercizio di riferimento. La voce accoglie le poste economiche derivanti dalle attività svolte sui misuratori installati presso gli utenti finali per conto delle società di vendita.

Al termine dell'esercizio i ricavi conseguiti da servizi generali resi a società del gruppo rilevano un incremento pari ad Euro 1.175 migliaia, passando da Euro 7.594 migliaia dell'esercizio precedente, ad Euro 8.769 migliaia dell'esercizio di riferimento in ragione dell'aumento delle tipologie di servizi erogati alle società controllate.

I ricavi iscritti in ragione di contributi erogati dall'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas, e il sistema idrico si attestano ad Euro 8.871 migliaia, e rilevano un decremento pari ad Euro 3.684 migliaia. I contributi sono riconosciuti per il conseguimento degli obiettivi fissati dall'Autorità stessa in materia di risparmio energetico e pubblicati mediante

delibera la quale definisce gli obblighi specifici di risparmio di energia primaria a carico dei distributori obbligati.

La voce altri ricavi passa da Euro 2.692 migliaia dell'esercizio 2014 a 1.719 migliaia dell'esercizio di riferimento registrando decrementi per Euro 973 migliaia principalmente spiegati dalle minori sopravvenienze attive registrate nel corso dell'esercizio (-549 migliaia).

Costi operativi

27. Costi per acquisto materie prime

La seguente tabella riporta i costi relativi all'acquisto di materie prime negli esercizi considerati:

(migliaia di Euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Acquisti di altri materiali	1.519	1.299
Costi acquisto altre materie prime	1.519	1.299

I costi per l'acquisto di altre materie prime passano da Euro 1.299 migliaia dell'esercizio 2014 ad Euro 1.519 migliaia dell'esercizio 2015 registrando un incremento pari ad Euro 220 migliaia. La voce accoglie principalmente i costi sostenuti per l'acquisto di materiale utilizzato nella realizzazione delle infrastrutture dedicate alla distribuzione del gas naturale nonché i costi sostenuti per l'acquisto di gas naturale ed energia elettrica necessari al funzionamento degli impianti di cogenerazione.

Si segnala che l'incremento dei costi sostenuti è principalmente spiegato dalla movimentazione del materiale di magazzino effettuate tra società del gruppo, la stessa determina l'iscrizione tra i costi del materiale ceduto a fronte di una diretta iscrizione dei ricavi correlati alla cessione stessa.

28. Costi per servizi

La seguente tabella riporta il dettaglio dei costi per servizi negli esercizi considerati:

(migliaia di Euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Costi di lettura contatori	498	774
Spese postali e telegrafiche	1.354	1.341
Manutenzioni e riparazioni	2.152	2.016
Servizi di consulenza	2.677	3.304
Servizi commerciali e pubblicità	106	143
Utenze varie	1.236	1.714
Compensi ad amministratori e sindaci	573	578
Assicurazioni	679	608
Spese per il personale	612	600
Altre spese di gestione	875	939
Costi per godimento beni di terzi	8.942	10.038
Costi per servizi	19.705	22.054

Al termine dell'esercizio i costi per servizi ammontano ad Euro 19.705 migliaia, rilevando un decremento rispetto all'esercizio precedente pari ad Euro 2.349 migliaia. Il decremento è principalmente spiegato dalla diminuzione dei costi sostenuti per il servizio di lettura dei contatori, delle consulenze ricevute, nonché dalla diminuzione dei costi sostenuti per godimento di beni di terzi.

I costi sostenuti per il servizio di lettura dei contatori registrano una diminuzione pari ad Euro 276 migliaia passando da Euro 774 migliaia dell'esercizio 2014, ad Euro 498 migliaia dell'esercizio di riferimento, il cui decremento è principalmente spiegato dal miglioramento del prezzo corrisposto per la fornitura del servizio.

La diminuzione dei servizi di consulenza, pari ad Euro 627 migliaia, è principalmente spiegata dai minori costi sostenuti nel corso dell'esercizio per consulenze informatiche (-388 migliaia di Euro) nonché dalle minori consulenze amministrative e legali (-215 migliaia di Euro).

Le spese per il personale includono costi per la gestione delle vetture assegnate ai dipendenti, costi per il servizio mensa e costi per addestramento e formazione e rilevano un incremento di Euro 12 migliaia rispetto all'esercizio precedente.

La voce costi per godimenti beni di terzi accoglie principalmente i canoni concessori riconosciuti agli Enti locali in ragione della compensazione economica, proposta da Ascopiave S.p.A. per la prosecuzione della gestione del servizio nelle more dell'espletazione della procedura di riaffidamento, che prevedeva una corresponsione annuale, a partire dall'anno 2011, di una somma quantificata secondo la formula prevista nell'Atto Integrativo alla Convenzione sottoposto all'esame degli Enti e da stipulare in forma di Atto Pubblico Amministrativo. Al termine dell'esercizio la voce registra una diminuzione pari ad Euro 1.096 migliaia che risulta principalmente spiegata dai minori costi sostenuti per canoni concessori e concessionali per Euro 276 migliaia nonché dai minori costi sostenuti per licenze software per Euro 687 migliaia.

29. Costo del personale

La seguente tabella riporta il dettaglio dei costi del personale negli esercizi considerati:

(migliaia di Euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Salari e stipendi	11.003	11.691
Oneri sociali	3.479	3.606
Trattamento di fine rapporto	746	797
Altri costi	22	23
Totale costo del personale	15.251	16.117
Costo del personale capitalizzato	(3.981)	(3.406)
Costi del personale	11.270	12.711

Il costo del personale è iscritto al netto dei costi capitalizzati a fronte di incrementi di immobilizzazioni immateriali per lavori eseguiti parzialmente in economia direttamente imputati alla realizzazione di nuove infrastrutture atte alla distribuzione del gas naturale.

I costi del personale passano da Euro 16.117 migliaia dell'esercizio precedente, ad Euro 15.251 migliaia dell'esercizio 2015 registrando un decremento pari ad Euro 866 migliaia. La diminuzione è principalmente spiegata dalla contabilizzazione del valore delle phantom stock options assegnate ai dirigenti all'epoca della quotazione della società capogruppo, non ancora esercitate, nonché del debito correlato al piano di incentivazione a lungo termine sottoscritto con i dipendenti che, al termine dell'esercizio precedente, hanno determinato l'iscrizione di maggiori costi per complessivi Euro 663 migliaia. Il decremento è stato parzialmente compensato dagli aumenti salariali corrisposti nel corso periodo di riferimento dovuti a riconoscimenti individuali e trascinali contrattuali.

Il costo del personale capitalizzato ha registrato un incremento pari ad Euro 575 migliaia passando da Euro 3.406 migliaia dell'esercizio precedente, ad Euro 3.981 migliaia del 2015 diminuendo il costo complessivo del personale di pari importo.

La tabella sotto riportata evidenzia il numero di dipendenti per categoria al termine dell'esercizio 2014 ed al termine dell'esercizio 2015:

Descrizione	Esercizio 2015	Esercizio 2014	Variazione
Dirigenti	13	14	(1)
Impiegati	167	169	(2)
Operai	79	80	(1)
Totale personale dipendente	259	263	(4)

Si segnala che alcuni dipendenti della società sono titolari di piani di incentivazione pluriennali che nell'esercizio di riferimento non ha maturato oneri.

30. Altri costi operativi

La seguente tabella riporta il dettaglio degli altri costi operativi negli esercizi considerati:

(migliaia di Euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Accantonamento rischi su crediti	0	832
Altri accantonamenti	300	250
Contributi associativi e AEEG	364	407
Minusvalenze	429	525
Sopravvenienze caratteristiche	1.039	224
Altre imposte	627	652
Altri costi	528	451
Costi per appalti	441	793
Titoli di efficienza energetica	8.766	10.034
Altri costi di gestione	12.494	14.169

Gli altri costi operativi registrano decrementi per Euro 1.675 migliaia rispetto all'esercizio precedente principalmente in ragione dei minori costi iscritti per l'acquisto di titoli di efficienza energetica (-1.268 migliaia di Euro) e dall'assenza di accantonamenti per rischi su crediti (+832 migliaia di Euro).

La diminuzione registrata dai costi di acquisto di titoli di efficienza energetica e l'aumento delle sopravvenienze passive caratteristiche sono effetti tra loro correlati, infatti nel corso dell'esercizio la Società ha svolto una ricognizione relativa ai periodi regolamentati giugno 2012-maggio 2013, giugno 2013-maggio 2014, giugno 2014-maggio 2015. La ricognizione effettuata ha permesso di individuare un criterio di valorizzazione della movimentazione dello stock di titoli oggetto di acquisto e consegna al GSE che richiede l'imputazione all'esercizio 2014 di maggiori costi per Euro 880 migliaia a diminuzione del risultato di tale attività quantificato originariamente in Euro 2.520 migliaia. Essendo la ricognizione effettuata nell'esercizio 2015 si è ritenuto di attribuire tale effetto al raggruppamento altri costi di gestione. I risultati dei due esercizi solari rappresentati sono comunque positivi per Euro 1.745 migliaia.

In merito al raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico, si segnala che la società si è avvalsa della possibilità di acquisire i titoli mancanti nel corso dei primi cinque mesi dell'esercizio 2016.

Gli altri accantonamenti, pari ad Euro 300 migliaia, sono stati effettuati in ragione di liti in essere con dipendenti che hanno cessato il rapporto di lavoro con la Società.

31. Altri proventi operativi

La seguente tabella riporta il dettaglio degli altri proventi operativi negli esercizi considerati:

(migliaia di Euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Altri proventi	458	27
Altri proventi	458	27

Al termine dell'esercizio la voce risulta pari ad Euro 458 migliaia, rilevando incrementi per Euro 431 migliaia rispetto all'esercizio precedente. Nel corso del terzo trimestre dell'esercizio la Società ha infatti incassato un risarcimento assicurativo pari ad Euro 305 migliaia correlato a danneggiamenti subiti su una cabina di riduzione e misura sita nella provincia di Vicenza.

32. Ammortamenti e svalutazioni

La seguente tabella riporta il dettaglio degli ammortamenti negli esercizi considerati:

(migliaia di Euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Immobilizzazioni immateriali	13.291	13.178
Immobilizzazioni materiali	2.175	2.232
Ammortamenti e svalutazioni	15.466	15.411

Gli ammortamenti rilevati al termine dell'esercizio ammontano ad Euro 15.466 migliaia, in aumento rispetto all'esercizio precedente di Euro 55 migliaia.

33. Proventi ed oneri finanziari netti

La seguente tabella riporta il dettaglio dei proventi e degli oneri finanziari negli esercizi considerati:

(migliaia di Euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Interessi attivi bancari e postali	291	643
Altri interessi attivi	507	707
Distribuzione dividendi da società partecipate	23.842	35.019
Proventi finanziari	24.640	36.368
Interessi passivi bancari	516	1.299
Interessi passivi su mutui	621	891
Altri oneri finanziari	156	163
Oneri finanziari	1.293	2.353
Totale oneri/(proventi) finanziari netti	23.347	34.016

La voce proventi ed oneri finanziari evidenzia un saldo positivo pari ad Euro 23.347 migliaia, in diminuzione rispetto all'esercizio precedente di Euro 10.668 migliaia principalmente in ragione dei minori dividendi distribuiti dalle società partecipate (-11.177 migliaia di Euro). Il saldo dalle altre poste finanziarie evidenzia una diminuzione pari ad Euro 449 migliaia, per effetto della riduzione dei tassi di interesse applicati dagli istituti di credito alle linee di credito, e del miglioramento della situazione finanziaria che ha consentito un minor utilizzo delle linee stesse.

34. Imposte dell'esercizio

La tabella che segue mostra la composizione delle imposte sul reddito negli esercizi considerati, distinguendo la componente corrente da quella differita ed anticipata:

(migliaia di Euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Imposte correnti IRES	6.192	6.109
Imposte correnti IRAP	1.060	1.291
Imposte (anticipate)/differite	(1.682)	(2.225)
Imposte dell'esercizio	5.570	5.175

Le imposte dell'esercizio passano da Euro 5.175 migliaia dell'esercizio precedente, ad Euro 5.570 migliaia dell'esercizio di riferimento, registrando un incremento pari ad Euro 395 migliaia. In particolare l'effetto è principalmente spiegato dall'andamento della fiscalità differita che al termine dell'esercizio precedente ha beneficiato dell'adeguamento delle imposte anticipate e differite a seguito della recente dichiarazione di illegittimità costituzionale dell'addizionale Ires denominata "Robin Hood Tax", sancita con sentenza n. 10 dell'esercizio 2015 dalla Corte Costituzionale, ha visto l'adeguamento delle aliquote ad esse applicate. Si segnala inoltre che a seguito dell'approvazione della Legge di Stabilità 2016 (legge n. 208 del 28 dicembre 2015), che ha previsto il decremento dell'aliquota IRES dal 27,5% al 24% a partire dall'1 gennaio 2017, la Società ha provveduto ad adeguare i crediti per imposte anticipate e differite determinando un effetto positivo netto pari ad Euro 648 migliaia.

La tabella che segue evidenzia l'incidenza delle imposte sul reddito:

(migliaia di Euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Utile ante imposte	39.117	48.803
Imposte dell'esercizio	5.570	5.175
Incidenza sul risultato ante imposte	14,2%	10,6%

Il tax-rate effettivo passa dal 10,6% dell'esercizio 2014 al 14,2% dell'esercizio di riferimento, rilevando un incremento pari al 3,6%.

(migliaia di Euro)	31/12/2015		31/12/2014	
Aliquota ordinaria applicabile	27,5%		34,0%	
Risultato prima delle imposte	39.117		48.803	
Onere fiscale teorico	10.757	27,5%	16.593	34,0%
Tassazione dividendi	(6.229)	(17,4%)	(11.707)	(24,0%)
Costi/(proventi) non imponibili (automezzi, telefoni)	1.674	4,3%	945	1,9%
Imposta anticipate/differite	(1.682)	(4,3%)	(1.986)	(4,1%)
Onere fiscale effettivo IRES	4.520	11,6%	3.845	7,9%
IRAP (corrente e differita)	1.050	2,7%	1.330	2,7%
Totale onere fiscale effettivo	5.570	14,2%	5.175	10,6%
Aliquota effettiva	14,2%		10,6%	

ALTRE NOTE DI COMMENTO

Componenti non ricorrenti

Ai sensi della comunicazione CONSOB n.15519/2005 si segnala che non ci sono componenti economiche non ricorrenti rilevate nel bilancio chiuso al 31 dicembre 2015.

Informativa su parti correlate

Si segnala che la Società è controllata da Asco Holding S.p.A. che detiene il 61,562% delle azioni.

Tutte le operazioni con le società del gruppo fanno parte dell'ordinaria gestione dell'impresa e sono regolate a condizioni di mercato. Non vi sono altre operazioni effettuate nell'esercizio 2015 con società e entità riconducibili a Soci o amministratori della società o delle società controllanti e controllate.

Società	31.12.2015									
	Crediti commerciali	Altri crediti	Debiti commerciali	Altri debiti	Costi			Ricavi		
					Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro
<i>Società controllanti</i>										
ASCO HOLDING S.P.A.	65						6.183	0	68	
Totale controllanti	65	0	0	0	0	0	6.183	0	68	0
<i>Società controllate</i>										
Ascotrade S.p.a.	15.938	6.742	119	0	79	905	41	0	47.836	115
Blue Meta S.p.A.	756	0	6	3.713	0	14	23	0	927	33
Edigas Esercizio Distribuzione Gas S.p.A.	408	623	47	0	0	54	1	0	467	12
Etraenergia S.r.l.	145	0	0	268	0		1	0	230	15
Pasubio Servizi S.r.l.	421	0	9	4.981	0		32	0	529	8
ASM DG S.R.L.	401	335	110	0	74	129	0	0	463	17
Veritas Energia S.r.l.	660	10.149	104	0	315	69	0	0	798	245
Amgas Blu S.r.l.	424	0	4	580	0		0	0	520	11
Totale società controllate	19.152	17.849	399	9.542	469	1.172	96	0	51.770	456
<i>Società sottoposte a controllo congiunto</i>										
ASM SET S.R.L.	221	0	2	249	0	0	67	0	278	22
Estenergy S.p.A.	36	0		0	0		0	0	0	0
Unigas Distribuzione Gas S.r.l.	47	0	2	0	0	14	0	0	43	0
Totale società a controllo congiunto	305	0	0	249	0	15	67	0	321	22
<i>Società consociate</i>										
ASCO TLC S.P.A.	108	0	52	0	0	522	12	0	122	57
SEVEN CENTER S.R.L.	51	0	65	0	8	237	11	0	45	0
Totale consociate	159	0	13	0	8	759	23	0	168	57
<i>Società collegate</i>										
SINERGIE ITALIANE S.R.L.	49	0		0	0		0	0	71	0
Totale società collegate	49	0	0	0	0	0	0	0	71	0
Totale	19.729	17.849	412	9.791	476	1.946	6.369	0	52.398	534

I rapporti con parti correlate che Ascopiave S.p.A. intrattiene con le altre società del gruppo interessano principalmente le seguenti tipologie:

- ✓ l'acquisto gas di gas naturale ed energia elettrica per il funzionamento degli impianti di distribuzione dalla controllata Ascotrade S.p.A. e degli impianti di cogenerazione dalla controllata Veritas Energia S.p.A.;
- ✓ l'acquisto di prestazioni di call center dalla controllata Ascotrade S.p.A. effettuato al prezzo di mercato parametrizzato al numero chiamate;
- ✓ al riaddebito di alcuni costi assicurativi da parte della controllante Asco Holding S.p.A.;
- ✓ all'acquisto di alcuni servizi amministrativi, call center, gestione del credito;
- ✓ la vendita del servizio di vettoriamento, di prestazioni accessorie, e letture alle diverse società di vendita del gas naturale;

- ✓ la vendita del servizio di stampa e spedizione delle bollette;
- ✓ la vendita di servizi di sportello, di gestione del personale, del servizio informatico, di gestione del servizio immobiliare, di archiviazione ottica, di servizi di staff come la qualità, la privacy e la sicurezza dei lavoratori;
- ✓ la vendita del servizio di contabilità e di gestione degli adempimenti normativi;
- ✓ la vendita del servizio di amministrazione e finanza;
- ✓ la vendita di servizi tecnici sulle gestione dei dati di misura alla società Asm Distribuzione Gas S.r.l., Edigas Esercizio Distribuzione Gas S.p.A.;
- ✓ il riaddebito alle società del Gruppo dei servizi di contabilità e informatici, delle eventuali spese esterne sostenute;
- ✓ l'accordo per la regolamentazione dei rapporti di tesoreria finalizzato a compensare le eccedenze e deficienze di cassa fra le imprese del gruppo.
- ✓ l'accordo di adesione al consolidato di gruppo con la controllante Asco Holding S.p.A..

Schemi di bilancio esposti in base alla delibera Consob 15519/2006

Di seguito gli schemi di bilancio con evidenza degli effetti dei rapporti con le parti correlate esposti in base alla delibera Consob n.15519 del 27 luglio 2006.

Situazione patrimoniale-finanziaria

(migliaia di Euro)	Esercizio							Esercizio						
	2015	A	B	di cui correlate		Totale	%	2014	A	B	di cui correlate		Totale	%
ATTIVITA'														
Attività non correnti														
Avviamento (1)	20.433							20.433						
Altre immobilizzazioni immateriali (2)	267.495							262.788						
Immobilizzazioni materiali (3)	33.891							35.557						
Partecipazioni (4)	183.037			69.537		69.537	38,0%	183.037			69.537		38,0%	
Altre attività non correnti (5)	4.534							4.369						
Attività finanziarie non correnti (6)								3.124						
Crediti per imposte anticipate (7)	8.298							9.070						
Attività non correnti	517.689			83.106		83.106	16,1%	518.379			64.018		12,3%	
Attività correnti														
Rimanenze (8)	1.731							1.987						
Crediti commerciali (9)	28.439	65	159	354		577	2,0%	23.181	10	69	237		1,4%	
Altre attività correnti (10)	35.209							30.432	813				2,7%	
Attività finanziarie correnti (11)	20.973							45.153			7.281		16,1%	
Crediti tributari (12)	376							732						
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti (13)	9.390							71.838						
Attività correnti	96.119	65	159	354		577	0,6%	173.324	823	69	7.518		4,9%	
Attività	613.808	65	159	83.460		83.684	13,6%	691.703	823	69	71.535		10,5%	
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO														
Patrimonio netto Totale														
Capitale sociale	234.412							234.412						
Azioni proprie	(17.521)							(17.660)						
Riserve	176.063							175.707						
Patrimonio netto Totale	392.954							392.459						
Passività non correnti														
Fondi rischi ed oneri (15)	550							250						
Trattamento di fine rapporto (16)	1.172							1.224						
Finanziamenti a medio e lungo termine (17)	43.829							53.456						
Altre passività non correnti (18)	5.534							3.674						
Passività finanziarie non correnti (19)	422							3.327						
Debiti per imposte differite (20)	12.232							14.686						
Passività non correnti	63.737							76.617						
Passività correnti														
Debiti verso banche e finanziamenti (21)	97.622							184.665						
Debiti commerciali (22)	15.516	13		0		13	0,1%	19.407		529	17		2,8%	
Altre passività correnti (24)	31.282							18.490	1.005				5,4%	
Passività finanziarie correnti (25)	12.696			249		249	2,0%	64						
Passività correnti	157.117	13	249	249		262	0,2%	222.626	1.005	529	17		0,7%	
Passività	220.854	13	249	249		262	0,1%	299.244	1.005	529	17		0,5%	
Passività e patrimonio netto	613.808	13	249	249		262	0,0%	691.703	1.005	529	17		0,2%	

Legenda intestazione colonne parti correlate:

A Società controllanti

B Società consociate

C Società collegate e a controllo congiunto

D altri parti correlate

Conto economico complessivo

Conto Economico		Esercizio 2015							Esercizio 2014													
(migliaia di Euro)	Note	A		B		C		D		Totale	%	A		B		C		D		Totale	%	
Ricavi	(26)	75.766	68	224	405					697	0,9%	80.404	26	200	1.146				1.372	1,7%		
Totale costi operativi		44.529		790	77	1.245	2.112	4,7%		50.206			560	15	1.384	1.959	3,9%					
Costi acquisto materia prima gas	(27)																					
Costi acquisto altre materie prime	(28)	1.519		8			8	0,5%		1.299												
Costi per servizi	(29)	19.705		759	15	563	1.337	6,8%		22.054			545	15	543	1.104	5,0%					
Costi del personale	(30)	11.270				682	682	6,1%		12.711					840	840	6,6%					
Altri costi di gestione	(31)	12.494		23	62		85	0,7%		14.169			15			15	0,1%					
Altri proventi	(32)	458								27												
Ammortamenti e svalutazioni	(33)	15.466								15.411												
Risultato operativo		15.770	68	(565)	328	(1.245)	(1.415)	-9,0%		14.787			26	360	1.131	1.384	587	-4,0%				
Proventi finanziari	(34)	24.640		0	10		10	0,0%		36.368			0	188		188	0,5%					
Oneri finanziari	(34)	1.293		0	5		5	0,4%		2.353				5		5	0,2%					
Quota utile/(perdita) società contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	(34)																					
Utile ante imposte		39.117	68	(565)	332	(1.245)	(1.411)	-3,6%		48.803			26	360	1.314	1.384	404	-0,8%				
Imposte del periodo	(35)	5.570	6.183				6.183	111,0%		5.175	4.908					4.908	94,9%					
Risultato netto dell'esercizio		33.547	(6.115)	(565)	332	(1.245)	(7.594)	-22,6%		43.628	4.882	360	1.314	1.384	5.312	-12,2%						
Risultato dell'esercizio di Gruppo		33.547								43.628												
Risultato dell'esercizio di Terzi																						
Altre componenti del Conto Economico Complessivo																						
2. componenti che non saranno riclassificate nel conto economico (Perdita)/Utile attuariale su piani a benefici definiti		(68)								(71)												
Risultato del conto economico complessivo		33.479	(6.115)	(565)	332	(1.245)	(7.594)	-22,7%		43.557	4.882	360	1.314	1.384	5.312	-12,2%						

Legenda intestazione colonne parti correlate:

- A Società controllanti
- B Società consociate
- C Società collegate e a controllo congiunto
- D Altri parti correlate

Indebitamento finanziario netto

Posizione finanziaria netta		31.12.2015							31.12.2014												
(migliaia di Euro)		A		B		C		D		Totale	%	A		B		C		D		Totale	%
A Cassa			10										11								
B Altre disponibilità liquide			9.380										71.827								
C Titoli detenuti per la negoziazione																					
D Liquidità (A) + (B) + (C)			9.390										71.838								
E Crediti finanziari correnti			20.973										45.153	7.281	7.281	16,1%					
F Debiti bancari correnti			(87.995)										(174.920)								
G Parte corrente dell'indebitamento non corrente			(9.628)										(9.745)								
H Altri debiti finanziari correnti			(12.696)			(249)	(249)	2,0%					(64)								
I Indebitamento finanziario corrente (F) + (G) + (H)			(110.318)			(249)	(249)	0,2%					(184.729)								
J Indebitamento finanziario corrente netto (I) - (E) - (D)			(79.955)			(249)	(249)	0,3%					(67.737)	7.281	7.281	-10,7%					
K Debiti bancari non correnti			(43.829)										(53.456)								
L Obbligazioni emesse/Crediti finanziari non correnti													3.124								
M Altri debiti non correnti			(422)										(3.327)								
N Indebitamento finanziario non corrente (K) + (L) + (M)			(44.250)										(53.659)								
O Indebitamento finanziario netto (J) + (N)			(124.205)			(249)	(249)	0,2%					(121.396)	7.281	7.281	-6,0%					

Legenda intestazione colonne parti correlate:

- A Società controllanti
- B Società consociate
- C Società collegate e a controllo congiunto
- D Altri parti correlate

Rendiconto Finanziario

(Migliaia di Euro)

FLUSSO DI CASSA DELL'ATTIVITA' OPERATIVA	31.12.2015						31.12.2014							
	di cui correlate						di cui correlate							
Utile netto dell'esercizio di gruppo	A	B	C	D	Totale	%	A	B	C	D	Totale	%		
33.547							43.628							
Flussi cassa generati/(utilizzati) dall'attività operativa														
Rettif.per raccordare l'utile lordo alle disponibilità liquide														
15.173					0	0%	14.949				0	0%		
Ammortamenti	15.614				0	0%	15.411				0	0%		
Svalutazione dei crediti	0						832							
Variazione del trattamento di fine rapporto	(2)				0	0%	62				0	0%		
Variazione netta altri fondi	306				0	0%	(136)				0	0%		
Minusvalenze/(Plusvalenze su cessione immobilizzazioni)	429				0	0%	666				0	0%		
Interessi passivi pagati	(1.338)				0	0%	(2.291)				0	0%		
Interessi passivi di competenza	1.293				0	0%	2.318				0	0%		
Imposte pagate	(6.699)				0	0%	(7.087)				0	0%		
Imposte di competenza	5.570				0	0%	5.175				0	0%		
Variazioni nelle attività e passività:	715	0	0	0	0	0%	(6.177)	0	0	0	0	0%		
Rimanenze di magazzino	249				0	0%	(22)				0	0%		
Crediti verso clienti	(5.258)	(55)	(90)	(117)	0	(262)	5%	2.296	5	(16)	12	0	1	0%
Altre attività correnti	(4.930)	813	0	0	0	813	-16%	(11.294)	478	0	0	0	478	-4%
Debiti commerciali	(3.919)	0	(516)	(17)	0	(533)	14%	(1.846)	(2)	401	4	0	403	-22%
Altre passività correnti	12.868	(1.005)	0	0	0	(1.005)	-8%	2.495	569	0	0	0	569	23%
Altre attività non correnti	(55)				0	0%	33				0	0%		
Altre passività non correnti	1.759				0	0%	2.161				0	0%		
Totale rettifiche e variazioni	15.888	(247)	(607)	(134)	0	(987)	-6%	8.771	1.050	385	16	0	1.450	17%
Flussi cassa generati/(utilizzati) dall'attività operativa	49.435	(247)	(607)	(134)	0	(987)	-2%	52.400	1.050	385	16	0	1.450	3%
Flussi di cassa generati/(utilizzati) dall'attività di investimento														
Investimenti in immobilizzazioni immateriali	(18.424)				0	0%	(18.011)				0	0%		
Realizzo di immobilizzazioni immateriali	0						3							
Investimenti in immobilizzazioni materiali	(700)				0	0%	(1.447)				0	0%		
Realizzo di immobilizzazioni materiali	0						20							
Cessioni/(Acquisizioni) di partecipazioni e acconti	0	0	0	0	0	0%	(4.000)	0	0	(4.000)	0	(4.000)	100%	
Altri movimenti di patrimonio netto	74				0	0%	(71)				0	0%		
Flussi di cassa generati/(utilizzati) dall'attività di investimento	(23.506)	0	0	0	0	0%	(23.506)	0	0	(4.000)	0	(4.000)	17%	
Flussi di cassa generati/(utilizzati) dall'attività finanziaria														
Variazione netta passività finanziarie non correnti	0						2.838							
Variaz.netta finanziamenti verso banche a breve	(96.737)				0	0%	85.549				0	0%		
Variazione netta attività e passività finanziarie correnti	37.098	0	0	7.281	0	7.281	20%	(21.300)	0	0	4.045	0	4.045	-19%
Acquisto azioni proprie	138						0				0			
Dividendi distribuiti a azionisti	(33.332)						(26.666)				0	0%		
Flussi di cassa generati/(utilizzati) dall'attività finanziaria	(92.833)	0	0	7.281	0	7.281	-8%	40.421	0	0	4.045	0	4.045	10%
Variazione delle disponibilità liquide	(62.449)						0	0%	69.315				0	0%
Disponibilità Correnti dell'esercizio Precedente	71.838						0	0%	2.524				0	0%
Disponibilità Correnti dell'esercizio Corrente	9.390						0	0%	(71.838)				0	0%

Legenda intestazione colonne parti correlate:

A Società controllanti

B Società consociate

C Società collegate e a controllo congiunto

D altri parti correlate

I valori riportati nelle tabelle precedenti sono relativi alle parti correlate di seguito elencate:

Gruppo A - Società controllanti:

- Asco Holding S.p.A.

Gruppo B - Società consociate:

- Asco TLC S.p.A.
- Seven Center S.r.l.

Gruppo C – Società collegate e a controllo congiunto:

- Società a controllo congiunto:
 - o Estenergy S.p.A.
 - o ASM Set S.r.l.
 - o Unigas Distribuzione S.r.l.
- Società collegate
 - o Sinergie Italiane S.r.l. in liquidazione

Gruppo D - altri parti correlate:

- Consiglio di Amministrazione
- Sindaci
- Dirigenti strategici

Rappresentazione delle attività e passività finanziarie per categorie

Il dettaglio delle attività e passività finanziarie per categorie e il relativo *fair value* (IFRS 13) alla data di riferimento del 31 dicembre 2015 e del 31 dicembre 2014 risultano essere le seguenti:

							31.12.2015	
(migliaia di Euro)	A	B	C	D	E	F	Totale	Fair value
Altre attività non correnti				4.534			4.534	4.534
Attività finanziarie non correnti							0	0
Crediti commerciali e altre attività correnti				57.560			57.560	57.560
Attività finanziarie correnti				20.973			20.973	20.973
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti				9.390			9.390	9.390
Finanziamenti a medio e lungo termine						43.829	43.829	43.829
Altre passività non correnti						306	306	306
Passività finanziarie non correnti						422	422	422
Debiti verso banche e finanziamenti						97.622	97.622	97.622
Debiti commerciali e altre passività correnti						44.233	44.233	44.233
Passività finanziarie correnti						12.696	12.696	12.696
							31.12.2014	
(migliaia di Euro)	A	B	C	D	E	F	Totale	Fair value
Altre attività non correnti				4.369			4.369	4.369
Attività finanziarie non correnti				3.124			3.124	3.124
Crediti commerciali e altre attività correnti				48.409			48.409	48.409
Attività finanziarie correnti				45.153			45.153	45.153
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti				71.838			71.838	71.838
Finanziamenti a medio e lungo termine						53.456	53.456	53.456
Altre passività non correnti						279	279	279
Passività finanziarie non correnti						3.327	3.327	3.327
Debiti verso banche e finanziamenti						184.665	184.665	184.665
Debiti commerciali e altre passività correnti						36.309	36.309	36.309
Passività finanziarie correnti						64	64	64

Legenda

- A - Attività e passività al *fair value* rilevato direttamente a conto economico
 B - Attività e passività al *fair value* rilevato direttamente a Patrimonio netto (inclusi derivati di copertura)
 C - Investimenti posseduti fino a scadenza
 D - Attività per finanziamenti concessi e crediti (incluse disponibilità liquide)
 E - Attività disponibili per la vendita
 F - Passività finanziarie rilevate al costo ammortizzato

Utile per azione

Come richiesto dal principio contabile IAS 33, si forniscono le informazioni sui dati utilizzati per il calcolo dell'utile

per azione e diluito.

L'utile per azione è calcolato dividendo l'utile netto del periodo attribuibile agli azionisti della Società per il numero delle azioni, al netto delle azioni proprie.

Si segnala che non esistono dividendi privilegiati, conversione di azioni privilegiate e altri effetti simili che debbano rettificare il risultato economico attribuibile ai possessori di strumenti ordinari di capitale.

L'utile diluito per azione risulta pari a quello per azione in quanto non esistono azioni ordinarie che potrebbero avere effetto diluitivo e non esistono azioni o warrant che potrebbero avere il medesimo effetto.

Di seguito sono esposti il risultato ed il numero delle azioni ordinarie utilizzati ai fini del calcolo dell'utile per azione base, determinati secondo la metodologia prevista dal principio contabile IAS 33:

(migliaia di Euro)	Valore al 31 dicembre 2015	Valore al 31 dicembre 2014
Utile netto attribuibile agli azionisti	33.547	43.628
Numero medio ponderato di azioni ordinarie comprensivo delle azioni proprie, ai fini dell'utile per azione	234.411.575	234.411.575
Numero medio ponderato di azioni proprie	12.148.044	12.195.214
Numero medio ponderato delle azioni ordinarie escluso le azioni proprie, ai fini dell'utile netto per azione	222.263.532	222.216.361
Utile netto per azione (in Euro)	0,15	0,20

Compensi alla Società di Revisione

Ai sensi dell'art. 149-duodecies del Regolamento Emittenti Consob, la tabella sottostante evidenzia i corrispettivi di competenza dell'esercizio 2015 per i servizi di revisione e per quelli diversi dalla revisione resi dalla stessa società di revisione. Non vi sono servizi resi da entità appartenenti alla sua rete.

Tipologia dei servizi	Soggetto che ha erogato il servizio	Destinatario	Compensi
Revisione Contabile	PricewaterhouseCoopers SpA	Ascopiave S.p.A.	80
Servizi di Attestazione	PricewaterhouseCoopers SpA	Ascopiave S.p.A.	8
Revisione contabile altri servizi	PricewaterhouseCoopers SpA	Ascopiave S.p.A.	22
Altri servizi	PricewaterhouseCoopers SpA	Ascopiave S.p.A.	8
Totale			118

Impegni e rischi

Garanzie prestate

La società ha erogato le seguenti garanzie potenziali al 31 dicembre 2015:

(Migliaia di Euro)	Esercizio 2015	Esercizio 2014
Patronage su linee di credito	40.733	47.383
Patronage su contratti di locazione finanziaria	956	956
Fidejussioni su linee di credito	1.653	3.629
Su esecuzione lavori	943	844
Su accordi di incentivazione all'esodo di cui all'art. 4, legge n. 92/2012	119	196
Ad uffici UTF regioni per imposte sul gas	2.715	2.715
Ad uffici UTF e regioni per imposte sull'energia elettrica	104	104
Su concessione distribuzione	2.789	3.405
Su contratti di vettoriamento	3.427	6.817
Su contratto di trasporto di energia elettrica	11.790	0
Su contratti di acquisto energia elettrica	2.000	6.790
Totale	67.228	72.840

* Si segnala che nelle voci "Patronage su linee di credito", "Patronage su contratti di somministrazione gas" risultano iscritti patronage rilasciati da Ascopiave S.p.A. nei confronti di Sinergie Italiane S.r.l. per complessivi Euro 34.333 migliaia (2014 Euro 34.333 migliaia).

Politiche di copertura dei rischi

Gestione del rischio finanziario: obiettivi e criteri

Le principali passività finanziarie di Ascopiave S.p.A. comprendono i finanziamenti bancari, contratti di noleggio con opzione d'acquisto, depositi bancari a vista e a breve termine. L'obiettivo principale di tali passività è di finanziare le attività operative. Ascopiave S.p.A. ha diverse attività finanziarie quali crediti commerciali, cassa e depositi a breve, che derivano direttamente dall'attività operativa. Si segnala che i crediti commerciali come i crediti finanziari sono principalmente vantati verso la società controllata Ascotrade S.p.A..

I rischi principali generati dagli strumenti finanziari di Ascopiave S.p.A. sono il rischio di tasso di interesse, il rischio di liquidità. Il Consiglio di Amministrazione riesamina e concorda le politiche per gestire detti rischi, come riassunte di seguito.

Rischio di tasso

L'esposizione di Ascopiave S.p.A. al rischio di variazioni dei tassi di mercato è connesso principalmente ai finanziamenti accesi verso istituti di credito, con tassi di interesse variabile, essendo la Società incaricata di gestire i fabbisogni finanziari delle società controllate.

La politica di Ascopiave S.p.A., dipendendo dalla stagionalità del ciclo d'affari del gas naturale, mira a gestire le necessità di liquidità a mezzo di linee di affidamento a breve termine con tasso variabile, che in ragione della loro continua fluttuazione non consentono un'agevole copertura relativa al rischio tasso, oltre a presentare dei finanziamenti a medio-lungo termine, sempre a tasso variabile, con rimborso compreso tra il 2015 e il 2026, che al 31 dicembre 2015 presentavano un debito residuo complessivo di Euro 53.456 migliaia (2014 Euro 62.400 migliaia).

Ascopiave S.p.A. gestisce inoltre linee di credito a tasso fisso per importi non significativi dipendenti dal conferimento delle reti di distribuzione del gas degli enti locali ora soci di Asco Holding S.p.A.

I finanziamenti a medio - lungo termine sono principalmente rappresentati dal finanziamento erogato nel 2011 da Unicredit S.p.A., con un debito residuo al 31 dicembre 2015 di Euro 14.286 migliaia, oggetto di un'operazione di cartolarizzazione da parte dell'istituto erogante, e dal mutuo erogato nel mese di agosto 2013 dalla Banca Europea per

gli Investimenti, con un debito residuo di Euro 38.000 migliaia, entrambi soggetti a *covenants* che risultano rispettati. Per maggiori dettagli si rinvia al paragrafo n. 17 “Finanziamenti a medio - lungo termine”.

Analisi di sensitività al rischio di tasso

La seguente tabella mostra la sensitività dell’utile della Società ante imposte, in seguito a variazioni ragionevolmente possibili dei tassi di interesse, mantenendo costanti tutte le altre variabili.

	gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre
Posizione Finanziaria Netta 2015	(117.572)	(110.052)	(109.709)	(85.192)	(104.165)	(120.579)	(118.868)	(108.234)	(125.122)	(127.864)	(132.141)	(124.205)
Tasso medio attivo	0,97%	1,11%	1,12%	1,04%	0,09%	0,02%	0,02%	0,02%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%
Tasso medio passivo	0,88%	0,87%	0,85%	0,82%	0,83%	0,83%	0,82%	0,80%	0,80%	0,78%	0,72%	0,66%
Tasso medio attivo maggiorato di 200 basis point	2,97%	3,11%	3,12%	3,04%	2,09%	2,02%	2,02%	2,01%	2,01%	2,01%	2,01%	2,01%
Tasso medio passivo maggiorato di 200 basis point	2,88%	2,87%	2,85%	2,82%	2,83%	2,83%	2,82%	2,80%	2,80%	2,78%	2,72%	2,66%
Tasso medio attivo diminuito di 50 basis point	0,47%	0,61%	0,62%	0,54%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Tasso medio passivo diminuito di 50 basis point	0,38%	0,37%	0,35%	0,32%	0,33%	0,33%	0,32%	0,30%	0,30%	0,28%	0,22%	0,16%
PFN ricalcolata con maggiorazione di 200 basis point	(117.772)	(110.221)	(109.895)	(85.332)	(104.342)	(120.777)	(119.070)	(108.418)	(125.328)	(128.081)	(132.358)	(124.416)
PFN ricalcolata con diminuzione di 50 basis point	(117.522)	(110.010)	(109.662)	(85.157)	(104.121)	(120.529)	(118.818)	(108.188)	(125.071)	(127.810)	(132.087)	(124.152)
												Totale
Effetto sul risultato ante-imposte con maggiorazione di 200 basis points	(200)	(169)	(186)	(140)	(177)	(198)	(202)	(184)	(206)	(217)	(217)	(211)
Effetto sul risultato ante-imposte con riduzione di 50 basis points	50	42	47	35	44	50	50	46	51	54	54	53
												577

L’analisi di sensitività, ottenuta simulando una variazione sui tassi di interesse applicati alle linee di credito della Società pari a 50 basis points in diminuzione (con il limite minimo di zero basis points), e pari a 200 basis points in aumento, mantenendo costanti tutte le altre variabili, porta a stimare un effetto sul risultato prima delle imposte compreso tra un peggioramento di Euro 2.307 migliaia (2014: Euro 2.135 migliaia) ed un miglioramento di Euro 577 migliaia (2014: Euro 534 migliaia).

Politiche inerenti il rischio di credito

Il rischio credito rappresenta l’esposizione della società a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalle controparti. Il mancato o ritardato pagamento dei corrispettivi dovuti potrebbe incidere negativamente sui risultati economici e sull’equilibrio finanziario della Società.

Ascopiave S.p.A. presta i propri servizi di business ad un numero limitato di operatori del settore del gas, tra i quali il più significativo per volume di affari è Ascotrade S.p.A.. Le regole per l’accesso dei Clienti ai servizi offerti sono stabilite dalla Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas e sono previste nei codici di Rete, ovvero i documenti che stabiliscono, per ciascuna tipologia di servizio, le norme che regolano i diritti e gli obblighi dei soggetti coinvolti nel processo di erogazione dei servizi stessi, e dettano clausole contrattuali che riducono i rischi di inadempienza da parte dei clienti. Nei Codici è previsto, in particolare, il rilascio di idonee garanzie a parziale copertura delle obbligazioni assunte qualora il cliente non sia in possesso di un rating creditizio rilasciato da primari organismi internazionali.

Rischio di liquidità

Ascopiave S.p.A. persegue costantemente il mantenimento dell’equilibrio e della flessibilità tra fonti di finanziamento ed impieghi, fungendo da gestore della tesoreria del Gruppo.

I due principali fattori che influenzano la liquidità di Ascopiave S.p.A. sono da una parte le risorse generate o assorbite dalle attività operative o di investimento, dall’altra le caratteristiche di scadenza e di rinnovo del debito.

La ripartizione per scadenza, al 31 dicembre, dei debiti finanziari è riportata alla nota n. 17.

I fabbisogni di liquidità sono monitorati dalla funzione tesoreria di Ascopiave S.p.A. nell’ottica di garantire un efficace reperimento delle risorse finanziarie od un adeguato investimento delle eventuali disponibilità liquide.

Gli amministratori ritengono che i fondi e le linee di credito attualmente disponibili, oltre a quelle che saranno generate dall'attività operativa e di finanziamento, consentiranno di soddisfare i fabbisogni derivanti dalle attività di investimento, di gestione del capitale circolante e di rimborso dei debiti alla loro scadenza naturale.

Rischi specifici dei settori di attività in cui opera la Società

Regolamentazione

Ascopiave S.p.A. svolge attività nel settore del gas soggette a regolamentazione. Le direttive ed i provvedimenti normativi emanati in materia dall'Unione Europea, dal Governo italiano, e le decisioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas ed il Servizio Idrico possono avere un impatto significativo sull'operatività, i risultati economici e l'equilibrio finanziario della società. Futuri cambiamenti nelle politiche normative adottate a livello nazionale potrebbero avere ripercussioni impreviste sul quadro normativo di riferimento e, di conseguenza, sull'attività e sui risultati della società.

Rischi relativi alle gare per l'assegnazione delle nuove concessioni di distribuzione del gas naturale

Alla data del 31 dicembre 2015, Ascopiave S.p.A. detiene 148 concessioni (148 al 31 dicembre 2014) di distribuzione di gas naturale in tutto il territorio nazionale. In base a quanto stabilito dalla vigente normativa applicabile alle concessioni di cui è titolare, le gare per i nuovi affidamenti del servizio di distribuzione del gas saranno bandite non più per singolo Comune, ma esclusivamente per gli ambiti territoriali determinati con i Decreti Ministeriali del 19 gennaio 2011 e del 18 ottobre 2011, e secondo le scadenze temporali indicate nell'Allegato 1 al Decreto Ministeriale sui criteri di gara e di valutazione delle offerte, emanato il 12 novembre 2011. Con il progressivo svolgimento delle gare, la Società potrebbe non aggiudicarsi la titolarità di una o più delle nuove concessioni, oppure potrebbe aggiudicarsele a condizioni meno favorevoli di quelle attuali, con possibili impatti negativi sull'attività operativa e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria, fermo restando, nel caso di mancata aggiudicazione, relativamente ai Comuni precedentemente gestiti dall'impresa, l'incasso del valore di rimborso previsto a favore del gestore uscente.

Rischi relativi alla quantificazione del rimborso a carico del nuovo gestore

Con riguardo alle concessioni di distribuzione del gas relativamente alle quali la Società è anche proprietaria delle reti e degli impianti, la Legge n. 9 / 2014 stabilisce che il rimborso riconosciuto a carico del gestore entrante sia calcolato nel rispetto di quanto stabilito nelle convenzioni e nei contratti e, per quanto non desumibile dalla volontà delle parti nonché per gli aspetti non disciplinati dalle medesime convenzioni o contratti, in base alle linee guida su criteri e modalità operative per la valutazione del valore di rimborso di cui all'articolo 4, comma 6, del decreto legge 21 giugno 2013, n. 69, convertito, con modificazioni, dalla legge 9 agosto 2013, n. 98. In ogni caso, dal valore di rimborso sono detratti i contributi privati relativi ai cespiti di località, valutati secondo la metodologia della regolazione tariffaria vigente. Inoltre, qualora il valore di rimborso risulti maggiore del dieci per cento del valore delle immobilizzazioni nette di località calcolate nella regolazione tariffaria, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località, l'ente locale concedente trasmette le relative valutazioni di dettaglio del valore di rimborso all'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico per la verifica prima della pubblicazione del bando di gara. Il Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 12 novembre 2011 n. 266 stabilisce che il gestore subentrante

acquisisce la proprietà dell'impianto con il pagamento del valore di rimborso al gestore uscente, ad eccezione delle eventuali porzioni di impianto di proprietà comunale.

A regime, cioè nei periodi successivi al primo, il rimborso al gestore uscente sarà comunque pari al valore delle immobilizzazioni nette di località, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località, calcolato con riferimento ai criteri usati dall'Autorità per determinare le tariffe di distribuzione (RAB). Sul punto si segnala che l'Autorità è recentemente intervenuta con la Deliberazione 367/2014/R/gas, prevedendo che, il valore di rimborso, di cui all'articolo 14, comma 8, del decreto legislativo n. 164/00, al termine del primo periodo di affidamento d'ambito venga determinato come somma di: a) valore residuo dello stock esistente a inizio periodo di affidamento, valutato per tutti i cespiti soggetti a trasferimento a titolo oneroso al gestore entrante nel secondo periodo di affidamento in funzione del valore di rimborso, di cui all'articolo 5 del decreto 226/11, riconosciuto al gestore uscente in sede di primo affidamento per ambito, tenendo conto degli ammortamenti e delle dismissioni riconosciute ai fini tariffari nel periodo di affidamento; b) valore residuo dei nuovi investimenti realizzati nel periodo di affidamento ed esistenti a fine periodo, valutati sulla base del criterio del costo storico rivalutato per il periodo in cui gli investimenti sono riconosciuti a consuntivo, come previsto dall'Articolo 56 della Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG), e come media tra il valore netto determinato sulla base del criterio del costo storico rivalutato e il valore netto determinato sulla base delle metodologie di valutazione a costi standard, secondo quanto previsto dal comma 3.1 della deliberazione 573/2013/R/GAS, per il periodo successivo.

La Società sta tutelando le proprie ragioni patrimoniali ed economiche rispetto all'evoluzione normativa avversa descritta come nei termini riportati nel paragrafo "Ambiti territoriali" e nel paragrafo "Contenziosi" di questa relazione.

Ambiti territoriali

Nel 2011, con l'emanazione di alcuni decreti ministeriali è stato ulteriormente definito il quadro normativo del settore, con particolare riferimento alle gare d'ambito.

In particolare:

- 1) con il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 19 gennaio 2011, emanato di concerto con il Ministero per i Rapporti con le Regioni e la Coesione Territoriale, sono stati individuati gli Ambiti Territoriali Minimi (ATEM) per lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas, e con successivo Decreto del 18 dicembre 2011 sono stati identificati i comuni appartenenti a ciascun ambito (c.d. Decreti Ambiti);
- 2) con il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero del Lavoro e delle Politiche Sociali del 21 aprile 2011 sono state dettate disposizioni per governare gli effetti sociali connessi ai nuovi affidamenti delle concessioni di distribuzione del gas in attuazione del comma 6, dell'art. 28 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (c.d. Decreto Tutela Occupazionale);
- 3) con Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico n. 226 del 12 novembre 2011 è stato approvato il regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas (c.d. Decreto Criteri).

L'emanazione dei Decreti Ministeriali ha contribuito a dare certezza al contesto competitivo entro il quale gli operatori si muoveranno nei prossimi anni, ponendo le premesse perché il processo di apertura del mercato, avviato con il recepimento delle direttive europee, possa produrre concretamente i benefici auspicati.

la Società Ascopiave - come peraltro molti altri operatori - ha accolto con sostanziale favore il nuovo quadro

regolamentare, ritenendo che possa creare delle opportunità di investimento e di sviluppo importanti per gli operatori qualificati di medie dimensioni, andando nella direzione di una positiva razionalizzazione dell'offerta.

A fine 2013 il Governo ha emanato il D.L. 23.12.2013, n. 145, apportando delle modifiche alle norme che regolano la determinazione del valore di rimborso degli impianti spettante al gestore uscente al termine del c.d. "Periodo Transitorio". Il Decreto è stato convertito con modifiche nella Legge n. 9 / 2014, la quale ha cambiato in misura sostanziale le originarie disposizioni del Decreto.

La legge di conversione del Decreto (Legge n. 9 / 2014) ha modificato il contenuto dell'articolo 15 del Decreto Legislativo n. 164/2000, prevedendo che, ai titolari degli affidamenti e delle concessioni in essere nel periodo transitorio, è riconosciuto un rimborso a carico del nuovo gestore, calcolato nel rispetto di quanto stabilito nelle convenzioni e nei contratti e, per quanto non desumibile dalla volontà delle parti nonché per gli aspetti non disciplinati dalle medesime convenzioni o contratti, in base alle linee guida su criteri e modalità operative per la valutazione del valore di rimborso di cui all'articolo 4, comma 6, del decreto legge 21 giugno 2013, n. 69, convertito, con modificazioni, dalla legge 9 agosto 2013, n. 98. In ogni caso, dal valore di rimborso sono detratti i contributi privati relativi ai cespiti di località, valutati secondo la metodologia della regolazione tariffaria vigente. Qualora il valore di rimborso risulti maggiore del dieci per cento del valore delle immobilizzazioni nette di località calcolate nella regolazione tariffaria, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località, l'ente locale concedente trasmette le relative valutazioni di dettaglio del valore di rimborso all' AEEGSI, il gas ed il sistema idrico per la verifica prima della pubblicazione del bando di gara.

La Legge n. 9 / 2014 ha stabilito inoltre che i termini di scadenza previsti dal comma 3 dell'articolo 4 del decreto legge 21 giugno 2013, n. 69, convertito, con modificazioni, dalla legge 9 agosto 2013, n. 98, siano prorogati di ulteriori quattro mesi e che le date limite di cui all'allegato 1 al regolamento di cui al Decreto del Ministro dello sviluppo economico 12 novembre 2011, n. 226 (c.d. Decreto Criteri), relative agli ambiti ricadenti nel terzo raggruppamento dello stesso allegato 1, nonché i relativi termini di cui all'articolo 3 del medesimo regolamento, siano prorogati di quattro mesi.

In data 6 giugno 2014 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 22 maggio 2014 con cui sono state approvate le "Linee Guida su criteri e modalità applicative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale" ai sensi dell'articolo 4, comma 6, del D.L. n. 69 / 2013, convertito, con modificazioni dalla L. n. 98 / 2013 e dell'articolo 1, comma 16, del D.L. n. 145 / 2013, convertito con modificazioni in L. n. 9 / 2014. Ai sensi della Legge n. 9 / 2014 le "Linee Guida su criteri e modalità applicative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale" definiscono i criteri da applicare per la valorizzazione dei rimborsi degli impianti ad integrazione di quegli aspetti che non siano già previsti nelle convenzioni o nei contratti e per quanto non sia desumibile dalla volontà delle parti.

Le "Linee Guida" presentano parecchie criticità non solo nel merito delle valorizzazioni conseguenti, ma anche in termini di ambito di applicazione, che il Ministero ha estremamente esteso, al punto di ritenere inefficaci tutti gli accordi di valorizzazione degli impianti stipulati tra gestori e Comuni successivamente al 12 febbraio 2012 (data di entrata in vigore del DM 226/2011).

Inoltre, le stesse Linee Guida si pongono in contrasto con il disposto dall'art. 5 dello stesso DM 226/2011. Ciò in difformità alla previsione normativa che rimanda all'art. 4, comma 6 del D.L. 69/2013, il quale, a sua volta, fa esplicito richiamo all'art. 5 del DM 226/2011.

In considerazione di detti profili di illegittimità Ascopiave S.p.A. ha impugnato il DM 21 maggio 2014 (quindi delle Linee Guida) dinanzi alla giurisdizione amministrativa (TAR Lazio). Nell'ambito del predetto giudizio è stata

sollevata questione di legittimità costituzionale relativamente all'interpretazione (sostanzialmente retroattiva) della nuova disciplina sulla detrazione dei contributi privati fissata dalla Legge 9/2014.

Si segnala infine che con Deliberazione 310/2014/R/gas - "Disposizioni in materia di determinazione del valore di rimborso delle reti di distribuzione del gas naturale", pubblicata in data 27 giugno 2014, l'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico ha approvato disposizioni in materia di determinazione del valore di rimborso delle reti di distribuzione gas, in attuazione di quanto stabilito dall'articolo 1, comma 16, del decreto-legge 23 dicembre 2013, n. 145, convertito, con modifiche, dalla Legge 21 febbraio 2014, n. 9.

Tale disposizione prevede che l'Ente Locale concedente invii per verifica all'Autorità la documentazione con il calcolo dettagliato del valore di rimborso (VIR), qualora tale valore sia superiore di oltre il 10% rispetto alla RAB di località.

L'Autorità effettua le verifiche previste dall'articolo 1, comma 16, del decreto-legge n. 145/13 entro il termine ordinario di 90 giorni dalla data di ricevimento della documentazione da parte delle Stazioni appaltanti, garantendo priorità in funzione delle scadenze previste per la pubblicazione dei bandi di gara.

Con la Legge n. 116/2014 del 11 agosto 2014 (conversione con modifiche al decreto legge 24 giugno 2014 n. 91) il legislatore ha previsto una ulteriore proroga dei termini massimi per la pubblicazione dei bandi di gara. Nello specifico per gli ambiti appartenenti al primo raggruppamento di cui allegato 1 del DM 226/2011 il termine massimo è stato posticipato di otto mesi, per gli ambiti appartenenti al secondo, terzo e quarto raggruppamento il termine è stato posticipato di sei mesi ed infine per gli ambiti del quinto e sesto raggruppamento la proroga è di quattro mesi.

Tali proroghe non si applicano invece agli ambiti che, pur ricadendo nei primi sei raggruppamenti, rientrano tra gli ambiti considerati "terremotati" poiché più del 15% dei punti di riconsegna dell'ambito ricade tra i comuni colpiti dagli eventi sismici del 20 e 29 maggio 2012 in accordo a quanto stabilito nell'allegato al Decreto del Ministro dell'economia e delle finanze del 1° giugno 2012.

La medesima legge, apportando una ulteriore modifica all'articolo 15 comma 5 del Decreto Legislativo 2000, ha infine stabilito che il valore di rimborso debba essere calcolato nel rispetto di quanto stabilito nelle convenzioni o nei contratti, purché questi ultimi siano stati stipulati prima della data di entrata in vigore del DM 12 novembre 2011, n. 226 cioè prima della data del 12 febbraio 2012, con ciò affermando un principio di retroattività dell'applicazione delle Linee Guida, che è già stato oggetto di impugnazione nell'ambito del ricorso giurisdizionale presentato contro le Linee Guida. In data 14 luglio 2015 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico e del Ministro degli Affari Regionali e Autonomie n. 106 del 20 maggio 2015, recante modifiche al decreto 12 novembre 2011 n. 226 concernete i criteri di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas.

Tra le modifiche più significative si segnalano:

- 1) le disposizioni concernenti la valorizzazione del rimborso degli impianti da applicarsi nel caso di insussistenza di specifici accordi tra le parti intervenuti prima dell'entrata in vigore del decreto n. 226/2011, che riprendono in larga parte quanto già previsto dalle "Linee Guida".
- 2) l'aumento della soglia massima dell'importo dei corrispettivi annui che possono essere offerti in gara agli enti locali, soglia elevata dal precedente 5% della quota parte del vincolo dei ricavi tariffari a copertura dei costi di capitale di località, all'attuale 10%;
- 3) la disciplina di alcuni importanti aspetti tecnico-economici relativi agli investimenti di efficienza energetica oggetto di offerta, concernenti la valorizzazione degli importi da riconoscere agli enti locali ed il riconoscimento della copertura dei costi al gestore che realizza gli interventi e matura i connessi titoli di efficienza energetica.

Nel corso dell'anno 2015 sono stati pubblicati alcuni bandi di gara per l'affidamento del servizio con procedura

d'Ambito. Molti di essi non hanno seguito l'iter previsto dalla normativa, che prevede tra l'altro il preventivo esame da parte dell'Autorità sia dei valori di rimborso degli impianti spettanti ai gestori uscenti, sia dei contenuti complessivi del bando e dei suoi allegati prima della pubblicazione. La maggior parte dei bandi, inoltre, si discostano, anche in modo significativo, dalle indicazioni contenute nei regolamenti ministeriali, anche con riguardo ai criteri di valutazione delle offerte; secondo la regolazione attuale, tali scostamenti dovrebbero essere oggetto di una specifica giustificazione da parte delle Stazioni Appaltanti,

Nella situazione che si va profilando, la standardizzazione del processo di gara previsto dalla normativa sta incontrando delle serie difficoltà ad imporsi, concretizzando il rischio che le procedure possano bloccarsi per l'effetto di un ampio contenzioso.

Stipula di una proposta di convenzione con i Comuni per l'adozione di una procedura condivisa finalizzata alla quantificazione concordata del "Valore Industriale Residuo" delle reti

Le modifiche normative susseguitesi negli ultimi anni ed in particolare la disciplina che ha previsto che la selezione del gestore del servizio di distribuzione con lo strumento delle c.d. "gare d'ambito", hanno comportato, tra l'altro, l'esigenza di determinare il Valore Industriale Residuo (V.I.R.) degli impianti di proprietà dei Gestori.

Relativamente a tale aspetto, le convenzioni di concessione disciplinavano due situazioni "paradigmatiche" e cioè:

- il riscatto anticipato (normalmente regolato con il richiamo al R.D. n. 2578/1925) e
- il rimborso dalla scadenza (naturale) della concessione.

L'evenienza di una scadenza "ope legis", precedente alla decorrenza del termine "contrattuale", (di norma) non era contemplata (e dunque regolata) negli atti concessori.

Nella sostanza, la fattispecie di cui trattasi (scadenza anticipata imposta dalla legge) rappresenta un "tertium genus", per certi versi assimilabile all'esercizio del riscatto anticipato (rispetto al quale, tuttavia, si discosta nettamente per la mancanza di una volontà autonomamente formatasi in tal senso da parte dell'Ente) e per altri simile allo spirare del termine concessorio (che tuttavia non è decorso).

Almeno sino al DM 226/2011, non c'erano norme legislative e/o regolamentari che definissero con precisione le modalità ed i criteri per determinare il V.I.R. degli impianti e che dunque potessero integrare le clausole contrattuali, non di rado carenti.

Anche il D.Lgs. 164/2000, sino alla recentissima modifica introdotta prima con il D.L. 145/2013, e poi con la L. 9/2014 si limitava a richiamare il R.D. 2578/1925 il quale, tuttavia, sanciva il metodo della stima industriale senza fissare parametri puntuali di stima.

Detta situazione rendeva oltremodo opportuna, se non necessaria, la definizione di specifiche intese con i Comuni volte ad addivenire ad una stima condivisa del Valore Industriale Residuo. Basti considerare che proprio la mancanza di tali accordi, in passato, ha condotto spesso a contenziosi in sede sia amministrativa che civile/arbitrale.

La situazione dei Comuni soci di Asco Holding era ancor più peculiare, nel senso che, con questi ultimi, non c'è un vero e proprio atto concessorio nelle forme "canoniche", ma vari atti di conferimento in Società (l'allora Azienda Speciale) che hanno sancito al tempo stesso la prosecuzione dell'affidamento del servizio in precedenza svolto dal Consorzio Bim Piave.

È evidente che, in quanto atti di conferimento, una regolamentazione propria concernente il riscatto e/o la scadenza della gestione non era contemplata, né contemplabile.

Con i suddetti Comuni, Ascopiave è quindi addivenuta alla stipula di una convenzione che prevedeva l'individuazione di un esperto di riconosciuta professionalità, competenza ed indipendenza chiamato a stabilire i criteri fondamentali da

applicare per il calcolo del Valore Industriale Residuo degli impianti di distribuzione del gas.

La relativa procedura negoziata condotta con il criterio dell'offerta economicamente più vantaggiosa, si è conclusa il 29 agosto 2011.

L'esperto così individuato ha redatto la Relazione avente ad oggetto "Criteri fondamentali per il calcolo del Valore Industriale Residuo degli impianti di distribuzione del gas naturale siti nei Comuni attualmente serviti da Ascopiave S.p.A.", approvata, in data 2 dicembre 2011, dal Consiglio di Amministrazione di Ascopiave S.p.A. nonché successivamente da tutti i 92 Enti con Delibera di Giunta Comunale.

Nel 2013 Ascopiave S.p.A. ha trasmesso lo stato di consistenza e la valorizzazione degli impianti conseguente all'applicazione dei criteri definiti nella Relazione, offrendo contestualmente la propria disponibilità al contraddittorio con i Comuni volto ad analizzare gli elaborati.

Ad oggi, all'esito del relativo contraddittorio tecnico, n. 87 Comuni (dato invariato rispetto al 31 dicembre 2014) hanno approvato le relative valorizzazioni.

Nell'ambito del predetto iter, si sono regolamentati anche i reciproci rapporti più prettamente legati alla gestione del servizio, prevedendosi la corresponsione sia di somme una tantum (2010 – stipula atti integrativi) per Euro 3.869 migliaia, che (dal 2011) di canoni veri e propri per importi variabili e pari alla differenza, se positiva, tra il 30% del Vincolo dei Ricavi riconosciuto dalla regolazione tariffaria e quanto ricevuto dal singolo Comune a titolo di dividendo 2009 (bilancio 2008).

In particolare, si sono corrisposti:

- Euro 3.869 migliaia per il 2010;
- Euro 4.993 migliaia per il 2011;
- Euro 5.253 migliaia per il 2012;
- Euro 5.585 migliaia per il 2013;
- Euro 5.268 migliaia per il 2014.
- Euro 5.258 migliaia per il 2015.

per complessivi Euro 30.226 migliaia.

Nel corso del 2015, Ascopiave S.p.A. ha reso disponibile ai Comuni appartenenti degli Ambiti Territoriali Minimi di Treviso 2 - Nord e Venezia 2 – Entroterra e Veneto Orientale (69 comuni su 92), un aggiornamento delle valorizzazioni degli impianti al 31 dicembre 2014, applicando i criteri valutativi concordati e fornendo un conteggio della valorizzazione dei contributi privati da detrarre dal valore industriale residuo ai sensi della Legge 9 / 2014.

Gestione del Capitale

L'obiettivo primario della gestione del capitale di Ascopiave S.p.A. è garantire che sia mantenuto un solido rating creditizio e adeguati livelli dell'indicatore di capitale. Ascopiave S.p.A. può adeguare i dividendi pagati agli azionisti, rimborsare il capitale o emettere nuove azioni.

Ascopiave S.p.A. verifica il proprio capitale mediante un rapporto debito/capitale, ovvero rapportando il debito netto al totale del capitale più il debito netto. Ascopiave S.p.A. include nel debito netto finanziamenti onerosi, debiti commerciali ed altri debiti, al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti.

(migliaia di Euro)	31.12.2015	31.12.2014
Finanziamenti a medio e lungo termine e passività finanziarie non correnti	44.250	56.783
Debiti verso banche e finanziamenti al netto disponibilità liquide	88.233	112.827
Indebitamento finanziario lordo	132.483	169.610
Capitale sociale	234.412	234.412
Riserve	124.995	114.419
Utile/(perdita) del periodo	33.547	43.628
Patrimonio netto Totale	392.954	392.459
Totale capitale e debito lordo	525.436	562.069
Rapporto Debito/Patrimonio netto	0,34	0,43

Politiche di copertura dei rischi connessi alle fluttuazioni dei tassi di interesse

La Società è esposta al rischio di fluttuazione dei tassi di interesse principalmente in relazione ai debiti a breve termine verso gli istituti bancari.

Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio 2015

In data 18 gennaio 2016 Ascopiave, insieme con altri operatori, ha presentato ricorso al Consiglio di Stato contro la Sentenza del T.A.R. della Lombardia n. 2221/2015.

Nel mese di febbraio 2016 è stata approvata la Legge n. 21/2016, contenente alcune disposizioni riguardanti la distribuzione del gas.

In particolare, l'articolo 3 differisce le scadenze di pubblicazione dei bandi previste dalla precedentemente normativa da un massimo di 14 mesi ad un minimo di 5 mesi, a seconda del raggruppamento di cui fa parte l'Ambito Territoriale Minimo.

Scaduti i termini per la pubblicazione dei bandi da parte delle stazioni appaltanti designate dai Comuni, la nuova normativa prevede che la Regione competente sull'Ambito assegni ulteriori 6 mesi per provvedere, decorsi i quali avrà facoltà di avviare la gara nominando un commissario ad acta.

Decorsi due mesi in assenza di tale nomina, il Ministero dello Sviluppo Economico, sentita la Regione, potrà intervenire nominando un proprio commissario ad acta.

La legge ha inoltre abolito le sanzioni in capo ai Comuni previste dalla precedente normativa nell'ipotesi di ritardata pubblicazione dei bandi di gara.

Fatti di rilievo intervenuti dopo l'approvazione del progetto di bilancio

In data 18 marzo 2016 è stata costituita la società AP Reti Gas S.p.A. con capitale sociale di Euro 200 migliaia interamente versato, controllata al 100% da Ascopiave S.p.A..

Contenziosi

CATEGORIA I – CONTENZIOSI AMMINISTRATIVI

Alla data del 31 dicembre 2015, relativamente ai rapporti concessori, non sono pendenti contenziosi amministrativi.

CATEGORIA II – CONTENZIOSI SU VALORE IMPIANTI – GIURISDIZIONE CIVILE

Alla data del 31 dicembre 2015 sono pendenti:

COMUNE DI CREAZZO:

Un Arbitrato tra Ascopiave S.p.A. ed il Comune di Creazzo per la determinazione del valore industriale residuo degli impianti di distribuzione (consegnati nel 2005 al nuovo gestore) conseguente all'esito del precedente giudizio civile, rispetto al quale la C.d.A. di Venezia, con Sentenza n. 2178/15, in accoglimento dell'appello comunale, ha sancito la validità e l'efficacia della clausola compromissoria prevista in convenzione, con ciò annullando la Sentenza di primo grado del 25 agosto 2014, con la quale il Giudice Monocratico aveva condannato il Comune al pagamento della somma di Euro 1.678 migliaia. Pur confidando ed anzi auspicando di addivenire ad un'intesa transattiva, in una logica prudenziale volta ad evitare la possibile decadenza conseguente alla Sentenza 2178, in data 11 dicembre 2015, Ascopiave S.p.A., ha provveduto a notificare la Denuncia di lite per l'avvio della procedura di Arbitrato.

CATEGORIA III – CONTENZIOSI SU VALORE IMPIANTI – ARBITRATI

Alla data del 31 dicembre 2015 sono pendenti:

COMUNE DI COSTABISSARA:

Un arbitrato tra Ascopiave S.p.A. ed il Comune di Costabissara per la determinazione del valore industriale residuo degli impianti di distribuzione (consegnati nel 2011 al nuovo gestore). Il Collegio arbitrale si è riunito per la prima volta il 16 gennaio 2012.

Stante il disaccordo delle parti in ordine alla valenza della clausola compromissoria, con Lodo parziale, il Collegio arbitrale ha confermato la vigenza della clausola medesima.

Con Lodo definitivo del 25-26 maggio 2015, il Collegio ha condannato il Comune al pagamento della somma di Euro 3.473 migliaia, oltre ad interessi dalla data di deposito del Lodo. Nel medesimo Provvedimento sono state quantificate le spese della procedura in Euro 210 migliaia (oltre IVA, CPA e spese generali), poste per due terzi in capo al Comune e per un terzo a carico di Ascopiave S.p.A.. Il Lodo è stato dichiarato esecutivo dal Tribunale di Vicenza in data 7 luglio 2015.

Il Comune, con atto notificato il 12 dicembre 2015, ha impugnato il Lodo medesimo dinnanzi alla Corte d'Appello di Venezia.

COMUNE DI SANTORSO:

Un arbitrato tra Ascopiave S.p.A. ed il Comune di Santorso per la determinazione del valore industriale residuo degli impianti di distribuzione (consegnati nel 2007 al nuovo gestore). L'avvio della procedura si è reso necessario in conseguenza della Sentenza del 4 settembre 2013 con la quale il Giudice ha dichiarato l'incompetenza del Tribunale di Vicenza per la vigenza della clausola compromissoria sancita nella Convenzione originaria.

Constatato il fallimento dei tentativi di composizione bonaria, in data 12 novembre 2013, Ascopiave S.p.A. ha notificato la denuncia di lite, con la nomina ad Arbitro di parte. Il Comune, con atto del 26 novembre 2013, ha nominato

il proprio Arbitro. Con provvedimento del Presidente del Tribunale di Vicenza del 31 gennaio 2014 (prodotto su istanza di Ascopiave S.p.A.) è stato nominato il terzo Arbitro e Presidente del Collegio. Il Comune ha contestato detta procedura (fissata anche nel contratto concessorio) sostenendo l'applicabilità della novella legislativa del 2012 che, modificando il Codice dei Contratti Pubblici, ha introdotto una peculiare disciplina rispetto alle procedure arbitrali con gli Enti pubblici che prevede, tra l'altro, la nomina del terzo Arbitro in capo alla Camera Arbitrale dell'AVCP (ora ANAC). L'Autorità ha inizialmente aderito a detta istanza. In tale ottica ha programmato l'estrazione del terzo Arbitro al 17 aprile 2014. Ascopiave S.p.A. ha sempre manifestato la propria contrarietà a detta impostazione (da ultimo con la nota all'AVCP del 15 aprile 2014) e quindi ritiene perfettamente costituito il Collegio, il quale, peraltro, nella riunione del 14 aprile 2014, ha confermato la propria legittimazione.

La Camera arbitrale dell'AVCP ha trasmesso l'estratto del verbale della riunione del 17 aprile 2014 ove ha preso atto della comunicazione Ascopiave S.p.A. ed ha dichiarato abbandonato il procedimento. La difesa del Comune ha rinnovato l'istanza all'AVCP, mentre il legale di Ascopiave S.p.A. ha ribadito la posizione della Società con un'ulteriore missiva del 12 giugno 2014.

Il Collegio, nelle udienze del 26 giugno 2014 e del 7 luglio 2014 ha affrontato la questione prospettando un Lodo parziale sul tema ed assegnando, in tal senso, i termini per le memorie delle Parti al 30 settembre 2014 ed al 15 ottobre 2014. Le Parti hanno depositato le relative memorie (e repliche) nei predetti termini.

Con Lodo parziale del 10 gennaio 2015, il Collegio ha confermato la legittimità della propria costituzione e dunque la piena legittimità a procedere.

Con Ordinanza del 27 febbraio 2015, il Collegio ha disposto una C.T.U. per la determinazione della valorizzazione degli impianti.

Sono attualmente in corso le operazioni peritali, rispetto alle quali, stante la richiesta in tal senso del C.T.U., il Presidente del Collegio ha disposto la proroga di 45 giorni del termine inizialmente assegnato. L'attività dovrebbe quindi concludersi entro il 30 novembre 2015.

All'udienza del 21 dicembre 2015, il Collegio ha assegnato alle Parti termini a difesa (1 febbraio 2016) per replicare alle rispettive note depositate nel corso della medesima, relativamente agli elaborati peritali redatti dal C.T.U.

CATEGORIA IV – CONTENZIOSI AMMINISTRATIVI – NON RELATIVI A CONCESSIONI

Alla data del 31 dicembre 2015 sono pendenti:

ASCOPIAVE S.p.A. – AMPLIAMENTO SEDE:

Un ricorso in Appello innanzi al Consiglio di Stato promosso dalla Ditta Setten Genesio S.p.A., relativo all'appalto per la costruzione della nuova sede, volto ad ottenere la riforma della Sentenza TAR Veneto n. 6335/2010 che, pur accogliendo il ricorso della stessa società ed annullando conseguentemente gli atti di gara, ha respinto la domanda di risarcimento danni (pari ad Euro 1.300 migliaia) promossa nei confronti di Ascopiave S.p.A. e della ditta Carron S.p.A.. Ascopiave S.p.A., per ottenere la riforma della Sentenza di primo grado, ha a sua volta proposto appello incidentale. Con nota del 29 settembre 2015, il Legale della società ha segnalato che il Consiglio di Stato, Sezione V, ha fissato l'Udienza pubblica per la discussione dell'appello per il 24 novembre 2015. La tematica principale verte sulla pretesa risarcitoria di c.p. (Euro 1.300 migliaia). Con riguardo a quest'ultima, i legali della società hanno riproposto le argomentazioni che hanno condotto al non accoglimento in primo grado. Pur auspicandosi un analogo esito, il rischio di un accoglimento parziale e quindi di una condanna quantomeno forfettaria non è trascurabile. Si è in attesa della

Sentenza.

Con Sent. n. 275/2016 del 27 gennaio 2016, il C.d.S. ha accolto l'appello incidentale di Ascopiave e conseguentemente ha respinto sia l'appello principale, sia la richiesta risarcitoria (Euro 1.300.000) di Setten Genesio, salva la compensazione delle spese di lite. In conseguenza, Ascopiave nulla deve (o dovrà) alla ditta medesima.

AEEGSI – DELIBERE ARG/GAS 241/2013 – 533/2013:

Un ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale per il Lazio, avverso il DM 5 febbraio 2013 che ha approvato lo schema di contratto tipo per la gestione del servizio successivo alle prossime gare d'ambito, limitatamente all'ultima parte dell'art. 21.3 ove si dispone che il gestore “eroga il servizio di default, secondo le modalità definite dall'AEEGSI”. Trattasi di un'impugnativa meramente prudenziale e volta ad evitare il rischio di carenza di interesse nel giudizio principale di cui sopra. Stante il carattere meramente strumentale e la Sentenza del 12.06.2014, con la quale il C.d.S. ha accolto il ricorso dell'AEEGSI ed, in conseguenza, ha annullato la Sentenza del TAR Lombardia n. 3272 del 28 dicembre 2012, il Giudizio non verrà ulteriormente coltivato.

Un ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia Milano, avverso la Delibera 241/2013. Le principali motivazioni sono: la mancata previsione di remunerazione degli interventi in corso di servizio di default; la previsione di penali da ritardo, o da mancata effettuazione della disalimentazione a carico del distributore anche quando il ritardo o la mancata attuazione dipendono da cause non imputabili al distributore medesimo. Infine, in connessione con i precedenti ricorsi (all'epoca pendenti in Appello), è stata contestata la “motivazione” data al provvedimento che l'AEEGSI rinviene esclusivamente nell'esigenza di sopperire ad una sorta di “inadeguatezza” dei distributori.

L'AEEGSI è nuovamente intervenuta in materia, con le Delibere 533/2013 e 84/2014. In data 21 gennaio 2014 è stato depositato c/o il TAR Milano il ricorso avverso la Delibera 533/2013. Le motivazioni sono simili a quelle che hanno condotto all'impugnazione della Delibera 241/2013.

Ad inizio marzo 2015 è giunta notizia che, con sentenze n. 593 e 594/2015, il TAR ha respinto i ricorsi di 2i Rete Gas S.p.A. ed Italgas avverso le medesime delibere 241/2013 e 533/2013.

Anche in considerazione di dette Pronunce, l'interesse alla prosecuzione del ricorso è alquanto scemato in quanto il contesto regolatorio della materia è stato profondamente mutato dai numerosi provvedimenti normativi sopravvenuti. Vi è quindi l'esigenza di valutare eventuali altre pronunce rispetto a ricorsi presentati da altre società del settore.

AEEGSI – DELIBERE ARG/GAS 28/12 – 193/12 – 246/12 – 631/2013:

Un ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia – Milano nei confronti dell'AEEGSI per l'annullamento della Delibera ARG/gas 28/12 relativamente al previsto passaggio dai misuratori tradizionali a quelli elettronici tele-letti e tele-gestiti ed in particolare: per la previsione del mancato riconoscimento tariffario degli ammortamenti residui dei contatori sostituiti ma con bollo metrico ancora valido; per l'errata (sottostimata) indicazione/riconoscimento dei costi standard per le nuove apparecchiature; per la previsione dell'obbligo di utilizzare solo misuratori elettronici già dal 1 marzo 2012 nonostante il fatto che la tecnologia relativa non sia ancora disponibile su ordinativi “industriali”.

Successivamente l'AEEGSI ha emanato a parziale modifica della Delibera 28 le Delibere 193/2012 e 246/2012 che, tuttavia, non hanno fatto venir meno i motivi di doglianza in precedenza esposti. È stato eliminato solo il termine del 1 marzo 2012 sopra evidenziato (spostato al 31 dicembre 2012). Entrambi i provvedimenti sono stati impugnati con motivi aggiunti. Allo stesso modo si è proceduto avverso la Delibera 316/2012 con la quale l'AEEGSI è nuovamente

intervenuta sulla materia.

Con la Delibera 631/2013 l'AEEGSI è nuovamente intervenuta in materia, modificando la Delibera 28/2012. Si è quindi provveduto al ritiro della nuova richiesta di sospensiva nel frattempo depositata con riferimento alla pregressa disciplina (a suo tempo impugnata). Formalmente residuano i giudizi di merito i quali, tuttavia, in virtù della Delibera 631, dovrebbero/potrebbero considerarsi privi di ulteriore interesse.

LINEE GUIDA – DM 22.05.2014

Un ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale per il Lazio – Roma nei confronti del Ministero per lo Sviluppo Economico per l'annullamento del DM del 22 maggio 2014 concernente l'introduzione delle Linee Guida per la determinazione del V.I.R.. Nell'ambito del medesimo giudizio si sono prospettate le questioni di legittimità costituzionale e di pregiudizialità comunitaria relativamente alle Leggi 9 e 116 del 2014, nella parte in cui hanno modificato l'art. 15, comma 5 del D.Lgs. 164/2000 (scomputo retroattivo dei contributi privati e limitazione temporale alla valenza degli accordi). Il TAR, con riferimento a Ricorsi presentati da altri Distributori comprensivi di istanza di sospensiva, ha fissato l'udienza al 27 giugno 2015. I legali di Ascopiave S.p.A. hanno presentato istanza affinché i giudizi vengano riuniti in modo da poter essere discussi nella medesima udienza, ovvero in altra all'uopo fissata.

Il Tribunale ha disposto il rinvio della trattazione ad altra Udienza da fissarsi successivamente all'entrata in vigore (29 luglio 2015) del Decreto Ministeriale n. 106 del 20 maggio 2015, di modifica del DM 226/2011 ed alla relativa impugnazione. Quest'ultimo, infatti, almeno con riguardo all'art. 5, si è limitato ad introdurre la regolamentazione propria delle Linee Guida nel DM 226/2011.

In data 1 ottobre 2015, Ascopiave ha effettivamente provveduto all'impugnazione anche di detto Provvedimento, con il deposito di "motivi aggiunti" al ricorso principale.

L'udienza di discussione è stata quindi fissata per il prossimo 28 aprile.

AEEGSI DELIBERE ARG/GAS 310/2014 e ARG/GAS 414/2014

Un ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia – Milano nei confronti AEEGSI, per l'annullamento delle Delibere ARG/gas 310 e 414/2014 relative alle modalità di verifica del delta V.I.R. R.A.B., dovuti ai sensi dell'art. 15, comma 5 del D.Lgs. 164/2000 (testo attuale) ove la differenza sia superiore al 10%. Ad oggi non ci sono ulteriori atti processuali.

AEEGSI DELIBERA ARG/GAS 367/2014

Un ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia – Milano nei confronti dell'AEEGSI, per l'annullamento della Delibera ARG/gas 367/2014 relativa alle modalità di riconoscimento tariffario del delta V.I.R. R.A.B. nella parte in cui prevede una regolamentazione difforme a seconda che l'aggiudicatario della Gara d'Ambito sia (nessun ristoro tariffario) o meno (pieno ristoro tariffario) "incumbent".

Con Sentenza n. 2221/2015 depositata il 19 ottobre 2015, il T.A.R., confermando la precedente (e già segnalata) Sentenza 1396/2015, ha respinto il ricorso. Sono attualmente in corso le valutazioni in ordine all'opportunità di proporre Appello.

Limitando il commento agli aspetti di maggior impatto, la Sentenza ha riconosciuto la legittimità della soluzione regolatoria asimmetrica adottata dall'Autorità, la quale prevede che, per ciascun impianto comunale, il capitale investito netto di località (RAB), riconosciuto all'aggiudicatario della gara d'ambito territoriale, sarà pari:

- al valore di rimborso del suddetto impianto, nel caso in cui il gestore entrante sia diverso dall'uscente;

- al valore attualmente riconosciuto in vigore dell'attuale concessione comunale, nel caso in cui vi sia coincidenza tra entrante ed uscente.

Si precisa che la regolazione simmetrica si applicherà esclusivamente per il periodo di durata della prima concessione d'ambito.

Con atto notificato il 18 gennaio 2016, Ascopiave S.p.A. ha presentato appello.

CATEGORIA V – CONTENZIOSI CIVILI – NON RELATIVI A CONCESSIONI

Alla data del 31 dicembre 2015 sono pendenti:

ASCOPIAVE – CORPO B:

Un giudizio civile c/o il Tribunale di Treviso (RG 6941/2013) successivo all'Accertamento Tecnico Preventivo, conclusosi con la relazione del CTU (nominato dal Tribunale), ed avviato da Ascopiave S.p.A. (atto di citazione del 22 agosto 2013) al fine di ottenere il risarcimento del danno per la rovina della pavimentazione dell'ingresso del "Corpo B", nei confronti di: Bandiera Architetti S.R.L. (Progettisti), Ing. Mario Bertazzon (Direttore lavori) e Ing. R. Paccagnella Lavori Speciali S.R.L. (Appaltatore). La richiesta di ristoro si riferisce ad una valorizzazione del danno compresa approssimativamente tra Euro 127 migliaia (stima CTU per ripristino integrale) ed Euro 208 migliaia (preventivo Ditta terza per rifacimento integrale). Tutte le Parti si sono regolarmente costituite. A seguito della chiamata in causa di altri soggetti (Compagnia Assicurativa ed Esecutore lavori) l'udienza di comparizione è fissata al 17 aprile 2014. All'esito della stessa, il Giudice ha concesso i termini istruttori ordinari e fissato l'udienza al 15 luglio 2014. Il Tribunale, con Provvedimento del 22 dicembre 2014, ha deciso l'integrale rinnovo della CTU, nominando un consulente d'ufficio. L'incarico è stato confermato nell'udienza del 13 marzo 2015. Ascopiave S.p.A. ha nominato proprio CTP. Allo stato sono in corso le attività peritali e si è in attesa della Relazione finale del CTU. Nel frattempo, data la sostanziale conclusione delle operazioni "in campo", al fine di porre rimedio ad una situazione di degrado e di potenziale pericolo per i Visitatori e previo avviso in tal senso al CTU, si è dato avvio ai lavori di rifacimento della pavimentazione.

Rapporti con l'Agenzia delle Entrate

Nel corso dell'esercizio 2008 la società Ascopiave S.p.A. è stata assoggettata a verifica fiscale da parte dell'Agenzia delle Entrate - Direzione Regionale. Ad esito della stessa è stato emesso un Processo Verbale di Constatazione con rilievi in merito alle imposte indirette ed a quelle dirette. Nel corso del mese di luglio 2008 la locale Agenzia delle Entrate ha emesso avviso di accertamento riprendendo interamente i contenuti del suddetto Processo Verbale di Constatazione.

La società in data 5 febbraio 2010 ha provveduto a presentare ricorso in Commissione Tributaria Provinciale oltre versare la somma di Euro 243 migliaia a seguito iscrizione a ruolo in pendenza di giudizio.

In data 30 settembre 2010 la Commissione Tributaria Provinciale di Treviso ha pronunciato la sentenza 131/03/10 depositata in data 14 dicembre 2010 accogliendo il ricorso e riconoscendo il corretto comportamento tributario adottato da parte della società.

Successivamente l'Agenzia delle Entrate ha presentato appello avverso la sentenza di primo grado emessa dalla Commissione Provinciale di Treviso.

In data 24 settembre 2012 la Commissione Tributaria Regionale ha emesso la sentenza n. 109/30/12, depositata il 20 dicembre 2012 che ha respinto l'appello presentato dall'Agenzia delle Entrate confermando la sentenza di primo grado.

In data 26 giugno 2013 la società Ascopiave S.p.A. ha avuto evidenza del ricorso in Cassazione presentata da parte dell'Agenzia delle Entrate ed ha provveduto a costituirsi parte nel giudizio in ragione dell'esito dei precedenti giudizi. Gli amministratori, confortati dal giudizio dei professionisti incaricati, confidano nell'esito positivo della lite.

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti

Il Consiglio di Amministrazione di Ascopiave S.p.A., in considerazione del risultato dell'esercizio e della solidità della struttura patrimoniale e finanziaria della Società, proporrà all'Assemblea degli Azionisti la distribuzione di un dividendo di 0,15 Euro per azione, per un totale di 35.162 migliaia di Euro.

Ascopiave S.p.A. comunica che, se approvato, il dividendo sarà messo in pagamento il giorno 11 maggio 2016 con stacco della cedola in data 9 maggio 2016 (record date 10 maggio 2016).

Il Consiglio di Amministrazione non proporrà di destinare a riserva legale alcun importo in quanto la stessa è già pari al quinto del capitale sociale.

Pieve di Soligo, 14 marzo 2016

Il Presidente del Consiglio d'Amministrazione
Dott. Fulvio Zugno

ATTESTAZIONE

del bilancio consolidato 2015 ai sensi dell'articolo 81-ter del Regolamento Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni

1) Il sottoscritto dott. Fulvio Zugno, Presidente del Consiglio di Amministrazione, e dott. Cristiano Belliato, Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari, di Ascopiave S.p.A. attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:

- l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
- l'effettiva applicazione, delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato nel corso del periodo 01 gennaio 2015, 31 dicembre 2015.

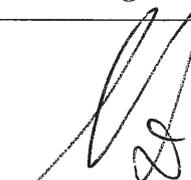
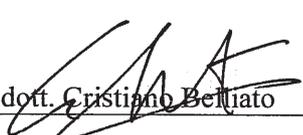
2) Si attesta inoltre che:

2.1 il bilancio consolidato:

- a) è redatto in conformità ai Principi Contabili Internazionali (IFRS) adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del D.Lgs. n. 38/2005;
- b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
- c) a quanto consta, è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'Emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento;

2.2 la relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi ed incertezze a cui sono esposti.

Pieve di Soligo, 14 marzo 2016

<i>Presidente del Consiglio di Amministrazione</i>	<i>Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili e societari</i>
 dott. Fulvio Zugno	 dott. Cristiano Belliato

RELAZIONE SUL GOVERNO SOCIETARIO E GLI ASSETTI PROPRIETARI

ai sensi degli artt.123 *bis* TUF

Emittente: Ascopiave S.p.A.

Sito Web: www.gruppoascopiave.it

Esercizio a cui si riferisce la Relazione: 2015

Data di approvazione della Relazione: 14 marzo 2016

GLOSSARIO	5
1. INFORMAZIONI SUGLI ASSETTI PROPRIETARI (EX ART. 123 BIS, COMMA 1, TUF) ALLA DATA DEL 31/12/2014.....	6
a) Struttura del capitale sociale.....	6
b) Restrizioni al trasferimento di titoli.....	7
c) Partecipazioni rilevanti nel capitale	7
d) Titoli che conferiscono diritti speciali	7
e) Partecipazione azionaria dei dipendenti: meccanismo di esercizio dei diritti di voto	8
f) Restrizioni al diritto di voto	8
g) Accordi tra Azionisti.....	8
h) Clausole di change of control e disposizioni statutarie in materia di Opa	8
i) Deleghe ad aumentare il capitale sociale e autorizzazioni all'acquisto di azioni proprie	8
l) Attività di direzione e coordinamento.....	9
3. COMPLIANCE.....	9
4. CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE.....	10
4.1. NOMINA E SOSTITUZIONE	10
4.2. COMPOSIZIONE.....	11
4.3. RUOLO DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE	13
4.4. ORGANI DELEGATI	17
4.5. ALTRI CONSIGLIERI ESECUTIVI	18
4.6. AMMINISTRATORI INDIPENDENTI.....	18
4.7. LEAD INDEPENDENT DIRECTOR	20
5. TRATTAMENTO DELLE INFORMAZIONI SOCIETARIE.....	20

5.1. CODICE DI COMPORTAMENTO IN MATERIA DI INFORMAZIONE SOCIETARIA AL MERCATO E REGISTRO DELLE PERSONE INFORMATE	20
5.2. INTERNAL DEALING	21
6. COMITATI INTERNI AL CONSIGLIO.....	22
7. COMITATO PER LE NOMINE.....	22
8. COMITATO PER LA REMUNERAZIONE	22
9. REMUNERAZIONE DEGLI AMMINISTRATORI.....	23
10. COMITATO CONTROLLO E RISCHI.....	26
11. SISTEMA DI CONTROLLO INTERNO E DI GESTIONE DEI RISCHI	28
11.1. AMMINISTRATORE INCARICATO DEL SISTEMA DI CONTROLLO INTERNO E DELLA GESTIONE DEI RISCHI.....	31
11.2. RESPONSABILE DELLA FUNZIONE DI INTERNAL AUDIT.....	32
11.3. MODELLO ORGANIZZATIVO ex D. Lgs. n. 231/2001	33
11.4. SOCIETA' DI REVISIONE.....	34
11.5. DIRIGENTE PREPOSTO ALLA REDAZIONE DEI DOCUMENTI CONTABILI SOCIETARI	35
11.6. COORDINAMENTO TRA I SOGGETTI COINVOLTI NEL SISTEMA DI CONTROLLO INTERNO E DI GESTIONE DEI RISCHI.....	35
12. INTERESSI DEGLI AMMINISTRATORI E OPERAZIONI CON PARTI CORRELATE	35
13. NOMINA DEI SINDACI	36
14. COMPOSIZIONE E FUNZIONAMENTO DEL COLLEGIO SINDACALE	38
15. RAPPORTI CON GLI AZIONISTI	40

16.	ASSEMBLEE	40
17.	ULTERIORI PRATICHE DI GOVERNO SOCIETARIO	43
18.	CAMBIAMENTI DALLA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO DI RIFERIMENTO	43
	TABELLE	44

Tab. 1: Informazioni sugli assetti proprietari

Tab. 2: Struttura del Consiglio di Amministrazione e dei comitati

Tab. 3: Struttura del Collegio Sindacale

GLOSSARIO

Codice/Codice di Autodisciplina: il Codice di Autodisciplina delle società quotate approvato nel luglio 2015 dal Comitato per la Corporate Governance e promosso da Borsa Italiana S.p.A., ABI, Ania, Assogestioni, Assonime e Confindustria.

Cod. civ./ c.c.: il codice civile.

Consiglio: il Consiglio di Amministrazione dell'Emittente.

Emittente: l'emittente valori mobiliari cui si riferisce la Relazione.

Esercizio: l'esercizio sociale a cui si riferisce la Relazione.

Regolamento Emittenti Consob: il Regolamento emanato dalla Consob con deliberazione n. 11971 del 1999 (come successivamente modificato) in materia di emittenti.

Regolamento Mercati Consob: il Regolamento emanato dalla Consob con deliberazione n. 16191 del 2007 (come successivamente modificato) in materia di mercati

Regolamento Parti Correlate Consob: il Regolamento emanato dalla Consob con deliberazione n. 17221 del 12 marzo 2010 (come successivamente modificato) in materia di operazioni con parti correlate.

Regolamento Borsa: il Regolamento dei mercati organizzati e gestiti da Borsa Italiana S.p.A. con deliberazione dell'Assemblea di Borsa Italiana del 26 giugno 2012 e approvato dalla Consob con delibera n. 18299 del 1° agosto 2012.

Istruzioni Regolamento Borsa: Istruzioni al Regolamento in materia di mercati organizzati e gestiti da Borsa Italiana S.p.A..

Relazione: la relazione sul governo societario e gli assetti societari che le società sono tenute a redigere ai sensi dell'art. 123-bis TUF.

Testo Unico della Finanza: il Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58.

PROFILO DELL'EMITTENTE

Il Gruppo Ascopiave è attivo nel settore del gas naturale, principalmente nei segmenti della distribuzione e vendita ai clienti finali.

Per ampiezza del bacino di clientela e per quantitativi di gas venduto, Ascopiave è attualmente uno dei principali operatori del settore in ambito nazionale.

Il Gruppo detiene concessioni e affidamenti diretti per la gestione dell'attività di distribuzione in oltre 200 Comuni, fornendo il servizio ad un bacino di utenza di oltre un milione di abitanti, attraverso una rete di distribuzione che si estende per oltre 8.600 chilometri.

L'attività di vendita di gas naturale è svolta attraverso diverse società, alcune delle quali a controllo congiunto. Complessivamente considerate, le società del Gruppo vendono ai clienti finali oltre 1 miliardo di metri cubi di gas.

La società Ascopiave dal 12 dicembre 2006 è quotata sul segmento Star di Borsa Italiana.

L'Emittente è organizzata secondo il modello di amministrazione e controllo tradizionale di cui agli artt. 2380 *bis* e seguenti c.c., con l'Assemblea degli Azionisti, il Consiglio di Amministrazione ed il Collegio Sindacale nonché, a parte, la società di revisione (organo esterno).

La Relazione sul Governo Societario e gli assetti proprietari e lo Statuto sono consultabili sul sito della società (www.gruppoascopiave.it).

1. INFORMAZIONI sugli ASSETTI PROPRIETARI (ex art. 123 bis, comma 1, TUF) alla data del 31/12/2015

a) Struttura del capitale sociale

Ammontare in euro del capitale sociale sottoscritto e versato: 234.411.575,00

Categorie di azioni che compongono il capitale sociale:

	N° Azioni	% rispetto al C.S.	Quotato/Non Quotato	Diritti e Obblighi
Azioni Ordinarie	234.411.575	100%	STAR	Ogni azione dà diritto ad un voto. I diritti e gli obblighi degli azionisti sono quelli previsti dagli artt. 2346 e ss. cod. civ. e dallo statuto sociale

Il 5 luglio 2006 l'Assemblea ha deliberato l'aumento del capitale sociale a pagamento da offrirsi in sottoscrizione nell'ambito di un'offerta pubblica di sottoscrizione e ha previsto come forma di incentivazione l'attribuzione di una bonus share.

Tale incentivo prevedeva che gli aderenti all'Offerta Pubblica di Sottoscrizione che avessero mantenuto ininterrottamente la proprietà delle azioni per almeno 12 mesi, avrebbero avuto diritto all'assegnazione di "azioni aggiuntive" senza ulteriori esborsi. L'Assemblea specificava che "I fondi necessari al pagamento delle Azioni Aggiuntive deriveranno da una speciale riserva vincolata costituita per tale specifico scopo e pertanto indisponibile per finalità diverse da quelle di seguito indicate, mediante accantonamento di una porzione del prezzo complessivamente versato dai sottoscrittori nell'ambito dell'Offerta Pubblica".

In data 17 gennaio 2008, Mediobanca S.p.A. ha comunicato che il numero di azioni gratuite da attribuire agli aventi diritto è risultato pari ad Euro 1.078 migliaia. L'aumento del capitale sociale relativo al bonus share è stato iscritto al Registro delle Imprese di Treviso in data 29 gennaio 2008.

Alla data di approvazione della presente Relazione non risultano assegnati diritti di sottoscrivere azioni di nuova emissione.

b) Restrizioni al trasferimento di titoli

Non esistono restrizioni al trasferimento di titoli.

c) Partecipazioni rilevanti nel capitale

Alla data del 31 dicembre 2015 le azioni proprie in portafoglio dell'Emittente sono pari a 12.100.873¹. In tale data, le partecipazioni rilevanti nel capitale dell'Emittente, secondo quanto risulta dalle comunicazioni effettuate ai sensi dell'art. 120 TUF, sono le seguenti:

Dichiarante	Azionista diretto	Quota % su capitale ordinario	Quota % su capitale votante
Asco Holding S.p.A.	Asco Holding S.p.A.	61,562%	61,562%
Ascopiave S.p.A.	Ascopiave S.p.A.	5,162%(i)	5,162%(i)
Comune di Rovigo	ASM Rovigo S.p.A.	4,419%	4,419%

d) Titoli che conferiscono diritti speciali

Non sono stati emessi titoli che conferiscono diritti speciali di controllo.

¹ Comprensive di n. 1.975 bonus share, in carico al valore di Euro 1,00.

e) Partecipazione azionaria dei dipendenti: meccanismo di esercizio dei diritti di voto

Non esiste un sistema di partecipazione azionaria dei dipendenti.

f) Restrizioni al diritto di voto

Non esistono restrizioni al diritto di voto.

g) Accordi tra Azionisti

Non sussistono accordi tra azionisti che siano resi noti all'Emittente ai sensi dell'art. 122 TUF.

h) Clausole di change of control e disposizioni statutarie in materia di Opa

L'Emittente e le sue controllate non hanno stipulato accordi significativi che acquistano efficacia, sono modificati o si estinguono in caso di cambiamento di controllo della società contraente.

In materia di Offerta pubblica di acquisto, l'Emittente non ha previsto nello Statuto deroghe alle disposizioni previste nel TUF. Nello Statuto dell'Emittente non è inoltre prevista l'applicazione delle regole di neutralizzazione contemplate dall'art. 104-bis, commi 2 e 3, del TUF.

i) Deleghe ad aumentare il capitale sociale e autorizzazioni all'acquisto di azioni proprie

Il Consiglio di Amministrazione non ha ottenuto da parte dell'Assemblea alcuna delega all'aumentare il capitale sociale.

In data 23 aprile 2015, l'Assemblea dei soci ha deliberato l'adozione di un Piano di acquisto di azioni proprie (di seguito anche "Il Piano 2015").

Il Piano 2015 autorizza il Consiglio di Amministrazione a porre in essere atti di acquisto e di disposizione, in una o più volte, su base rotativa, di un numero massimo di n. 46.882.315 azioni ordinarie ovvero il diverso numero che rappresenti una porzione non superiore al limite massimo del 20% del capitale sociale, tenendo anche conto delle azioni già possedute dalla Società e di quelle che potranno essere di volta in volta possedute dalle società controllate dalla Società e comunque nel rispetto dei limiti di legge. Le azioni potranno essere acquistate per una durata di 18 mesi a decorrere dalla data della relativa deliberazione dell'Assemblea dei soci del 23 aprile 2015.

L'acquisto di azioni proprie, nel rispetto dell'art. 2357, 1 c., codice civile, è consentito nel limite dell'ammontare degli utili distribuibili e delle riserve disponibili risultanti dal bilancio del 31 dicembre 2014, pari ad Euro 76.226.558.

Le operazioni di acquisto sono eseguite nei tempi stabiliti dal Consiglio di Amministrazione o dal Presidente e Amministratore Delegato. Le operazioni di acquisto possono essere eseguite sul mercato, in una o più volte, su base rotativa, secondo modalità operative stabilite dal Regolamento dei Mercati Organizzati e gestiti da Borsa Italiana S.p.A.. Gli atti di disposizione possono essere effettuati anche prima di aver esaurito gli acquisti e possono avvenire, in una o più volte, mediante adozione di qualunque modalità risulti opportuna in relazione alle finalità che saranno perseguite.

L'attuazione del piano di acquisto e disposizione di azioni proprie può consentire la realizzazione di eventuali operazioni di investimento coerenti con le linee strategiche della Società anche mediante scambio, permuta, conferimento, cessione o altro atto di disposizione di azioni proprie per

L'acquisizione di partecipazioni o pacchetti azionari o per altre operazioni sul capitale che implichino l'assegnazione o disposizione di azioni proprie.

Inoltre, il piano approvato consente di:

1. intervenire, nel rispetto della normativa vigente, direttamente o tramite intermediari autorizzati, per stabilizzare il titolo e per regolarizzare l'andamento delle negoziazioni e dei corsi, a fronte di fenomeni distorsivi legati a un eccesso di volatilità o a una scarsa liquidità degli scambi;
2. offrire agli azionisti uno strumento addizionale di monetizzazione del proprio investimento;
3. acquisire azioni proprie da destinare, se del caso, al servizio di eventuali piani di incentivazione basati su azioni e riservati ad amministratori e/o dipendenti e/o collaboratori della Società o di altre società da questa controllate o della controllante.

Il numero di azioni proprie in portafoglio al 31 dicembre 2015 risulta pari a 12.100.873², pari al 5,162% del capitale sociale, per un controvalore di Euro 17.521.331,95.

l) Attività di direzione e coordinamento

Nonostante l'Emittente partecipi alla tassazione consolidata in capo alla consolidante Asco Holding S.p.A. e sussistano alcuni rapporti di natura economica con la controllante Asco Holding S.p.A., l'Emittente ritiene di non essere soggetto ad alcuna attività di direzione e coordinamento ai sensi degli artt. 2497 e ss. c.c., poiché Asco Holding S.p.A. non impartisce direttive alla propria controllata e non sussiste alcun collegamento organizzativo-funzionale tra le due società. Conseguentemente, Ascopiave S.p.A. ritiene di aver sempre operato in condizioni di autonomia societaria e imprenditoriale rispetto alla propria controllante Asco Holding S.p.A..

Si precisa che:

- le informazioni richieste dall'articolo 123-bis, comma primo, lettera i) ("gli accordi tra la società e gli amministratori ... che prevedono indennità in caso di dimissioni o licenziamento senza giusta causa o se il loro rapporto di lavoro cessa a seguito di un'offerta pubblica di acquisto") sono illustrate nella sezione della Relazione dedicata alla remunerazione degli amministratori (Sez. 9);
- le informazioni richieste dall'articolo 123-bis, comma primo, lettera l) ("le norme applicabili alla nomina e alla sostituzione degli amministratori ... nonché alla modifica dello statuto, se diverse da quelle legislative e regolamentari applicabili in via suppletiva") sono illustrate nella sezione della Relazione dedicata al Consiglio di Amministrazione (Sez. 4.1).

3. COMPLIANCE

L'Emittente ha aderito al Codice di Autodisciplina, adeguandosi ai principi e criteri applicativi ivi previsti; l'eventuale mancato adeguamento sarà motivato nell'ambito della presente Relazione.

Il Codice di Autodisciplina è accessibile al pubblico sul sito web di Borsa Italiana (www.borsaitaliana.it).

² Comprensive di n. 1.975 bonus share, in carico al valore di Euro 1,00.

L'Emittente non è soggetta a disposizioni di legge non italiane che influenzano la struttura di *corporate governance* dell'Emittente stessa.

4. CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

4.1. NOMINA E SOSTITUZIONE

Le disposizioni dello Statuto dell'Emittente che regolano la composizione e nomina del Consiglio (artt. 14 e 15) sono idonee a garantire il rispetto delle disposizioni introdotte in materia dalla Legge 262/2005 (art. 147-*ter* del TUF), dal D. Lgs. 29 dicembre 2006, n. 303, dalla legge 11 luglio 2011 n. 120.

Ai sensi dell'art. 15 dello Statuto Sociale, i membri del Consiglio di Amministrazione vengono nominati mediante il c.d. voto di lista sulla base di liste presentate dai soci che, da soli o insieme ad altri soci, detengono alla data di presentazione della lista un numero di azioni aventi diritto di voto nelle deliberazioni assembleari relative alla nomina dei componenti degli organi di amministrazione e controllo ("azioni rilevanti") che rappresentino almeno il 2,5% del capitale sociale, ovvero, ove diversa, la quota massima di partecipazione al capitale sociale richiesta per la presentazione delle liste dalle applicabili disposizioni legislative e regolamentari ("quota di partecipazione"). La quota di partecipazione sarà indicata nell'avviso di convocazione dell'Assemblea chiamata a deliberare sulla nomina del Consiglio di Amministrazione.

L'art. 15 dello Statuto Sociale prevede che le liste presentate dai soci siano depositate presso la sede della Società nei termini previsti dalla normativa di volta in volta vigente.

Unitamente a ciascuna lista, entro i termini sopra indicati, dovranno essere depositate le dichiarazioni con le quali i singoli candidati accettano la propria candidatura e attestano, sotto la propria responsabilità, l'inesistenza delle cause di ineleggibilità, incompatibilità e decadenza, nonché il possesso degli ulteriori requisiti prescritti dalla normativa di volta in volta applicabile. Il primo candidato di ciascuna lista dovrà essere in possesso dei requisiti di indipendenza previsti dall'articolo 148, comma 3, del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58 (e successive modifiche) e dai codici di comportamento redatti da società di gestione del mercato cui la Società abbia aderito.

Le liste con almeno 3 candidati non possono essere composte solo da candidati appartenenti al medesimo genere (maschile o femminile). I candidati del genere meno rappresentato non possono essere inferiori a un terzo (con arrotondamento per eccesso) di tutti i candidati presenti in lista.

All'esito della votazione da parte dell'Assemblea, in caso di presentazione di due o più liste, risulteranno eletti i primi quattro candidati della lista che avrà ottenuto il maggior numero di voti e il primo candidato della lista che sarà risultata seconda per numero di voti.

Il meccanismo di nomina tramite il c.d. voto di lista garantisce trasparenza nonché tempestiva ed adeguata informazione sulle caratteristiche personali e professionali dei candidati alla carica.

Alla data della Relazione, il Consiglio di Amministrazione non ha provveduto ad istituire al proprio interno un comitato per le proposte di nomina alla carica di membro del Consiglio di Amministrazione, non ravvisandone allo stato la necessità. Tale scelta è stata dettata dalla circostanza che le disposizioni regolamentari vigenti e applicabili e le previsioni dello Statuto Sociale - quali, in particolare, il meccanismo di nomina mediante il voto di lista - attribuiscono adeguata trasparenza alla procedura di selezione ed indicazione dei candidati.

Qualora nel corso dell'esercizio vengano a mancare, per qualsiasi motivo, uno o più amministratori tratti dalla lista che abbia ottenuto il maggior numero di voti ("Amministratori di Maggioranza"), e sempreché tale cessazione non faccia venire meno la maggioranza degli amministratori eletti

dall'Assemblea, il Consiglio di Amministrazione provvede alla sostituzione degli Amministratori di Maggioranza cessati mediante cooptazione, ai sensi dell'articolo 2386 del cod. civ., fermo restando che, ove uno o più degli Amministratori di Maggioranza cessati siano amministratori indipendenti, devono essere cooptati altri amministratori indipendenti, e devono essere altresì rispettate le applicabili disposizioni in materia di equilibrio tra generi. Gli amministratori così cooptati restano in carica sino alla successiva Assemblea, che procederà alla loro conferma o sostituzione con le modalità e maggioranze ordinarie, in deroga al sistema di voto di lista precedentemente indicato.

Qualora nel corso dell'esercizio vengano a mancare, per qualsiasi motivo, uno o più amministratori tratti dalla prima lista successiva per numero di voti alla lista che abbia ottenuto il maggior numero di voti (l'«Amministratore di Minoranza»), e sempreché tale cessazione non faccia venire meno la maggioranza degli amministratori eletti dall'Assemblea, il Consiglio di Amministrazione provvede a sostituire gli Amministratori di Minoranza cessati con i primi candidati non eletti appartenenti alla medesima lista, purché siano ancora eleggibili e disposti ad accettare la carica, ovvero, in difetto, alla prima lista successiva per numero di voti tra quelle che abbiano raggiunto un numero di voti pari ad almeno la soglia minima prevista al paragrafo 15.10 dello Statuto, fermo restando il rispetto, in entrambi i casi alternativi, delle applicabili disposizioni in materia di equilibrio tra generi. I sostituiti scadono insieme con gli Amministratori in carica al momento del loro ingresso nel Consiglio, in deroga a quanto previsto all'articolo 2386 primo comma cod. civ.; nel caso in cui uno o più degli Amministratori di Minoranza cessati siano amministratori indipendenti, questi devono essere sostituiti con altri amministratori indipendenti; ove non sia possibile procedere nei termini sopra indicati, per incapienza delle liste o per indisponibilità dei candidati, il Consiglio di Amministrazione procede alla cooptazione, ai sensi dell'articolo 2386 del Codice Civile, di un amministratore da esso prescelto secondo i criteri stabiliti dalla legge, in modo da rispettare le prescrizioni normative e regolamentari relativa alla presenza del numero minimo di amministratori indipendenti, nel rispetto degli equilibri tra generi, nonché, ove possibile, il principio della rappresentanza della minoranza. L'amministratore così cooptato resterà in carica sino alla successiva Assemblea, che procede alla sua conferma o sostituzione con le modalità e maggioranze ordinarie, in deroga al sistema di voto di lista.

Piani di successione

In considerazione dell'attuale assetto della *governance*, del sistema decisionale e dei poteri, nonché dell'articolazione organizzativa adottata dall'Emittente e dal Gruppo Ascopiave, mirate a garantire un'adeguata separazione tra funzioni di indirizzo, gestione e controllo, favorendo anche l'effettiva attuazione di modalità di bilanciamento dei poteri tra le figure apicali, il Consiglio di Amministrazione non ha ritenuto di adottare un piano per la successione degli amministratori esecutivi, ai sensi del criterio applicativo 5.C.2 del Codice di Autodisciplina.

4.2. COMPOSIZIONE

Ai sensi dell'art. 14 dello Statuto Sociale, il Consiglio di Amministrazione è composto da cinque (5) membri, anche non soci, nominati dall'Assemblea ordinaria degli Azionisti.

I componenti il Consiglio di Amministrazione rimangono in carica per tre esercizi e scadono alla data della riunione dell'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio relativo all'ultimo esercizio della loro carica; non sono previste scadenze differenziate dei componenti del Consiglio. I componenti del Consiglio di Amministrazione sono rieleggibili.

Il Consiglio di Amministrazione di Ascopiave, nominato nel corso dell'Assemblea ordinaria degli Azionisti del 24 aprile 2014 è composto da 5 (cinque) membri che rimarranno in carica sino alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2016.

In tale Assemblea, sono state presentate n. 2 liste, tra le quali non sussistono rapporti di collegamento. Gli amministratori, ad eccezione di Bruno Piva, sono stati tratti dalla lista presentata dall'azionista di maggioranza Asco Holding S.p.A.. L'amministratore Bruno Piva è stato invece tratto dalla lista di minoranza n. 2 presentata dall'azionista Asm Rovigo S.p.A..

Di seguito si riporta la sintesi delle liste presentate e gli esiti delle votazioni:

SOGGETTO PRESENTATORE	ELENCO DEI CANDIDATI	ELENCO DEGLI ELETTI	% VOTI OTTENUTI IN RAPPORTO AL CAPITALE VOTANTE
Lista n. 1 Asco Holding S.p.A.	1. Dimitri Coin 2. Fulvio Zugno 3. Enrico Quarello 4. Greta Pietrobon	1. Dimitri Coin 2. Fulvio Zugno 3. Enrico Quarello 4. Greta Pietrobon	88,255%
Lista n. 2 ASM Rovigo S.p.A.	1. Bruno Piva 2. Claudio Paron	1. Bruno Piva	7,846%

Si ricorda che, in data 21 maggio 2014, il Consigliere Bruno Piva, eletto dalla lista n. 2 presentata dal socio ASM Rovigo S.p.A., ha rassegnato le proprie dimissioni dalla carica ed, in data 19 giugno 2014, ai sensi di quanto stabilito dall'art. 15.15 dello Statuto Sociale vigente, il Consiglio di Amministrazione ha nominato quale nuovo Amministratore il sig. Claudio Paron, primo non eletto della medesima lista.

Per la composizione dettagliata del Consiglio di Amministrazione, si rimanda alla Tabella 2, in calce alla Relazione. In linea con quanto raccomandato dal Criterio Applicativo 1.C.1., lett. i) del Codice, vengono presentate le principali caratteristiche professionali degli Amministratori e l'anzianità di carica dalla prima nomina:

- Dott. Fulvio Zugno, Presidente e Amministratore Delegato, in carica dal 28 aprile 2011, al secondo mandato: il dott. Zugno è professionista in materie economiche, iscritto all'Ordine dei Dottori commercialisti ed degli Esperti contabili e al Registro dei Revisori Legali. Esercita la professione nel proprio studio; tuttora ricopre incarichi in materie economiche presso enti pubblici e società commerciali.
- Sig. Dimitri Coin, Amministratore indipendente, già in carica dal 28 aprile 2011, al secondo mandato: svolge l'attività di imprenditore nel settore agro-vivaistico e nel settore immobiliare-commerciale.

-
- Sig. Enrico Quarello, Amministratore, già in carica dal 14 febbraio 2012: svolge attività direzionali in imprese della distribuzione organizzata; ha ricoperto incarichi di amministratore in imprese nazionali.
 - Dott.ssa Greta Pietrobon, Amministratore indipendente, in carica dal 24 aprile 2014: è libero professionista nelle materie del diritto privato e del diritto penale.
 - Sig. Claudio Paron, Amministratore indipendente, in carica dal 19 giugno 2014: esperienza nella direzione di aziende internazionali.

I *curricula* professionali degli Amministratori sono depositati presso la sede sociale e disponibili sul sito istituzionale dell'Emittente www.gruppoascopiave.it alla sezione Investor Relations.

Cumulo massimo agli incarichi ricoperti in altre società

Il Consiglio non ha ritenuto di definire criteri generali circa il numero massimo di incarichi di amministrazione e di controllo in altre società che possa essere considerato compatibile con un efficace svolgimento del ruolo di amministratore dell'Emittente, tenendo conto della partecipazione dei consiglieri ai comitati costituiti all'interno del Consiglio, fermo restando il dovere di ciascun consigliere di valutare la compatibilità delle cariche di amministratore e sindaco, rivestite in altre società quotate in mercati regolamentati, in società finanziarie, bancarie, assicurative o di rilevanti dimensioni, con lo svolgimento diligente dei compiti assunti come Consigliere dell'Emittente.

Nel corso della seduta tenutasi il 16 marzo 2015 il Consiglio, all'esito della verifica degli incarichi ricoperti dai propri Consiglieri in altre società, ha ritenuto che il numero e la qualità degli incarichi rivestiti non interferisca e sia, pertanto, compatibile con un efficace svolgimento dell'incarico di amministratore nell'Emittente.

Nella Tabella 2 in calce alla presente Relazione è riportato l'elenco delle principali società in cui ciascun Consigliere ricopre incarichi di amministrazione o controllo, con evidenza se la società in cui è ricoperto l'incarico fa parte o meno del gruppo cui fa capo o di cui è parte l'Emittente.

Induction Programme

Nel corso dell'esercizio, in linea con il Criterio Applicativo 2.C.2 del Codice di Autodisciplina, i membri del Consiglio di Amministrazione sono stati adeguatamente informati sulle principali novità legislative e regolamentari che riguardano il settore in cui l'Emittente opera, sui temi di business, sull'esercizio delle funzioni degli organi sociali, attraverso la diffusione di informazioni nel corso delle riunioni e nell'ambito dell'informativa preconsiliare.

4.3. RUOLO DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

In conformità alle disposizioni di cui al Principio 1.P.1 ed alle raccomandazioni di cui al Criterio Applicativo 1.C.1 del Codice di Autodisciplina, il Consiglio di Amministrazione della Società del 24 luglio 2006 ha deliberato di impegnarsi a riunirsi con cadenza almeno trimestrale, salvo diversa necessità o urgenza.

Nel corso dell'Esercizio 2015 si sono tenute 16 (sedici) riunioni del Consiglio nelle seguenti date: 9 gennaio 2015; 16 gennaio 2015; 24 febbraio 2015; 9 marzo 2015; 16 marzo 2015; 23 aprile 2015; 11 maggio 2015; 23 giugno 2015; 29 giugno 2015; 5 agosto 2015; 29 settembre 2015; 27 ottobre 2015; 4 novembre 2015; 9 novembre 2015; 19 novembre 2015 e 22 dicembre 2015. La durata delle riunioni consiliari è stata mediamente di 2 ore.

Alla data della presente relazione, dall'inizio del 2016, si sono già tenute n. 4 (quattro) riunioni in data 18 gennaio 2016, 26 febbraio 2016, 7 marzo 2016 e 14 marzo 2016.

Il calendario dei principali eventi societari 2016 (già comunicato al Mercato e a Borsa Italiana S.p.A. secondo le prescrizioni regolamentari) prevede altre (3) riunioni nelle seguenti date:

- 12 maggio 2016 - approvazione Resoconto Intermedio di Gestione al 31 marzo 2016;
- 3 agosto 2016 - approvazione Relazione Semestrale al 30 giugno 2016;
- 10 novembre 2016 - approvazione Resoconto Intermedio di Gestione al 30 settembre 2016.

Nel corso dell'esercizio 2015, in linea con il Criterio Applicativo 1.C.5. del Codice, il Presidente del Consiglio di Amministrazione e Amministratore Delegato si è adoperato, con l'ausilio dell'Ufficio Affari Societari, compatibilmente con le esigenze organizzative e con il contenuto dei temi trattati e al fine di garantire una completa e tempestiva informativa pre-consiliare, alla trasmissione agli amministratori e ai sindaci della documentazione di supporto alla riunione del Consiglio con anticipo almeno di due giorni lavorativi rispetto alla data fissata, fatti salvi i casi di necessità e urgenza.

Inoltre, con l'ausilio dell'Ufficio Affari Societari, il Presidente del Consiglio di Amministrazione ha curato che agli argomenti posti all'ordine del giorno possa essere dedicato il tempo necessario per consentire un costruttivo dibattito, incoraggiando, nello svolgimento delle riunioni, contributi da parte dei Consiglieri.

In linea con il Criterio Applicativo 1.C.6, nel corso del 2015, il Direttore Generale della Società ha partecipato a tutte le riunioni del Consiglio di Amministrazione. Inoltre, in relazione agli argomenti trattati, sono stati invitati a partecipare alle riunioni del Consiglio di Amministrazione, su istanza del Presidente o degli altri amministratori, i dirigenti dell'Emittente responsabili delle funzioni aziendali competenti secondo la materia, o consulenti esterni, per fornire gli opportuni approfondimenti sugli argomenti posti all'ordine del giorno.

Il Consiglio di Amministrazione riveste un ruolo primario nell'ambito del sistema di governo societario di Ascopiave, in quanto determina gli obiettivi strategici di Ascopiave e delle società del gruppo ad essa facenti capo e ne assicura il raggiungimento. Inoltre, il Consiglio di Amministrazione svolge una funzione rilevante in relazione alla corretta gestione delle informazioni societarie e ai rapporti con gli azionisti.

A tal fine, lo Statuto Sociale, all'art. 19, riconosce al Consiglio di Amministrazione i più ampi poteri per la gestione della Società, senza eccezioni di sorta, e 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 in modo tassativo riserva all'Assemblea dei soci.

Inoltre, sempre ai sensi dell'art. 19 dello Statuto Sociale, sono di competenza, non delegabile, del Consiglio di Amministrazione le deliberazioni, da assumere nel rispetto dell'art. 2436 cod. civ., relative a:

- fusioni o scissioni ai sensi degli artt. 2505, 2505-bis, 2506-ter, cod. civ.;
 - istituzione o soppressione di sedi secondarie;
 - trasferimento della sede sociale nel territorio nazionale;
 - indicazione di quali amministratori hanno la rappresentanza legale;
 - riduzione del capitale a seguito di recesso del socio;
 - adeguamento dello Statuto Sociale a disposizioni normative imperative,
- fermo restando che dette deliberazioni potranno essere comunque assunte anche dall'Assemblea dei Soci in sede straordinaria.

In applicazione del Criterio 1.C.1 del Codice di Autodisciplina, il Consiglio di Amministrazione, in data 24 luglio 2006, ha deliberato che rientrano tra le proprie funzioni esclusive, in linea con il Criterio Applicativo 1.C.1., lett. a):

- l'esame e l'approvazione dei piani strategici, industriali e finanziari dell'Emittente e del gruppo di cui esso sia a capo; il monitoraggio periodico della relativa attuazione;
- e la definizione del sistema di governo societario dell'Emittente e della struttura del Gruppo.

Il Consiglio, in linea con il Criterio Applicativo 1.C.1. lett. c), ha valutato con riferimento all'esercizio 2015 l'adeguatezza dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile dell'Emittente, con particolare riferimento al sistema di controllo interno e alla gestione dei rischi dell'Emittente e delle società controllate. Nell'ambito di tale attività il Consiglio si è avvalso del supporto del Comitato Controllo e Rischi, del Responsabile della Funzione Internal Audit e del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari nonché delle procedure e delle verifiche implementate anche ai sensi della L. 262/2005, nonché sull'interazione con il Collegio Sindacale e la Società di revisione legale.

Nel 2012, il Consiglio di Amministrazione di Ascopiave S.p.A. ha adottato il documento "Linee Guida in materia di direzione e coordinamento", con il quale sono disciplinati i meccanismi attuativi della direzione e coordinamento, i flussi informativi e di controllo tra l'Emittente e le società controllate. Il documento, approvato dalle assemblee delle società controllate nel 2012, costituisce parte integrante del sistema di governance del Gruppo.

Nel 2013, è stata altresì completata l'adozione di modelli di organizzazione, gestione e controllo conformi ai requisiti di cui al d.lgs. 231 presso tutte le società controllate dall'Emittente. Ciascuna di tali società ha adottato un proprio "modello 231", si è dotata di un organismo deputato a vigilare sull'attuazione e l'efficacia del Modello 231, e ha aderito al Codice Etico del Gruppo Ascopiave.

Il Consiglio, in linea con il Criterio Applicativo 1.C.1. lett. e), ha valutato, con cadenza trimestrale, il generale andamento della gestione, verificando i risultati economici, patrimoniali e finanziari della Società e consolidati. I risultati, e gli indicatori di performance, sono stati raffrontati con i dati di pianificazione.

In applicazione del Criterio 1.C.1 lett. f) del Codice di Autodisciplina, spetta al Consiglio di Amministrazione di Ascopiave, stante il sistema dei poteri delegati in vigore e in conformità alla delibera del Consiglio del 24 luglio 2006, la deliberazione sulle operazioni di significativo rilievo strategico, economico, patrimoniale o finanziario per l'Emittente.

Qualora tali operazioni siano svolte dalle società controllate, nel documento "Linee Guida in materia di direzione e coordinamento" è previsto che, nel rispetto della normativa di settore in materia di separazione amministrativa e contabile, gli organi amministrativi delle società controllate sottopongono le stesse al preventivo esame del Consiglio di Amministrazione di Ascopiave.

Sono ritenute, a titolo non esaustivo, quali operazioni di rilievo strategico, economico, patrimoniale o finanziario, le seguenti:

- accordi con competitors e partners del Gruppo che per l'oggetto, gli impegni, i condizionamenti, i limiti che ne possono direttamente o indirettamente derivare, possono incidere durevolmente sulla libertà delle scelte strategiche imprenditoriali (ad esempio partnership, joint venture, ecc.);
- atti e operazioni che comportano ingresso in (oppure uscita da) mercati geografici e/o merceologici;
- atti di investimento in immobilizzazioni materiali ed immateriali;
- atti di acquisto e disposizione di aziende o rami di azienda;
- atti di acquisto e disposizione di partecipazioni di controllo e collegamento ed interessenze in altre società, nonché la stipula di accordi sull'esercizio dei diritti inerenti a tali partecipazioni;
- assunzione di finanziamenti di importo rilevante, nonché l'erogazione di finanziamenti e il rilascio di garanzie nell'interesse di società del Gruppo;
- atti di acquisto di beni e servizi che impegnino le società per una durata pluriennale;
- decisione di fusione nei casi di cui agli articoli 2505 e 2505-bis del Codice Civile;
- istituzione e la soppressione di sedi secondarie;
- adeguamento dello statuto sociale a disposizioni normative.

In linea con il Criterio Applicativo 1.C.1, lett. g), in data 16 marzo 2015 il Consiglio di Amministrazione ha effettuato l'autovalutazione sul funzionamento del Consiglio stesso e dei Comitati interni, nonché sulla loro dimensione e la loro composizione ritenendo che nello stesso siano presenti competenze professionali e manageriali in campo economico/finanziario, gestionale, imprenditoriale, coerenti con le attività dell'Emittente. Si ritiene inoltre adeguata la presenza di n. 3 (tre) Amministratori Indipendenti, su un totale di n. 5 (cinque) Amministratori.

Il processo di valutazione è stato svolto sulla base di criteri qualitativi, confrontando la composizione e il funzionamento del Consiglio di Amministrazione e dei comitati interni rispetto alle *best practices* di riferimento. Per la valutazione, il Consiglio non si è avvalso dell'opera di consulenti esterni, ma delle professionalità interne alla Società.

L'Assemblea non ha autorizzato deroghe al divieto di concorrenza previsto dall'art. 2390 c.c..

4.4. ORGANI DELEGATI

Amministratori Delegati

Con delibera del 29 aprile 2014, il Consiglio di Amministrazione della Società, nominato dall'Assemblea del 24 aprile 2014, ha deliberato di attribuire al Presidente del Consiglio di Amministrazione, dott. Fulvio Zugno, l'incarico di Amministratore Delegato; al dott. Fulvio Zugno, in continuità con la struttura di poteri in vigore dal 2012, sono state assegnate le seguenti attribuzioni principali:

- coordinare l'attività del Consiglio di Amministrazione e dare attuazione alle relative delibere;
- curare i rapporti con gli azionisti;
- gestire i rapporti istituzionali e promuovere l'immagine della Società;
- elaborare le strategie di medio-lungo periodo;
- contratti di acquisto e vendita di merci, materie prime, beni mobili, servizi il cui contenuto economico non superi l'importo di Euro 1.500.000 per ogni singola operazione;
- acquistare, vendere o permutare impianti, macchinari, attrezzature, marchi e brevetti di valore non eccedente Euro 500.000 per ogni singola operazione.

L'assetto dei poteri viene completato dalla figura del Direttore Generale, nominato dal Consiglio di Amministrazione in data 15 marzo 2012, nella persona del dott. Roberto Gumirato. Il Direttore Generale, risponde direttamente al Presidente e Amministratore Delegato, secondo l'assetto dei poteri definiti nel 2012 dal Consiglio di Amministrazione e confermati dall'attuale Organo di governo.

In virtù della ripartizione dei poteri in vigore, si ritiene che il Presidente e Amministratore Delegato, dott. Fulvio Zugno, non sia qualificabile come il principale responsabile della gestione dell'impresa (*chief executive officer*).

Presidente del Consiglio di Amministrazione

Cfr. supra, paragrafo "Amministratore Delegato".

Informativa al Consiglio

All'art. 19.5 dello Statuto Sociale, si prevede che gli organi delegati riferiscano con periodicità almeno trimestrale al Consiglio di Amministrazione e al Collegio Sindacale sul proprio operato, sul generale andamento della gestione, sulla sua prevedibile evoluzione, nonché sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale effettuate dalla Società e dalle sue controllate; in particolare, è previsto che il Presidente dia informativa sulle operazioni nella quali abbia un interesse per conto proprio o di terzi.

Rispetto alle previsioni statutarie, si segnala che i soggetti delegati riferiscono e coinvolgono l'organo di amministrazione in merito all'attività svolta in occasione di ciascuna riunione del Consiglio di Amministrazione. Con periodicità trimestrale, in occasione dell'approvazione del bilancio annuale e semestrale e dei resoconti intermedi di gestione vengono invece comunicati i risultati della gestione e i relativi indicatori di performance.

4.5. ALTRI CONSIGLIERI ESECUTIVI

Non sono presenti altri consiglieri esecutivi oltre al Presidente e Amministratore Delegato, dott. Fulvio Zugno.

4.6. AMMINISTRATORI INDIPENDENTI

Nell'attuale composizione del Consiglio di Amministrazione dell'Emittente sono presenti tre amministratori indipendenti, in linea con il Criterio Applicativo 3.C.3 del Codice di Autodisciplina. Gli Amministratori non esecutivi e gli Amministratori indipendenti sono per numero ed autorevolezza tali da garantire che il loro giudizio possa avere un peso significativo nell'assunzione delle decisioni consiliari dell'Emittente. Gli Amministratori non esecutivi e gli Amministratori indipendenti apportano le loro specifiche competenze nelle discussioni consiliari, contribuendo all'assunzione di decisioni conformi all'interesse sociale.

Il numero di amministratori indipendenti (3 su un Consiglio di 5) risulta adeguato sia sulla base di quanto previsto dall'art. IA.2.10.6 delle Istruzioni di Borsa, sia in relazione alle dimensioni del Consiglio e all'attività dell'Emittente; esso è infine sufficiente alla costituzione dei comitati, interni al Consiglio, che la Società ha ritenuto di adottare.

Il Consiglio di Amministrazione, nella riunione tenutasi il 23 giugno 2015, ha valutato la sussistenza dei requisiti di indipendenza degli Amministratori Dimitri Coin, Claudio Paron, Greta Pietrobon, come previsto dal Principio 3.P.2., nel quale si raccomanda di effettuare la valutazione dell'indipendenza degli Amministratori con cadenza annuale, ed in linea con il Criterio Applicativo 3.C.4.

Nell'effettuare tali verifiche, il Consiglio di Amministrazione ha applicato i Criteri Applicativi 3.C.1. e 3.C.2. previsti dal Codice. Gli Amministratori indipendenti risultano pertanto in possesso dei requisiti di indipendenza previsti dal Codice e dall'art. 148, comma 3, lett. b) e c) del TUF, in quanto ciascuno di essi:

- (i) non controlla l'Emittente, direttamente o indirettamente, anche attraverso società controllate, fiduciari o interposta persona, né è in grado di esercitare su di esso un'influenza notevole;
- (ii) non partecipa, direttamente o indirettamente, ad alcun patto parasociale attraverso il quale uno o più soggetti possano esercitare il controllo o un'influenza notevole sull'Emittente;
- (iii) non è, né è stato nei precedenti tre esercizi, un esponente di rilievo (per tale intendendosi il presidente, il rappresentante legale, il presidente del consiglio di amministrazione, un amministratore esecutivo ovvero un dirigente con responsabilità strategiche) dell'Emittente, di una sua controllata avente rilevanza strategica, di una società sottoposta a comune controllo con l'Emittente, di una società o di un ente che, anche congiuntamente con altri attraverso un patto parasociale, controlli l'Emittente o sia in grado di esercitare sulla stesso un'influenza notevole;
- (iv) non intrattiene, ovvero non ha intrattenuto nell'esercizio precedente, direttamente o indirettamente (ad esempio attraverso società controllate o delle quali sia esponente di rilievo, nel senso indicato al punto (iii) che precede, ovvero in qualità di partner di uno studio professionale o di una società di consulenza), una significativa relazione commerciale, finanziaria o professionale ovvero rapporti di lavoro subordinato: (a) con l'Emittente, con una sua controllata, ovvero con alcuno degli esponenti di rilievo, nel senso indicato al punto (iii) che

-
- precede, dei medesimi; (b) con un soggetto che, anche congiuntamente con altri attraverso un patto parasociale, controlli l'Emittente, ovvero – trattandosi di società o ente – con gli esponenti di rilievo, nel senso indicato al punto (iii) che precede, dei medesimi;
- (v) fermo restando quanto indicato al punto (iv) che precede, non intrattiene rapporti di lavoro autonomo o subordinato, ovvero altri rapporti di natura patrimoniale o professionale tali da comprometterne l'indipendenza: (a) con l'Emittente, con sue controllate o controllanti o con le società sottoposte a comune controllo; (b) con gli Amministratori dell'Emittente; (c) con soggetti che siano in rapporto di coniugio, parentela o affinità entro il quarto grado degli Amministratori delle società di cui al precedente punto (a);
 - (vi) non riceve, né ha ricevuto nei precedenti tre esercizi, dall'Emittente o da una società controllata o controllante, una significativa remunerazione aggiuntiva rispetto all'emolumento "fisso" di amministratore non esecutivo della Società e al compenso per la partecipazione ai comitati raccomandati dal presente Codice, ivi inclusa la partecipazione a piani di incentivazione legati alla performance aziendale, anche a base azionaria;
 - (vii) non è stato amministratore dell'Emittente per più di nove anni negli ultimi dodici anni;
 - (viii) non riveste la carica di amministratore esecutivo in un'altra società nella quale un amministratore esecutivo dell'Emittente abbia un incarico di amministratore;
 - (ix) non è socio o amministratore di una società o di un'entità appartenente alla rete della società incaricata della revisione contabile dell'Emittente;
 - (x) non è uno stretto familiare di una persona che si trovi in una delle situazioni di cui ai precedenti punti e comunque non è coniuge, parente o affine entro il quarto grado degli Amministratori dell'Emittente, delle società da questo controllate, delle società che lo controllano e di quelle sottoposte a comune controllo.

Il Collegio Sindacale ha verificato, in linea con il Criterio Applicativo 3.C.5, nella riunione del 23 giugno 2015, la corretta applicazione dei criteri e delle procedure di accertamento adottati dal Consiglio per valutare l'indipendenza dei propri membri e l'esito di tale controllo verrà reso noto nell'ambito della relazione dei sindaci all'assemblea ai sensi dell'art. 2429 c.c..

Gli amministratori indipendenti non si sono mai incontrati nel corso dell'esercizio in assenza degli altri amministratori in quanto non si è ravvisata alcuna circostanza che richiedesse la necessità di tali riunioni. Varie sono le ragioni che hanno contribuito a non rendere necessaria la convocazione di apposite riunioni degli amministratori indipendenti. Ad esempio, determinante è stato il fatto che gli amministratori hanno ricevuto sempre con congruo anticipo tutte le informazioni necessarie a garantire la loro effettiva, approfondita e non formale partecipazione alle riunioni del Consiglio di Amministrazione. Ciò ha permesso loro di formulare tempestivamente eventuali rilievi sull'opportunità e la correttezza di ogni singola decisione proposta. Inoltre, l'adozione del Codice sulle Operazioni con Parti Correlate, la sua puntuale applicazione, la previa dichiarazione, in sede di apertura dei lavori consiliari, dell'eventuale esistenza di conflitti di interessi ai sensi dell'art. 2391 del cod. civ. e la conseguente astensione degli amministratori eventualmente in conflitto sono elementi sintomatici di un corretto *modus operandi* che garantisce l'assenza di conflitti di interesse e spiega perché non si è mai presentata nel corso dell'esercizio la necessità di affrontare tali questioni senza la presenza degli amministratori c.d. non indipendenti.

4.7. LEAD INDEPENDENT DIRECTOR

Il Consiglio di Amministrazione non ha ritenuto necessario individuare al proprio interno un Amministratore indipendente quale *Lead Independent Director*, non ricorrendo i presupposti previsti dal Criterio Applicativo 2.C.3. del Codice. Tale figura, infatti, è espressamente prevista dal Criterio Applicativo 2.C.3. del Codice di Autodisciplina nel caso in cui il Presidente del Consiglio sia il principale responsabile della gestione dell'Emittente – *chief executive officer* – ovvero il Presidente sia l'azionista di controllo dell'Emittente, ovvero l'Emittente appartenga all'indice FTSE-Mib, per cui, la nomina del *Lead independent director* potrebbe essere richiesta dalla maggioranza degli amministratori indipendenti.

5. TRATTAMENTO DELLE INFORMAZIONI SOCIETARIE

5.1. CODICE DI COMPORTAMENTO IN MATERIA DI INFORMAZIONE SOCIETARIA AL MERCATO E REGISTRO DELLE PERSONE INFORMATE

In conformità alle disposizioni di cui all'art. 114, primo e dodicesimo comma, e 115 *bis* del Testo Unico della Finanza, nonché agli artt. 66 e seguenti e 152 *bis* e seguenti del Regolamento Emittenti e al Criterio Applicativo 1.C.1 lett. j) del Codice di Autodisciplina, il Consiglio di Amministrazione dell'11 settembre 2006 ha approvato l'adozione di un codice di comportamento in materia di informazioni privilegiate (il “**Codice di comportamento in materia di informazione societaria al mercato**”), e la istituzione di un apposito registro delle persone che, in ragione dell'attività lavorativa o professionale, ovvero delle funzioni svolte, hanno accesso alle informazioni privilegiate (il “**Registro delle Persone Informate**”). In data 14 ottobre 2013, il Consiglio di Amministrazione di Ascopiave S.p.A. ha approvato una nuova versione del Codice di comportamento in materia di informazione societaria al mercato.

Il testo di codice approvato dalla Società prevede anzitutto un obbligo a carico degli Amministratori della Società e di tutti coloro che, in ragione della propria attività lavorativa o professionale, abbiano accesso ad informazioni privilegiate riguardanti l'Emittente o le società da essa controllate (le “**Persone Informate**”), di mantenere riservate tali informazioni. Il codice prevede quindi una specifica procedura, volta a disciplinare le modalità ed i termini secondo cui le informazioni rilevanti inerenti la Società debbono essere comunicate al mercato, nel rispetto delle previsioni legislative e regolamentari applicabili.

La procedura tra l'altro prevede che il Presidente del Consiglio di Amministrazione di Ascopiave curi le modalità di gestione delle Informazioni Privilegiate relative alla Società o alle Società Controllate, nonché i rapporti tra la Società e gli investitori istituzionali. In particolare, il Presidente del Consiglio di Amministrazione di Ascopiave approva i comunicati sottoposti alla sua attenzione da parte del Referente ed, in linea generale, le modalità di gestione dei rapporti con la stampa e con gli investitori istituzionali.

Il Referente, nominato dal Consiglio di Amministrazione, cura i rapporti con gli organi di informazione e provvede alla stesura delle bozze dei comunicati relativi alle Informazioni Privilegiate concernenti la Società o le Società Controllate; assicura il corretto adempimento degli obblighi informativi nei confronti del mercato, provvedendo, con le modalità previste dal Regolamento Emittenti e dal Regolamento di Borsa, nonché dal “Codice di comportamento in materia di informazione societaria al

mercato”, alla diffusione dei comunicati relativi alle Informazioni Privilegiate, approvati dal Presidente del Consiglio di Amministrazione di Ascopiave.

Gli obblighi di comunicazione all'esterno di Informazioni Privilegiate devono essere adempiuti tramite la diffusione di comunicati stampa al mercato nonché nei casi in cui sia previsto o ritenuto opportuno, la messa a disposizione di relazioni e documenti. La comunicazione al pubblico delle Informazioni Privilegiate avviene tramite comunicati stampa da redigersi e trasmettersi secondo le modalità indicate dal Regolamento di Borsa (cfr. articolo 2.7.1 del Regolamento di Borsa).

La Società, in coerenza con quanto previsto nel principio n. 7 della Guida per l'Informazione al Mercato, nonché delle raccomandazioni formulate sul punto dalla Consob, pubblica, tramite il Referente, sul proprio sito Internet, preferibilmente anche in lingua inglese (i) lo Statuto; (ii) il bilancio di esercizio e il bilancio consolidato; (iii) la relazione semestrale e trimestrale; (iii) le informazioni comunicate al mercato, nonché la documentazione distribuita in occasione degli incontri con operatori del mercato; (iv) il Codice di Comportamento in materia di *internal dealing*.

Il Codice prevede infine l'istituzione del Registro delle Persone Informate e ne disciplina le modalità di compilazione ed aggiornamento, in ottemperanza con quanto stabilito dall'art. 115-*bis* del Testo Unico della Finanza. I dati relativi alle persone iscritte nel Registro delle Persone Informate vengono conservati per un periodo di 5 anni a partire dalla data in cui sono venute meno le circostanze che hanno determinato l'iscrizione della Persona Informata nel Registro delle Persone Informate ovvero l'aggiornamento dei dati ad essa relativi.

5.2. INTERNAL DEALING

In conformità alle disposizioni di cui all'art. 114, settimo comma, del Testo Unico della Finanza e agli artt. 152-*sexies* e seguenti del Regolamento Emittenti, il Consiglio di Amministrazione ha deliberato l'adozione di un codice di comportamento in materia di *internal dealing* (il “**Codice di Internal Dealing**”), che individui i c.d. “soggetti rilevanti” e disciplini le modalità di comunicazione a Consob e al pubblico delle operazioni dagli stessi effettuate e aventi ad oggetto azioni emesse dalla società quotata o altri strumenti finanziari ad esse collegati. Il testo del Codice di *Internal Dealing* (<http://www.gruppoascopiave.it/wp-content/uploads/2015/06/Codice-di-comportamento-internal-dealing-GruppoAscopiave-20150623.pdf>), approvato in data 11 settembre 2006 e aggiornato il 23 giugno 2015, specifica le modalità con cui i soggetti rilevanti (i.e. i soggetti tenuti all'obbligo di comunicazione delle operazioni effettuate su azioni o strumenti finanziari della Società) debbano effettuare tali comunicazioni alla Società stessa e/o alla Consob. Il Codice, inoltre, in linea con quanto previsto all'art. 2.2.3 comma 3, lettera (o) del Regolamento di Borsa, prevede un divieto per i soggetti rilevanti di compiere operazioni sulle azioni e/o sugli strumenti finanziari della Società durante i c.d. *black-out periods*, ovvero nei 15 giorni di calendario precedenti la comunicazione al pubblico dell'approvazione del progetto di bilancio, della relazione semestrale e dei resoconti intermedi sulla gestione.

In attuazione delle previsioni del Codice di Internal Dealing e del Codice di comportamento in materia di informazione societaria al mercato, nonché ai sensi dell'art. 2.6.1, Titolo 2.6 del Regolamento di Borsa, il Consiglio del 24 gennaio 2012 ha nominato quale Referente Informativo il dott. Cristiano Ceresatto e il dott. Edo Cecchinell, come suo sostituto, attribuendo loro il compito di adempiere alle prescrizioni normative e regolamentari a carico del predetto Referente Informativo, con particolare riferimento a quelle in tema di *internal dealing* e di comunicazione delle informazioni privilegiate,

nonché alle prescrizioni relative alle comunicazioni al mercato di cui al Titolo 2.6 del Regolamento di Borsa e, più in generale, alle previsioni del Codice di Internal Dealing e del Codice di comportamento in materia di informazione societaria al mercato.

A seguito dimissioni del dott. Cristiano Ceresatto, il quale ha cessato il suo rapporto in data 31 maggio 2015, il Consiglio del 23 giugno 2015 ha nominato quale Referente Informativo la dott.ssa Irene Rossetto e il dott. Giacomo Bignucolo, come suo sostituto.

6. COMITATI INTERNI AL CONSIGLIO

All'interno del Consiglio di Amministrazione dell'Emittente sono stati costituiti il Comitato per la Remunerazione e il Comitato Controllo e Rischi.

7. COMITATO PER LE NOMINE

Il Consiglio di Amministrazione dell'Emittente non ha ritenuto necessario costituire al proprio interno un Comitato per le Nomine, come previsto dal Principio 5.P.1., alla luce delle dimensioni della Società e del limitato numero di componenti gli organi di amministrazione e controllo, riservando nell'ambito delle sedute consiliari adeguati spazi all'espletamento del compito di individuare le figure più idonee a ricoprire gli incarichi all'interno dei vari organi di *corporate governance* della Società.

8. COMITATO PER LA REMUNERAZIONE

Il Consiglio di Amministrazione della Società, in conformità a quanto previsto dal Principio 6.P.3. del Codice, ha istituito al proprio interno un Comitato per la Remunerazione.

Composizione e funzionamento del comitato per la remunerazione

Il Comitato per la Remunerazione dell'Emittente è composto da tre Amministratori indipendenti. Nel corso del 2015, il Comitato è stato composto dal Consigliere indipendente Dimitri Coin, con funzioni di Presidente, dal Consigliere non esecutivo Enrico Quarello, dal Consigliere indipendente Claudio Paron (cfr. Tabella 2).

Conformemente al Principio 6.P.3 del Codice di Autodisciplina, il Consigliere Dimitri Coin, ha acquisito una adeguata esperienza in materia di politiche retributive, sia quale imprenditore, sia quale componente del Consiglio di Amministrazione e del Comitato per la Remunerazione di Ascopiave dal 2011 ad oggi.

Nel corso dell'esercizio si sono tenute n. 2 riunioni del Comitato per la Remunerazione, in data 9 marzo 2015 e 23 giugno 2015. La durata delle riunioni è risultata pari a circa 1 ora.

Il Comitato si è inoltre riunito, successivamente alla chiusura dell'esercizio, il giorno 7 marzo 2016. Per l'esercizio 2016 non sono state programmate altre riunioni del Comitato.

Alla riunione del Comitato hanno partecipato, su invito del Comitato, il Presidente e gli altri due membri del Collegio Sindacale e, per approfondimenti sulle materie all'ordine del giorno, alcuni dipendenti della Società.

In conformità al Criterio Applicativo 6.C.6, il Regolamento del Comitato per la Remunerazione prevede che nessun amministratore prenda parte alle riunioni del Comitato in cui vengano formulate le proposte al Consiglio di Amministrazione relative alla propria remunerazione.

Funzioni del comitato per la remunerazione

Per il dettaglio delle funzioni del Comitato per la Remunerazione, si rimanda alla Sezione I, capitolo 2.4 della Relazione sulla Remunerazione, predisposta ai sensi dell'art. 123-ter del Testo Unico della Finanza. Si precisa che il Regolamento del Comitato per la Remunerazione, adottato nella sua versione originaria in data 12 settembre 2006, è stato modificato il 19 dicembre 2011.

In data 9 marzo 2015, il Comitato si è riunito per discutere, tra gli altri, i seguente temi:

- Politica di Remunerazione adottata dalla Società ed elaborazione della Relazione sulla Remunerazione ai sensi dell'art. 123-ter TUF
- Esiti del piano "Management by Objectives 2014"
- Piano di incentivazione a medio lungo termine a base azionaria 2015-2017.

In data 23 giugno 2015 il Comitato si è riunito per discutere, tra gli altri, il seguente tema:

- Individuazione beneficiari del piano di incentivazione a medio lungo termine PILT 2015-2017.

Successivamente alla fine dell'esercizio, in data 7 marzo 2016, il Comitato si è riunito per discutere, tra i temi, della verifica dell'adeguatezza, coerenza e applicazione della Politica di Remunerazione e la stesura della Relazione sulla Remunerazione 2016, per monitorare l'effettivo raggiungimento degli obiettivi di performance previsti nel piano "*Management by Objectives 2015*".

Le riunioni del Comitato sono state regolarmente verbalizzate, in linea con il Criterio Applicativo 4.C.1., lett. d).

Il Comitato ha avuto accesso, nell'esercizio dei propri compiti, alle informazioni e alle funzioni aziendali necessarie per l'espletamento dei propri compiti, in linea con il Criterio Applicativo 4.C.1., lett. e).

Non sono state destinate risorse finanziarie al Comitato per la Remunerazione in quanto lo stesso si avvale, per l'assolvimento dei propri compiti, dei mezzi e delle strutture aziendali dell'Emittente.

9. REMUNERAZIONE DEGLI AMMINISTRATORI

Politica generale per la remunerazione

Il Consiglio di Amministrazione ha adottato, nella riunione del 19 dicembre 2011, la “Politica di Remunerazione del Gruppo Ascopiave” (o “Politica di Remunerazione”), successivamente aggiornata su base annuale, in conformità alle raccomandazioni dell’Articolo 6 del Codice di Autodisciplina delle società quotate di Borsa Italiana S.p.A. (il “Codice di Autodisciplina”), al quale la Società aderisce, nonché ai fini dell’Articolo 3.2 lettera (b) della Procedura per le Operazioni con Parti Correlate approvata da Ascopiave in data 24 novembre 2010.

La Politica di Remunerazione è stata presentata all’Assemblea in occasione dell’approvazione del bilancio 2014 e sottoposta con esito favorevole al voto consultivo dei soci ai sensi dell’art. 123-ter del D.Lgs. n. 58 del 24 febbraio 1998.

Per i contenuti della Politica di Remunerazione si rimanda alla Sezione I della Relazione sulla Remunerazione, predisposta ai sensi dell’art. 123-ter del Testo Unico della Finanza.

Piani di remunerazione basati su azioni

In occasione dell’Assemblea ordinaria del 26 aprile 2012, che ha approvato il bilancio dell’esercizio 2011, è stato approvato un piano di incentivazione a base azionaria, il cd. “Piano di incentivazione a lungo termine a base azionaria 2012-2014” (o “Piano 2012-2014”), elaborato su proposta del Comitato per la Remunerazione e precedentemente approvato dal Consiglio di Amministrazione del 15 marzo 2012. Il Piano 2012-2014, in conformità alle raccomandazioni dell’Articolo 6 del Codice di Autodisciplina, prevede, per l’erogazione del premio, un periodo di *vesting* pari a 3 anni, e il raggiungimento di predeterminati obiettivi di performance e di rendimento delle azioni della Società, anche in relazione ad un paniere di titoli di società comparabili. L’erogazione del premio, avvenuta nel corso dell’esercizio 2015 per il 50% in denaro e per il 50% mediante l’attribuzione di azioni Ascopiave, per le quali è previsto un periodo di *retention* delle stesse azioni pari a 2 (anni); qualora il Beneficiario, al termine dei due anni, abbia in corso un rapporto di amministrazione con Ascopiave o con le Società del Gruppo, il periodo di *retention* si intende prolungato sino al termine del mandato.

Il documento è disponibile sul sito istituzionale dell’Emittente alla sezione Corporate Governance (<http://www.gruppoascopiave.it/wp-content/uploads/2015/02/Pianodiincentivazionealungotermine2012-2014.pdf>)

L’Assemblea ordinaria del 23 aprile 2015, che ha approvato il bilancio dell’esercizio 2014, ha approvato un piano di incentivazione a lungo termine a base azionaria, il cd. “Piano di incentivazione a lungo termine a base azionaria 2015-2017” (o “Piano 2015-2017”), elaborato su proposta del Comitato per la Remunerazione e approvato dal Consiglio di Amministrazione del 16 marzo 2015. Il Piano 2015-2017, in conformità alle raccomandazioni dell’Articolo 6 del Codice di Autodisciplina, prevede, per l’erogazione del premio, un periodo di *vesting* pari a 3 anni, e il raggiungimento di predeterminati obiettivi di performance e di rendimento delle azioni della Società, anche in relazione ad un paniere di titoli di società comparabili. In caso di erogazione del premio, che avverrà nel corso dell’esercizio 2018 per il 50% in denaro e per il 50% mediante l’attribuzione di azioni Ascopiave, per le quali è previsto un periodo di *retention* delle stesse azioni pari a 2 (anni); qualora il Beneficiario, al termine dei due anni, abbia in corso un rapporto di amministrazione con Ascopiave o con le Società del Gruppo, il periodo di *retention* si intende prolungato sino al termine del mandato.

Il Consiglio di Amministrazione, ha provveduto a dare attuazione al Piano, individuando i beneficiari dello stesso, tra i potenziali destinatari previsti nel Regolamento.

Il documento è disponibile sul sito istituzionale dell'Emittente alla sezione Corporate Governance (http://www.gruppoascopiave.it/wp-content/uploads/2015/03/Ascopiave_Documento-informativo-PILT-2015.pdf)

Remunerazione degli amministratori esecutivi

Per la composizione della remunerazione degli amministratori che sono destinatari di deleghe gestionali, si rinvia alla Sezione II della Relazione sulla Remunerazione, predisposta ai sensi dell'art. 123-ter del Testo Unico della Finanza.

Remunerazione del Direttore Generale e dei Dirigenti con Responsabilità Strategiche

Per la composizione della remunerazione del Direttore Generale e dei Dirigenti con Responsabilità Strategiche, si rinvia alla Sezione II della Relazione sulla Remunerazione, predisposta ai sensi dell'art. 123-ter del Testo Unico della Finanza.

Meccanismi di incentivazione del responsabile della funzione di internal audit e del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari

Il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e il Responsabile della funzione di internal audit, nel corso del 2015, hanno percepito il premio relativo al “Piano di incentivazione a lungo termine a base azionaria 2012-2014”, che è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Ascopiave S.p.A., su proposta del Comitato per la Remunerazione, il 15 marzo 2012 ed approvato successivamente dall'Assemblea dei soci il 26 aprile 2012.

Il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari è stato individuato quale destinatario, nel corso del 2015, del “Piano di incentivazione a lungo termine a base azionaria 2015-2017”, che è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Ascopiave S.p.A., su proposta del Comitato per la Remunerazione, il 16 marzo 2015 ed approvato successivamente dall'Assemblea dei soci il 23 aprile 2015.

Il Dirigente preposto, in quanto dirigente con responsabilità strategiche, è stato inoltre destinatario del piano di incentivazione “*Management by Objectives 2015*”, per i cui esiti si rinvia alla Sezione II della Relazione sulla Remunerazione, predisposta ai sensi dell'art. 123-ter del Testo Unico della Finanza.

Remunerazione degli amministratori non esecutivi

Per la composizione della remunerazione degli amministratori non esecutivi, si rimanda alla Sezione II della Relazione sulla Remunerazione, predisposta ai sensi dell'art. 123-ter del Testo Unico della Finanza.

La remunerazione degli Amministratori non esecutivi, in linea con quanto previsto dal Criterio Applicativo 6.C.4. del Codice, non risulta legata ai risultati economici conseguiti dall'Emittente.

Gli Amministratori non esecutivi non risultano destinatari di piani di incentivazione a base azionaria.

Indennità degli amministratori in caso di dimissioni, licenziamento o cessazione del rapporto a seguito di un'offerta pubblica di acquisto

Per il dettaglio delle indennità previste, si rimanda alla Sezione II della Relazione sulla Remunerazione, predisposta ai sensi dell'art. 123-ter del Testo Unico della Finanza.

10. COMITATO CONTROLLO E RISCHI

In linea con quanto previsto dal Principio 7.P.3., lett. a), n. (ii) e 7.P.4. il Consiglio ha costituito al proprio interno un Comitato Controllo e Rischi.

In data 11 settembre 2006, il Consiglio di Amministrazione dell'Emittente ha approvato il Regolamento del Comitato Controllo e Rischi, in conformità con il Codice di Autodisciplina, successivamente modificato in data 23 febbraio 2011 e in data 24 gennaio 2013.

Composizione e funzionamento del Comitato controllo e rischi

Il Comitato Controllo e Rischi dell'Emittente è composto da Amministratori non esecutivi, in maggioranza indipendenti. Il Comitato è composto da tre membri. Nel corso del 2015, il Comitato è stato composto dal Consigliere indipendente Dimitri Coin, con funzioni di Presidente, dal Consigliere indipendente Claudio Paron e dal Consigliere non esecutivo Enrico Quarello.

Conformemente al Principio 7.P.4 del Codice di Autodisciplina, il Consigliere Dimitri Coin dispone di competenze in materia di gestione del rischio, acquisite nell'attività imprenditoriale e nell'esperienza di componente del Comitato di controllo e rischi di Ascopiave S.p.A., di cui è componente dal 2011.

Nel corso dell'Esercizio si sono tenute 5 (cinque) riunioni del Comitato Controllo e Rischi in data 24 febbraio 2015, 9 marzo 2015, 11 maggio 2015, 5 agosto 2015 e 9 novembre 2015. La durata media delle riunioni è stata pari a circa 1 ora. Per il dettaglio della partecipazione dei membri alle riunioni del Comitato si rimanda ai contenuti della Tabella 2 allegata. Per l'anno 2016, sono previste riunioni del Comitato in occasione delle n. 4 (quattro) riunioni del Consiglio di Amministrazione fissate per l'approvazione dei risultati annuali, semestrali e trimestrali della Società. Dopo la fine dell'esercizio, si sono tenute n. 2 (due) riunioni del Comitato in data 26 febbraio 2016 e 7 marzo 2016.

Alle riunioni del Comitato hanno partecipato, su invito, i membri del Collegio Sindacale, in linea con il Criterio Applicativo 7.C.3 del Codice, il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e il responsabile della funzione Internal Audit.

Funzioni attribuite al comitato controllo e rischi

In linea con il Criterio Applicativo 7.C.1, il Comitato per il Controllo e Rischi, nel ruolo di supporto al Consiglio di Amministrazione, esprime il proprio parere con riferimento a:

- (i) la definizione delle linee di indirizzo del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, in modo che i principali rischi afferenti alla Società e alle sue controllate risultino correttamente identificati, nonché adeguatamente misurati, gestiti e monitorati, determinando inoltre criteri di compatibilità di tali rischi con una gestione dell'impresa coerente con gli obiettivi strategici individuati;
- (ii) la valutazione, con cadenza almeno annuale, dell'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi rispetto alle caratteristiche dell'impresa e al profilo di rischi assunto, nonché la sua efficacia;
- (iii) il piano di lavoro predisposto con cadenza almeno annuale del Responsabile della Funzione Internal Auditing;

-
- (iv) la descrizione, nella relazione sul governo societario, delle principali caratteristiche del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi;
 - (v) i risultati esposti dal revisore legale nella eventuale lettera di suggerimenti e nella relazione sulle questioni fondamentali emerse in sede di revisione legale.

Il Comitato Controllo e Rischi, inoltre, nell'assistere il Consiglio di Amministrazione:

- (i) valuta, unitamente al dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, sentiti il revisore legale ed il Collegio Sindacale, il corretto utilizzo dei principi contabili e la loro omogeneità ai fini della redazione del bilancio consolidato;
- (ii) esprime pareri su specifici aspetti inerenti alla identificazione dei principali rischi aziendali;
- (iii) esamina le relazioni periodiche, aventi per oggetto la valutazione del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, e quelle predisposte dalla Funzione Internal Auditing;
- (iv) monitora l'autonomia, l'adeguatezza, l'efficacia e l'efficienza della Funzione Internal Auditing;
- (v) può chiedere alla Funzione Internal Auditing lo svolgimento di verifiche su specifiche aree operative, dandone contestuale comunicazione al Presidente del Collegio Sindacale;
- (vi) riferisce al Consiglio di Amministrazione, almeno semestralmente, in occasione dell'approvazione della relazione finanziaria annuale e semestrale, sull'attività svolta nonché sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi;
- (vii) esprime un preventivo parere motivato sull'interesse della Società al compimento di operazioni con parti correlate, nonché sulla convenienza e sulla correttezza sostanziale delle relative condizioni, nei termini di cui alla Procedura per le operazioni con parti correlate approvata dal Consiglio di Amministrazione della Società in data 24 novembre 2010;
- (viii) esprime parere preventivo sulle proposte formulate dall'Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi al Consiglio di Amministrazione in merito a provvedimenti di nomina e revoca del Responsabile della Funzione Internal Auditing, all'attribuzione allo stesso di adeguate risorse per l'espletamento delle proprie responsabilità, nonché alla determinazione della relativa remunerazione coerentemente con le politiche aziendali;
- (ix) svolge gli ulteriori compiti che, di volta in volta, gli verranno attribuiti dal Consiglio di Amministrazione.

Nel corso dell'Esercizio il Comitato Controllo e Rischi ha espresso il proprio parere favorevole al Consiglio di Amministrazione in merito all'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi. Il Comitato ha esaminato le relazioni periodiche predisposte dalla funzione *internal audit* in merito all'avanzamento del piano di lavoro in materia di *internal auditing*, con particolare riguardo alle attività di *risk analysis* e all'implementazione delle misure necessarie a fornire ragionevole certezza circa la rappresentazione veritiera e corretta delle informazioni economico, patrimoniali e finanziarie, secondo il dettato della Legge n. 262/2005.

Nel corso delle proprie sedute il Comitato ha inoltre discusso le più opportune iniziative in relazione all'attività di auditing per l'anno 2015, nell'ottica di un progressivo miglioramento del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

Le riunioni del Comitato sono state regolarmente verbalizzate, in linea con il Criterio Applicativo 4.C.1., lett. d).

Nello svolgimento delle sue funzioni, il Comitato ha avuto la facoltà di accedere alle informazioni e alle funzioni aziendali necessarie per lo svolgimento dei suoi compiti nonché di avvalersi di consulenti esterni, nei termini stabiliti dal Consiglio, in linea con il Criterio Applicativo 4.C.1., lett. e).

Non sono state destinate risorse finanziarie al Comitato per il controllo e rischi in quanto lo stesso si avvale, per l'assolvimento dei propri compiti, dei mezzi e delle strutture aziendali dell'Emittente.

11. SISTEMA DI CONTROLLO INTERNO E DI GESTIONE DEI RISCHI

Ascopiave ha adottato un sistema di controllo interno e di gestione dei rischi conforme alle indicazioni del Codice di Autodisciplina delle società quotate e allineato alle *best practice* di riferimento.

Il Consiglio di Amministrazione, nell'ambito della definizione dei piani strategici, industriali e finanziari, ha definito la natura e il livello di rischio compatibile con gli obiettivi strategici dell'Emittente, in linea con il Criterio Applicativo 1.C.1., lett. b).

Il Consiglio di Amministrazione ha definito le linee di indirizzo del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, in modo che i principali rischi afferenti all'Emittente e alle sue controllate risultino correttamente identificati, nonché adeguatamente misurati, gestiti e monitorati, determinandone la compatibilità di tali rischi con una gestione dell'impresa coerente con gli obiettivi strategici individuati, in linea con il Criterio Applicativo 7.C.1., lett. a).

Si ricorda che nel corso dell'esercizio 2014 il Gruppo ha adottato un modello di gestione dei rischi Enterprise Risk Management (di seguito anche "ERM"), attraverso l'adozione di strumenti metodologici ed operativi finalizzati a una migliore valutazione dei rischi e all'effettuazione di verifiche di monitoraggio sul sistema di controllo relativo ai rischi identificati, secondo uno specifico piano. Sono stati identificati gli eventi di rischio che, a livello strategico, finanziario, operativo e di compliance, possono pregiudicare il raggiungimento degli obiettivi di performance. Il modello di valutazione del rischio adottato consente la valutazione degli strumenti di presidio adottati e la pianificazione delle azioni di copertura più opportune ed allineate alla propensione al rischio identificata dell'emittente. Il modello prevede l'implementazione di un cruscotto di analisi dei rischi (c.d. Tableau De Board) attraverso l'identificazione di indicatori di rischio da sottoporre a monitoraggio continuo.

Nell'ambito del percorso di attuazione del suddetto modello di gestione dei rischi la Società ha adottato policy - fra cui quelle per la gestione dei rischi finanziari e la gestione dei rischi energetici -, strumenti metodologici ed operativi finalizzati a una migliore valutazione dei rischi e all'effettuazione di verifiche di monitoraggio sul sistema di controllo relativo ai rischi identificati.

Sistema di gestione dei rischi e di controllo interno esistenti in relazione al processo di informativa finanziaria

Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi si sostanzia nell'insieme delle regole, delle procedure e delle strutture organizzative volte a consentire, l'identificazione, la misurazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi. In linea con il Principio 7.P.1. del Codice, tale sistema è integrato nei più generali assetti organizzativi e di governo societario adottati dall'Emittente e tiene in adeguata considerazione i modelli di riferimento e le *best practices* esistenti in ambito nazionale e internazionale.

Il sistema è finalizzato a garantire l'attendibilità, l'accuratezza, l'affidabilità e la tempestività dell'informativa finanziaria.

a) Fasi del Sistema di gestione dei rischi e di controllo interno esistenti in relazione al processo di informativa finanziaria

Il sistema di controllo interno e gestione dei rischi è volto a fornire la ragionevole certezza che l'informativa finanziaria diffusa fornisca agli utilizzatori una rappresentazione veritiera e corretta dei fatti di gestione, consentendo il rilascio delle attestazioni e dichiarazioni richieste dalla legge sulla corrispondenza alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili degli atti e delle comunicazioni della società diffusi al mercato e relativi all'informativa finanziaria anche infrannuale, nonché sull'adeguatezza ed effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili nel corso del periodo a cui si riferiscono i documenti (relazione finanziaria annuale, semestrale, resoconto intermedio di gestione) e sulla redazione degli stessi in conformità ai principi contabili internazionali applicabili.

Al riguardo va richiamato che, come precisato nelle precedenti Relazioni, Ascopiave, in quanto società italiana con azioni negoziate in un mercato regolamentato italiano, è tenuta alla nomina di un Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari (il Dirigente Preposto), al quale la legge attribuisce specifiche competenze, responsabilità e obblighi di attestazione e dichiarazione.

In conseguenza di ciò, dal 19 luglio 2007 il Consiglio di Amministrazione ha nominato un Dirigente Preposto, cui ha affidato il compito di predisporre adeguate procedure amministrative e contabili per la formazione dell'informativa finanziaria diffusa al mercato, nonché di vigilare sull'effettivo rispetto di tali procedure, attribuendogli adeguati poteri e mezzi per l'esercizio dei relativi compiti.

Il Consiglio ha affidato tale incarico, al dott. Cristiano Belliato, *Chief Financial Officer* dell'Emittente, cui ha attribuito adeguati poteri e mezzi per l'esercizio dei compiti in conformità alle disposizioni di cui all'articolo 154-bis del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58.

Il Dirigente Preposto ha avviato il "Progetto 262" con obiettivo di accertare l'adeguatezza del Sistema di Controllo Interno e di gestione dei rischi a fornire una ragionevole certezza circa la rappresentazione veritiera e corretta delle informazioni economico, patrimoniali e finanziarie.

Il Sistema di gestione dei rischi e di controllo interno poggia sui seguenti elementi caratterizzanti:

- un corpo di procedure aziendali rilevanti ai fini della predisposizione e diffusione dell'informativa finanziaria, costituito tra gli altri da istruzioni operative di bilancio e reporting;
- un processo di identificazione dei principali rischi legati all'informazione finanziaria e dei controlli chiave a presidio dei rischi individuati (*risk assessment* finanziario), che ha portato alla individuazione, per ogni area rilevante, dei processi/flussi finanziari ritenuti critici e le attività di controllo a presidio di tali processi/flussi finanziari, nonché alla elaborazione di apposite matrici di controllo, che descrivono, per ciascun processo individuato come critico e/o sensibile in ottica 262, le attività standard di controllo (i controlli chiave) e i relativi *process owners*. I processi aziendali e le relative matrici, sono oggetto di periodica valutazione e, se del caso, aggiornamento;
- *process owners* cui spetta l'aggiornamento delle matrici dei controlli; il *Chief Financial Officer* è responsabile della verifica e dell'aggiornamento periodico delle procedure amministrativo-contabili di Gruppo;
- un processo di valutazione periodica dell'adeguatezza e dell'effettiva applicazione dei controlli chiave individuati. La valutazione viene effettuata ogni sei mesi in occasione della predisposizione del bilancio e della relazione semestrale ed è svolta dalla funzione *internal audit*, in coordinamento

con il Dirigente Preposto. I test sui controlli semestrali sono svolti sulla base delle priorità individuate in fase di *risk assessment*;

- un processo di attestazione verso l'esterno basato sulle relazioni e dichiarazioni rese dal Dirigente Preposto ai sensi dell'art. 154-bis del decreto legislativo 58/1998, nell'ambito del generale processo di predisposizione del bilancio annuale o della relazione finanziaria semestrale e del resoconto intermedio di gestione, anche in base ai controlli effettuati ed oggetto del modello di controllo contabile, il cui contenuto viene condiviso con il Presidente e Amministratore Delegato, che presenta la relazione o la dichiarazione al Consiglio di Amministrazione, unitamente al documento contabile corredato, per la relativa approvazione da parte di quest'ultimo. In ottica di reporting interno, il Dirigente Preposto riferisce periodicamente al Comitato per il Controllo e Rischi, al Collegio Sindacale e all'Organismo di Vigilanza in merito alle modalità di svolgimento del processo di valutazione del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi nonché ai risultati delle valutazioni effettuate a supporto delle attestazioni o delle dichiarazioni rilasciate.

b) Ruoli e Funzioni

Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi finanziari di Ascopiave coinvolge soggetti differenti cui sono attribuiti specifici ruoli e responsabilità:

- Consiglio di Amministrazione;
- Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi;
- Comitato per il Controllo e Rischi;
- Organismo di Vigilanza ex D.lgs. n. 231/2001;
- Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari;
- Responsabile della Funzione di *Internal Auditing*;
- Collegio Sindacale
- Società di Revisione.

Il Consiglio di Amministrazione è l'organo chiamato a definire la natura e il livello di rischio compatibile con gli obiettivi strategici dell'Emittente. Spetta al Consiglio di Amministrazione, previo parere del Comitato Controllo e Rischi, fissare le linee guida del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi e valutarne, almeno con cadenza annuale, l'adeguatezza. A tal fine, il Consiglio di Amministrazione si avvale del lavoro svolto dal Comitato per il Controllo e Rischi e dall'Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi. Il Comitato Controllo e Rischi supporta, con adeguata attività istruttoria, le valutazioni e le decisioni del Consiglio di Amministrazione relative al sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, nonché quelle relative all'approvazione delle relazioni finanziarie periodiche.

Al Responsabile della funzione internal Audit è assegnato il compito di verificare che il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi sia funzionante e adeguato.

Inoltre, i responsabili di ciascuna *business unit* e direzione aziendale della Società hanno la responsabilità, nell'ambito delle linee guida del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi stabilite dal

Consiglio di Amministrazione e delle direttive ricevute nel dare esecuzione a tali linee guida, di definire, gestire e monitorare l'efficace funzionamento del sistema di controllo interno e gestione dei rischi con riferimento alla propria sfera di responsabilità.

Tutti i dipendenti, ciascuno secondo i rispettivi ruoli, contribuiscono ad assicurare un efficace funzionamento del sistema di controllo interno e gestione dei rischi di Ascopiave.

In conformità a quanto previsto dagli artt. 2.2.3, comma 3, lettera (j) e 2.2.3 bis del Regolamento di Borsa, Ascopiave si è dotata in data 27 marzo 2008 del modello di organizzazione, gestione e controllo di cui all'art. 6 del Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231, individuando altresì un Organismo deputato a vigilare sull'adeguatezza e effettiva attuazione del Modello; per i relativi approfondimenti si rimanda al paragrafo 11.3 del presente documento.

Il Consiglio di Amministrazione ha valutato, previo parere del comitato controllo e rischi, l'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi rispetto alle caratteristiche dell'impresa e al profilo di rischio assunto, nonché la sua efficacia, nel rispetto di quanto previsto dal Criterio Applicativo 7.C.1 lett.b).

La valutazione è stata condotta, in occasione della presentazione dei risultati economico-finanziari di periodo, nonché, nell'ambito delle riunioni periodiche del Consiglio, attraverso il flusso informativo costantemente garantito dagli attori del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

11.1. AMMINISTRATORE INCARICATO DEL SISTEMA DI CONTROLLO INTERNO E DELLA GESTIONE DEI RISCHI

Il Consiglio di Amministrazione ha individuato nella persona del dott. Fulvio Zugno (Presidente del Consiglio di Amministrazione e Amministratore Delegato) l'amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, incaricato dell'istituzione e del mantenimento di un efficace sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, in linea con il Principio 7.P.3., lett. a), n. (i).

Tale scelta si motiva sulla base della rilevanza che il dott. Zugno riveste nell'ambito della struttura societaria di Ascopiave.

In linea con il Criterio Applicativo 7.C.4. del Codice, l'amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi:

- ha curato l'identificazione dei principali rischi aziendali tenendo conto delle caratteristiche delle attività svolte dall'Emittente e dalle sue controllate, e li ha sottoposti periodicamente all'esame del Consiglio di amministrazione;
- ha dato esecuzione, nell'ambito dei poteri allo stesso delegati, alle linee di indirizzo definite dal Consiglio di Amministrazione, curando la progettazione, realizzazione e gestione del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, verificandone costantemente l'adeguatezza e l'efficacia;
- si è occupato dell'adattamento di tale sistema alla dinamica delle condizioni operative e del panorama legislativo e regolamentare;

-
- ha chiesto alla funzione di internal audit, che organizzativamente dipende dallo stesso Presidente e Amministratore Delegato, lo svolgimento di verifiche su specifiche aree operative e sul rispetto delle regole e procedure interne nell'esecuzione di operazioni aziendali;
 - ha attivato un flusso informativo costante con il Comitato controllo e rischi e con il Consiglio di Amministrazione in merito a problematiche e criticità emerse, affinché il Comitato (o il Consiglio) abbia potuto assumere le opportune iniziative.

11.2. RESPONSABILE DELLA FUNZIONE DI INTERNAL AUDIT

La Responsabilità della Funzione di Internal Auditing è affidata dal mese di giugno 2015 al dott. Sandro Piazza, consulente dotato di adeguati requisiti di professionalità e indipendenza, che ha maturato ampia esperienza in materia di Internal Auditing e attività compliance. Precedentemente, fino a maggio 2015, la Funzione faceva capo al dott. Cristiano Ceresatto.

La nomina del dott. Sandro Piazza è avvenuta su proposta dell'Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, preso atto del parere favorevole del Comitato Controllo e Rischi e sentito il Collegio sindacale, sulla base delle conoscenze tecniche e dell'adeguatezza delle esperienze professionali, ai fini dello svolgimento dell'incarico.

In linea con il Principio 7.C.3., lett. b), al Responsabile della funzione internal Audit è assegnato il compito di verificare che il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi sia funzionante e adeguato.

Per l'esecuzione dei compiti attribuiti, la Funzione di internal audit si compone, oltre al Responsabile, una risorsa con specifiche competenze in materie economico-finanziarie.

La funzione di internal audit non è responsabile di alcuna area operativa e dipende gerarchicamente dal Presidente del Consiglio di Amministrazione di Ascopiave, in linea con il Criterio Applicativo 7.C.5, lett. b).

Il Responsabile della funzione *internal audit*, in conformità con quanto raccomandato dal Criterio Applicativo 7.C.5. del Codice:

- verifica, sia in via continuativa sia in relazione a specifiche necessità e nel rispetto degli standard internazionali, l'operatività e l'idoneità del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi; l'attività è regolata da un piano di *audit*, approvato annualmente dal Consiglio di Amministrazione, basato su un processo strutturato di analisi e prioritizzazione dei principali rischi;
- ha accesso diretto a tutte le informazioni utili per lo svolgimento dell'incarico;
- predispone relazioni periodiche contenenti adeguate informazioni sulla propria attività, sulle modalità con cui viene condotta la gestione dei rischi, nonché sul rispetto dei piani definiti per il loro contenimento, oltre che una valutazione sull'idoneità del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi e le trasmette ai presidenti del Collegio Sindacale e del Comitato Controllo e

-
- rischi, al Presidente del Consiglio di Amministrazione e Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi;
- predispone tempestivamente relazioni su eventi di particolare rilevanza e le trasmette ai Presidenti del Collegio Sindacale, del Comitato Controllo e Rischi e del Consiglio di Amministrazione nonché Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi;
 - verifica, nell'ambito del piano di *audit*, l'affidabilità dei sistemi informativi inclusi i sistemi di rilevazione contabile.

Per lo svolgimento delle attività, qualora ritenuto opportuno e previa autorizzazione del Consiglio di Amministrazione o dei soggetti delegati, il Responsabile internal audit può avvalersi dell'ausilio di professionisti esterni esperti in materia o di strumenti che supportino l'attività.

Nel corso dell'Esercizio, il Responsabile della funzione *internal audit* ha verificato continuativamente l'efficacia del sistema di Controllo interno e di gestione dei rischi dell'Emittente sulla base delle *best practices* internazionali.

In particolare, le verifiche hanno riguardato l'attuazione del quadro normativo e dispositivo di cui al D. Lgs. 231/2001 e alla L. 262/2005, le procedure di gestione degli approvvigionamenti, la gestione dei rischi di impresa e l'attuazione delle procedure di controllo amministrativo.

Il Responsabile della funzione Internal Auditing ha altresì partecipato, con ruolo esclusivamente consultivo, al processo di monitoraggio continuo degli strumenti operativi di corporate governance del Gruppo Ascopiave, sia presso Ascopiave che presso le società controllate, anche ai fini dell'efficace attuazione dell'attività di direzione e coordinamento.

Il Responsabile della funzione di internal audit, nel corso dell'Esercizio, ha assicurato sistematici e periodici flussi informativi in merito alle risultanze dell'attività svolta indirizzati ai Presidenti del Comitato Controllo e Rischi e del Collegio Sindacale, nonché all'amministratore incaricato di sovrintendere il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, per consentire loro l'adempimento dei compiti assegnati in materia di presidio e valutazione del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

11.3. MODELLO ORGANIZZATIVO ex D. Lgs. n. 231/2001

L'Emittente ha adottato, in data 27 marzo 2008, il modello di organizzazione, gestione e controllo per la prevenzione dei reati agli scopi previsti dal D.Lgs. 231/2001 e successive integrazioni.

Contestualmente all'adozione del modello, la Società ha nominato l'Organismo di Vigilanza quale depositato a vigilare sul funzionamento e l'osservanza del modello stesso.

Tenendo in considerazione i requisiti richiesti dalla normativa di riferimento e le indicazioni derivanti dalle linee guida delle associazioni di categoria rilevanti nonché dalle *best practices* di settore, il Consiglio di amministrazione del 29 aprile 2014 ha nominato quali componenti dell'Organismo di Vigilanza l'avv. Elisa Pollesel (Presidente dell'Organismo), il dott. Cristiano Ceresatto – fino al 31 maggio 2015 responsabile *internal auditing* dell'Emittente e successivamente componente esterno, professionista in materia di controlli interni - e il dott. Ruggero Paolo Ortica - professionista in materie economico-finanziarie.

Il documento di sintesi del modello è costituito da una parte generale in cui viene illustrato il sistema normativo di riferimento, il processo di definizione del modello e gli elementi costitutivi del modello stesso; sono inoltre documentate diverse parti speciali in relazione alle fattispecie di reato che il modello intende prevenire, tra le quali:

- reati contro la Pubblica Amministrazione
- reati societari
- *market abuse*
- sicurezza sul lavoro
- reati ambientali
- reati informatici
- reati di ricettazione e riciclaggio
- reati di corruzione tra privati

L'Organismo di Vigilanza ha attivato, nel corso del 2015, una raccolta strutturata di flussi informativi da parte dei soggetti aziendali c.d. Apicali, finalizzata ad ottenere informazioni su fatti significativi accaduti nel corso della gestione, che possano essere riconducibili alle aree a rischio individuate dal Modello 231.

Il Consiglio di Amministrazione di Ascopiave S.p.A., nella riunione del 29 settembre 2015, su proposta dell'Organismo di Vigilanza, ha approvato l'aggiornamento della parte generale del Modello in relazione alla disciplina dei suddetti flussi informativi, nonché l'aggiornamento di alcune parti speciali del Modello, a seguito di modifiche normative introdotte dal legislatore nel d.lgs. 231/2001.

Ai fini della diffusione del Modello la parte generale dello stesso è presente sul sito internet dell'Emittente (<http://www.gruppoascopiave.it/wp-content/uploads/2015/10/Ascopiave-Modello-231-Parte-Generale-CdA-2015-09-29.pdf>).

Inoltre, anche il Codice Etico del Gruppo Ascopiave, approvato con delibera del Consiglio di Amministrazione di Ascopiave S.p.A. del 14 maggio 2013, è presente sul sito internet dell'Emittente (<http://www.gruppoascopiave.it/wp-content/uploads/2015/01/Codice-etico-GruppoAscopiave-201305141.pdf>).

11.4. SOCIETA' DI REVISIONE

L'attività di revisione contabile è affidata alla società PriceWaterhouseCoopers S.p.A.

L'incarico è stato conferito dall'Assemblea dei Soci del 23 aprile 2015. L'incarico scadrà con l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2023.

11.5. DIRIGENTE PREPOSTO ALLA REDAZIONE DEI DOCUMENTI CONTABILI SOCIETARI

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili e societari dell'Emittente è il dott. Cristiano Belliato, *Chief Financial Officer* dell'Emittente dal 19 luglio 2012, in precedenza Direttore Amministrativo della Società.

Ai sensi dell'art. 25 dello Statuto dell'Emittente, il dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari deve possedere oltre ai requisiti di onorabilità prescritti dalla normativa vigente per coloro che svolgono funzioni di amministrazione e direzione, requisiti di professionalità quali (i) aver conseguito la laurea in discipline economiche, finanziarie o attinenti alla gestione e organizzazione aziendale; (ii) aver maturato un'esperienza complessiva di almeno un triennio nell'esercizio di attività di amministrazione o di controllo ovvero compiti direttivi con funzioni dirigenziali presso società di capitali, ovvero funzioni amministrative o dirigenziali oppure incarichi di revisore contabile o di consulente quale dottore commercialista presso enti operanti nei settori creditizio, finanziario o assicurativo o comunque in settori strettamente connessi o inerenti all'attività esercitata dalla Società, che comportino la gestione di risorse economico – finanziarie.

Inoltre, non possono essere nominati alla carica di Dirigente Preposto e, se già nominati, decadono dall'incarico medesimo, coloro che non sono in possesso dei requisiti di onorabilità di cui all'articolo 147- quinquies del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58.

Il Consiglio di Amministrazione, previo parere del Collegio Sindacale, obbligatorio ma non vincolante, provvede alla nomina del Dirigente Preposto, stabilendone il relativo compenso.

Il Consiglio di Amministrazione provvede a conferire al Dirigente Preposto adeguati poteri e mezzi per l'esercizio dei compiti allo stesso attribuiti in conformità alle disposizioni di cui all'articolo 154-bis del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58.

11.6. COORDINAMENTO TRA I SOGGETTI COINVOLTI NEL SISTEMA DI CONTROLLO INTERNO E DI GESTIONE DEI RISCHI

L'Emittente ha attuato meccanismi di interazione tra i soggetti coinvolti nel sistema di controllo interno e di gestione dei rischi finalizzati a garantire il coordinamento e l'efficace svolgimento delle relative attribuzioni. Tra questi, si segnala lo svolgimento di incontri periodici tra gli organi e le funzioni competenti in materia di controllo interno e gestione dei rischi, la partecipazione del Collegio Sindacale e del Responsabile *Internal Audit* alle riunioni del Comitato Controllo e Rischi.

12. INTERESSI DEGLI AMMINISTRATORI E OPERAZIONI CON PARTI CORRELATE

In data 24 novembre 2010, il Consiglio di Amministrazione ha approvato la Procedura per operazioni con parti correlate (la "Procedura"). La Procedura disciplina le operazioni con parti correlate realizzate dalla Società, direttamente o per il tramite di società controllate, secondo quanto previsto dal Regolamento adottato ai sensi dell'art. 2391-bis cod. civ. dalla Commissione Nazionale per le Società e

la Borsa (CONSOB) con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010, come successivamente modificato (il “Regolamento”).

La Procedura è entrata in vigore in data 1 gennaio 2011 e ha sostituito il precedente regolamento in materia di operazioni con parti correlate, approvato dal Consiglio di Amministrazione della Società in data 11 settembre 2006 (successivamente modificato).

Per i contenuti della Procedura si rimanda al documento disponibile sul sito internet dell’Emittente, all’indirizzo seguente: <http://www.gruppoascopiave.it/wp-content/uploads/2015/01/Procedura-per-le-operazioni-con-parti-correlate-GruppoAscopiave-20101124.pdf>.

Ai fini dell’attuazione della Procedura, viene effettuata periodicamente una mappatura delle cd. Parti Correlate, in relazione alle quali sono applicabili i contenuti e i presidi di controllo previsti nel documento. Gli Amministratori sono inoltre chiamati a dichiarare, qualora sussistenti, eventuali interessi in conflitto rispetto al compimento delle operazioni in esame.

13. NOMINA DEI SINDACI

La nomina e la sostituzione dei sindaci è disciplinata dalla normativa di legge e regolamentare e dall’art. 22 dello Statuto dell’Emittente.

Il Collegio Sindacale è composto di tre sindaci effettivi e due supplenti, che durano in carica tre esercizi e sono rieleggibili. Almeno uno dei sindaci effettivi deve essere: (i) di genere femminile, qualora la maggioranza dei sindaci effettivi sia di genere maschile; (ii) di genere maschile, qualora la maggioranza dei sindaci effettivi sia di genere femminile.

Ai sensi dell’art. 22 dello Statuto dell’Emittente l’intero Collegio Sindacale viene nominato sulla base di liste presentate dai soci. Hanno diritto a presentare le liste i soci che da soli o insieme ad altri soci, al momento della presentazione delle stesse, detengano almeno una Quota di Partecipazione che rappresenti almeno il 2,5% del capitale sociale, ovvero, ove diversa, la quota massima di partecipazione al capitale sociale richiesta per la presentazione delle liste dalle applicabili disposizioni legislative e regolamentari. La Quota di Partecipazione sarà indicata nell’avviso di convocazione dell’Assemblea chiamata a deliberare sulla nomina del Collegio Sindacale.

Le liste devono indicare almeno un candidato alla carica di sindaco effettivo e un candidato alla carica di sindaco supplente. Ogni candidato può candidarsi in una sola lista, a pena di ineleggibilità. Nelle liste con complessivamente tre o più candidati, almeno un terzo (con arrotondamento per eccesso) dei candidati alla carica di sindaco effettivo e dei candidati alla carica di sindaco supplente deve essere di genere diverso dagli altri candidati.

Le liste, sottoscritte dai soci che le presentano, ovvero dal socio che ha avuto la delega a presentarle e corredate dalla documentazione prevista dallo statuto e dalle disposizioni legislative e regolamentari in vigore, dovranno essere depositate presso la sede sociale nei termini di cui alle applicabili disposizioni legislative e regolamentari. Nel caso in cui alla scadenza dei termini stabiliti dalle disposizioni legislative e regolamentari applicabili sia stata presentata una sola lista di candidati ovvero non ne sia stata presentata alcuna, l’assemblea delibera a maggioranza relativa degli aventi diritto al voto presenti. In caso di parità di voti tra più candidati si procede a ballottaggio tra i medesimi, mediante ulteriore votazione assembleare.

Qualora, invece, vengano presentate due o più liste, all'elezione del Collegio Sindacale si procederà come segue:

- (i) dalla lista che avrà ottenuto la maggioranza dei voti saranno tratti, nell'ordine progressivo con il quale sono indicati nelle diverse sezioni della lista stessa, (a) due sindaci effettivi e (b) un sindaco supplente, fermo restando quanto di seguito previsto per assicurare l'equilibrio tra generi nel rispetto delle applicabili disposizioni di legge e di regolamento;
- (ii) dalla lista risultata seconda per numero di voti e che non sia collegata, neppure indirettamente con i soci che hanno presentato o votato la lista risultata prima per numero di voti, saranno tratti, nell'ordine progressivo con il quale sono indicati nelle diverse sezioni della lista stessa, (a) un sindaco effettivo, il quale assumerà anche la carica di Presidente del Collegio Sindacale, e (b) un sindaco supplente e, ove disponibili, ulteriori sindaci supplenti, destinati a sostituire il componente di minoranza, sino ad un massimo di tre. In mancanza, verrà nominato sindaco supplente il primo candidato a tale carica tratto dalla prima lista successiva per numero di voti e che non sia collegata, neppure indirettamente con i soci, che hanno presentato o votato la lista risultata prima per numero di voti;
- (iii) in caso di parità di voti fra due o più liste, risulteranno eletti sindaci i candidati della lista che sia stata presentata da soci in possesso della maggiore partecipazione ovvero, in subordine, dal maggior numero di soci, sempre nel rispetto delle applicabili disposizioni in materia di equilibrio tra generi.

Qualora nel corso dell'esercizio vengano a mancare, per qualsiasi motivo, uno o più sindaci effettivi tratti dalla lista che abbia ottenuto il maggior numero di voti (il "Sindaci di Maggioranza") subentra – ove possibile – il sindaco supplente appartenente alla medesima lista del sindaco cessato, fermo restando il rispetto delle applicabili disposizioni in materia di equilibrio tra generi. Ove non sia possibile procedere nei termini sopra indicati, deve essere convocata l'Assemblea, affinché la stessa, a norma dell'articolo 2401, comma 3°, del Codice Civile, provveda all'integrazione del Collegio con le modalità e maggioranze ordinarie, in deroga al sistema di voto di lista indicato precedentemente e sempre nel rispetto delle applicabili disposizioni in materia di equilibrio tra generi. Qualora nel corso dell'esercizio venga a mancare, per qualsiasi motivo, il sindaco effettivo tratto dalla prima lista successiva alla lista che abbia ottenuto il maggior numero di voti (il "Sindaco di Minoranza"), subentra il sindaco supplente appartenente alla medesima lista del sindaco cessato, fermo restando il rispetto delle applicabili disposizioni in materia di equilibrio tra generi. Ove non sia possibile procedere nei termini sopra indicati, deve essere convocata l'Assemblea, affinché la stessa, a norma dell'articolo 2401, comma 3°, del Codice Civile, provveda all'integrazione del Collegio con le modalità e maggioranze ordinarie, in deroga al sistema di voto di lista, in modo da rispettare, ove possibile, il principio della rappresentanza della minoranza.

L'Assemblea tenuta a deliberare sull'integrazione del Collegio Sindacale procede in ogni caso alla nomina o alla sostituzione dei componenti di detto Collegio ferma restando la necessità di assicurare che la composizione del Collegio Sindacale sia conforme alle prescrizioni normative e regolamentari vigenti nonché allo Statuto dell'Emittente.

Fermo quanto previsto al paragrafo precedente, qualora l'Assemblea debba provvedere all'integrazione del Collegio Sindacale, essa delibera con le modalità e maggioranze ordinarie, in deroga al sistema di voto di lista, sistema che trova applicazione solo nel caso di rinnovo dell'intero Collegio Sindacale.

14. COMPOSIZIONE E FUNZIONAMENTO DEL COLLEGIO SINDACALE

Il Collegio Sindacale nominato dall'Assemblea ordinaria del 24 aprile 2014 e in carica fino all'approvazione del bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2016, è così composto:

Nominativo	Carica
Marcellino Bortolomiol	Presidente del Collegio Sindacale
Elvira Alberti	Sindaco effettivo
Luca Biancolin	Sindaco effettivo
Dario Stella	Sindaco supplente
Achille Venturato	Sindaco supplente

I Sindaci Effettivi Elvira Alberti e Luca Biancolin e il Sindaco Supplente Achille Venturato sono stati tratti dalla lista presentata dall'azionista di maggioranza Asco Holding S.p.A.. Il Presidente del Collegio Sindacale Marcellino Bortolomiol e il Sindaco Supplente Dario Stella sono stati invece tratti dalla lista n. 2 presentata dall'azionista Asm Rovigo S.p.A.

In relazione alle due liste presentate non esistono rapporti di collegamento.

Per la composizione dettagliata del Collegio Sindacale con riferimento all'intero esercizio 2015, si rimanda alla Tabella 3, in calce alla Relazione.

Di seguito si riportano le n. 2 liste presentate:

SOGGETTO PRESENTATORE	ELENCO DEI CANDIDATI	ELENCO DEGLI ELETTI	% VOTI OTTENUTI IN RAPPORTO AL CAPITALE VOTANTE
Lista n. 1 Asco Holding S.p.A.	Sindaci effettivi 1. Elvira Alberti 2. Luca Biancolin Sindaco supplente 1. Achille Venturato	Sindaci effettivi 1. Elvira Alberti 2. Luca Biancolin Sindaco supplente 1. Achille Venturato	88,251%
Lista n. 2 ASM Rovigo S.p.A.	Sindaco effettivo 1. Marcellino Bortolomiol Sindaco supplente 1. Dario Stella	Sindaco effettivo 1. Marcellino Bortolomiol Sindaco supplente 1. Dario Stella	11,748%

Si rimanda inoltre alla Tabella 4 per l'elenco degli istituti di credito e delle società quotate diverse dall'Emittente in cui i sindaci in carica ricoprono incarichi di amministrazione o controllo.

Vengono illustrate di seguito le caratteristiche personali e professionali di ciascun Sindaco:

- Presidente, Marcellino Bortolomiol: è iscritto all'Ordine dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e al Registro dei Revisori Legali di Treviso. Esercita la professione nel proprio studio di Treviso. Ha svolto il ruolo di curatore fallimentare, di commissario liquidatore, di perito e consulente in diverse società ed imprese. Ha ricoperto incarichi di Presidente e di componente del Collegio Sindacale nonché di Consigliere di Amministrazione in diverse società e gruppi societari.
- Sindaco Effettivo, Elvira Alberti: iscritta all'Ordine dei Dottori Commercialisti ed Esperti Contabili di Treviso e al Registro dei Revisori Legali, esercita la professione nel proprio studio di Treviso. Componente del Collegio Sindacale di Ascopiave dal 2011, ricopre la carica di revisore di enti pubblici e di sindaco in varie società di diritto pubblico e privato.
- Sindaco Effettivo, Luca Biancolin: iscritto all'Ordine dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili di Treviso e al Registro dei Revisori Legali, esercita la professione nel proprio studio in Conegliano (TV). Ricopre incarichi di amministratore e sindaco presso varie società di diritto pubblico e privato.
- Sindaco Supplente, Dario Stella: iscritto all'Ordine dei Dottori Commercialisti ed Esperti Contabili di Treviso e al Registro dei Revisori Legali. Esercita la professione nel proprio studio di Pieve di Soligo (TV). Attualmente ricopre incarichi di sindaco presso varie società di diritto pubblico.
- Sindaco Supplente, Achille Venturato: iscritto all'Ordine dei Dottori Commercialisti ed Esperti Contabili di Treviso e al Registro dei Revisori Legali, esercita la professione in Treviso. Ricopre la carica di sindaco e amministratore presso varie società di diritto privato.

I curricula professionali dei sindaci ai sensi degli artt. 144-*octies* e 144-*decies* del Regolamento Emittenti Consob sono disponibili sul sito Internet dell'Emittente nella sezione "investor relations".

Nel corso dell'Esercizio, si sono tenute 11 (undici) riunioni del Collegio Sindacale nelle seguenti date: 27 gennaio 2015, 9 marzo 2015 (n. 2 riunioni nella medesima data), 31 marzo 2015, 19 maggio 2015, 23 giugno 2015, 8 luglio 2015, 5 agosto 2015, 14 ottobre 2015 (n. 2 riunioni nella medesima data) e 17 novembre 2015. . La durata media delle riunioni è stata mediamente pari a 2 ore.

Per il dettaglio della partecipazione dei sindaci alle riunioni del Collegio Sindacale si rimanda ai contenuti della Tabella 3 allegata.

Nel corso dell'esercizio 2016, il Collegio Sindacale si riunirà almeno ogni novanta giorni, come previsto dall'art. 2404 del codice civile. Successivamente alla fine dell'esercizio, si è tenuta una riunione del Collegio Sindacale in data 15 febbraio 2016. Le riunioni programmate per l'anno 2016 sono circa 10 (dieci).

Non ci sono stati cambiamenti nella composizione del Collegio a far data dalla chiusura dell'Esercizio.

Gli organi delegati hanno riferito adeguatamente e tempestivamente al Collegio Sindacale sull'attività svolta, sul generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione, nonché sulle operazioni di maggior rilievo per le loro dimensioni e caratteristiche effettuate dall'Emittente e dalle sue controllate, come prescritto ai sensi di legge e di Statuto e quindi con periodicità almeno trimestrale.

Il Collegio Sindacale, nella seduta del 15 febbraio 2016, con riferimento all'esercizio 2015, ha verificato la sussistenza dei requisiti di indipendenza in capo ai propri membri, in conformità alle previsioni di cui al Criterio applicativo 8.C.1. Dalla verifica non sono emersi elementi che determinino il venir meno di tali requisiti.

Nel corso dell'Esercizio, in linea con il Criterio Applicativo 2.C.2 del Codice di Autodisciplina, i membri del Collegio Sindacale sono stati adeguatamente informati sulle principali novità legislative e regolamentari che riguardano il settore in cui l'Emittente opera, attraverso la diffusione di informazioni nel corso delle riunioni e nell'ambito dell'informativa pre-consiliare.

L'Emittente prevede che il sindaco che, per conto proprio o di terzi, abbia un interesse in una determinata operazione dell'Emittente informi tempestivamente e in modo esauriente gli altri sindaci e il Presidente del Consiglio circa natura, termini, origine e portata del proprio interesse.

Il Collegio Sindacale, nello svolgimento della propria attività, si è regolarmente coordinato con il Responsabile della funzione *internal audit* e con il Comitato controllo e rischi, in linea con i Criteri Applicativi 8.C.4 e 8.C.5. del Codice.

15. RAPPORTI CON GLI AZIONISTI

L'Emittente ha ritenuto conforme ad un proprio specifico interesse – oltre che ad un dovere nei confronti del mercato – instaurare fin dal momento della quotazione un dialogo continuativo, fondato sulla comprensione reciproca dei ruoli, con la generalità degli azionisti; dialogo destinato comunque a svolgersi nel rispetto della procedura per la comunicazione all'esterno di documenti ed informazioni aziendali. L'art. 2.2.3 comma 3 lett. j) del Regolamento di Borsa prevede, inoltre, con specifico riferimento alle società che intendono ottenere l'ammissione a quotazione delle proprie azioni con la qualifica di "STAR", l'obbligo per le stesse di individuare all'interno della propria struttura organizzativa un soggetto professionalmente qualificato (*investor relator*) che abbia come incarico specifico la gestione dei rapporti con gli investitori.

Avuto riguardo a quanto sopra e in conformità alle raccomandazioni contenute nel Principio 9 del Codice di Autodisciplina, il Consiglio di Amministrazione della Società, nella riunione del 24 luglio 2006, ha individuato il dott. Giacomo Bignucolo, quale *Investor Relator*, responsabile delle relazioni con gli investitori.

Infine, Ascopiave ha istituito un'apposita sezione "*investor relations*" nell'ambito del proprio sito *internet* (www.gruppoascopiave.it), nella quale sono messe a disposizione le informazioni concernenti la Società che rivestono rilievo per i propri azionisti.

16. ASSEMBLEE

Ai sensi dell'art. 11.1 dello Statuto dell'Emittente possono intervenire all'Assemblea i soggetti che abbiano ottenuto dall'intermediario abilitato l'attestazione della loro legittimazione ad intervenire ai sensi della normativa di volta in volta vigente.

Ogni soggetto legittimato ad intervenire all'Assemblea può farsi rappresentare mediante delega scritta da un'altra persona anche non socio, con l'osservanza delle disposizioni di legge. La delega può essere altresì conferita in via elettronica, con le modalità stabilite dalla normativa di volta in volta vigente. La notifica elettronica della delega può essere effettuata, in conformità a quanto indicato nell'avviso di convocazione, mediante l'utilizzo di apposita sezione del sito internet della Società ovvero mediante invio del documento all'indirizzo di posta elettronica certificata della Società (art. 11, comma 2 dello Statuto).

Si evidenzia che la normativa applicabile alle società quotate in tema di svolgimento delle attività assembleari è stata oggetto di significativi cambiamenti a seguito dell'entrata in vigore del Decreto Legislativo n. 27 del 27 gennaio 2010, di recepimento della Direttiva 2007/36/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 luglio 2007 avente ad oggetto l'esercizio di alcuni diritti degli azionisti di società quotate (la cosiddetta "Shareholders' Rights Directive" o "SHRD").

Ciò premesso, si precisa che l'Assemblea Straordinaria dei soci del 28 aprile 2011 ha deliberato in merito all'integrazione dell'art. 11 dello Statuto Sociale inserendo il paragrafo 11.3 che prevede la facoltà per la Società di designare per ciascuna assemblea un soggetto al quale gli aventi diritto al voto possono conferire una delega con istruzioni di voto su tutte o alcune delle proposte all'ordine del giorno.

Per agevolare la partecipazione degli Azionisti alle adunanze Assembleari, lo Statuto prevede altresì che l'Assemblea possa svolgersi con intervenuti dislocati in più luoghi, contigui o distanti, audio/video collegati a condizione che siano rispettati il metodo collegiale ed il principio di buona fede e di parità di trattamento dei soci (art. 12, comma 1 dello Statuto).

Con riferimento al Criterio 9.C.3. del Codice di Autodisciplina, l'Assemblea della Società del 5 luglio 2006 ha deliberato, in sede ordinaria, di adottare un regolamento assembleare (successivamente modificato dall'Assemblea del 28 aprile 2008 e dall'Assemblea del 28 aprile 2011), che è entrato in vigore dalla data di inizio delle negoziazioni (<http://www.gruppoascopiave.it/wp-content/uploads/2016/03/Ascopiave-Regolamento-Assembleare-2011-04-28.pdf>). Detto regolamento, in particolare, è volto a disciplinare lo svolgimento dell'Assemblea degli azionisti, garantendo il corretto e ordinato funzionamento della stessa ed, in particolare, il diritto di ciascun socio di intervenire sugli argomenti in discussione e costituisce un valido strumento per garantire la tutela dei diritti di tutti i soci e la corretta formazione della volontà assembleare.

Il regolamento prevede, tra l'altro, che il Presidente regoli la discussione dando la parola ai Legittimati all'Intervento (ovvero coloro che hanno diritto di partecipare all'assemblea in base alla legge e allo statuto) che ne abbiano fatta richiesta.

I Legittimati all'Intervento che intendono parlare devono farne richiesta al Presidente, dopo che sia stata data lettura dell'argomento posto all'ordine del giorno al quale si riferisce la domanda di intervento e che sia stata aperta la discussione e prima che il Presidente abbia dichiarato la chiusura della discussione sull'argomento in trattazione.

La richiesta deve essere formulata per alzata di mano, qualora il Presidente non abbia disposto che si proceda mediante richieste scritte. Nel caso si proceda per alzata di mano, il Presidente concede la parola a chi abbia alzato la mano per primo; ove non gli sia possibile stabilirlo con esattezza, il Presidente concede la parola secondo l'ordine dallo stesso stabilito insindacabilmente. Qualora si proceda mediante richieste scritte, il Presidente concede la parola secondo l'ordine di iscrizione dei richiedenti.

Il Presidente e/o, su suo invito, gli amministratori ed i sindaci, per quanto di loro competenza o ritenuto utile dal Presidente in relazione alla materia da trattare, rispondono ai Legittimati all'Intervento dopo l'intervento di ciascuno di essi, ovvero dopo esauriti tutti gli interventi su ogni materia all'ordine del giorno, secondo quanto disposto dal Presidente.

I Legittimati all'Intervento, gli amministratori ed i sindaci hanno il diritto di ottenere la parola su ciascuno degli argomenti posti in discussione e di formulare proposte attinenti gli stessi.

I legittimati all'Intervento possono porre domande sulle materie all'ordine del giorno anche prima dell'Assemblea, con le modalità stabilite nell'avviso di convocazione.

Alle domande pervenute prima dell'Assemblea da parte dei Legittimati all'Intervento è data risposta durante la stessa Assemblea, salvo che le informazioni richieste siano state rese disponibili conformemente alla normativa applicabile e ferma restando la facoltà del Presidente di rispondere in via unitaria alle domande aventi lo stesso contenuto.

Alla luce delle modifiche normative intervenute in materia di operazioni con parti correlate ai sensi del Regolamento adottato con delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010 (come successivamente modificato) nonché alle novità introdotte dal D. Lgs. n. 27/2010 in attuazione della Direttiva 2007/36/CE (cosiddetta Direttiva Azionisti), l'Assemblea dei Soci del 28 aprile 2011 ha deliberato l'integrazione dello Statuto Sociale mediante l'inserimento di un nuovo articolo rubricato "Operazioni con parti correlate". Tale disposizione prevede la possibilità per il Consiglio di Amministrazione di approvare le operazioni di maggiore rilevanza di competenza consiliare, nonché di attuare le operazioni di maggiore rilevanza di competenza assembleare, nonostante l'avviso contrario del competente comitato di amministratori indipendenti, previa autorizzazione ovvero approvazione assembleare; fermo restando che l'operazione non può essere compiuta qualora, in presenza di soci non correlati rappresentanti almeno il 10% del capitale sociale, la maggioranza di quest'ultimi esprima voto contrario all'operazione. Con riferimento alle operazioni con parti correlate si rimanda al punto 4.3 della presente Relazione.

Il Consiglio ha riferito in Assemblea sull'attività svolta e programmata e si è adoperato per assicurare agli Azionisti un'adeguata informativa circa gli elementi necessari perché essi potessero assumere, con cognizione di causa, le decisioni di competenza Assembleare. All'Assemblea del 23 aprile 2015 sono intervenuti 5 (cinque) amministratori.

Le modalità di esercizio delle funzioni del Comitato per la Remunerazione sono state illustrate agli azionisti, nell'ambito dell'assemblea del 23 aprile 2015, mediante la pubblicazione della Relazione sulla Remunerazione e attraverso la discussione in merito ai contenuti della stessa.

Si segnala nel corso del 2015 sono pervenute comunicazioni ai sensi dell'art. 120 TUF, in particolare relative alla riduzione della partecipazione Amber Capital UK LLP sopra la soglia del 2%, pari a 1,99% del capitale sociale. L'Emittente ha ritenuto che non si siano verificate variazioni significative nella capitalizzazione di mercato dell'Emittente o nella composizione della sua compagine sociale tali da rendere necessario proporre all'Assemblea degli Azionisti modifiche statutarie in relazione alle percentuali stabilite per l'esercizio delle prerogative poste a tutela delle minoranze. In proposito, si precisa che in applicazione dell'art. 144-quater del Regolamento Emittenti Consob n. 11971/1999 per la presentazione delle liste per la nomina dei componenti del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale gli art. 15.2 e 22.2 dello Statuto dell'Emittente richiedono la soglia percentuale del 2,5% del capitale con diritto di voto o la diversa percentuale eventualmente stabilita o richiamata da disposizioni di legge o regolamentari.

17. ULTERIORI PRATICHE DI GOVERNO SOCIETARIO

Il Consiglio di Amministrazione dell'Emittente ha approvato, nel 2012, le "Linee Guida in materia di esercizio del potere di direzione e coordinamento da parte della Capogruppo" al fine di cogliere l'opportunità di rafforzare le funzioni di indirizzo, gestione e controllo, attraverso l'introduzione di ulteriori strumenti organizzativi e regolamentari, sia presso la Capogruppo Ascopiave che presso le società controllate, anche ai fini dell'efficace attuazione dell'attività di direzione e coordinamento. Le Linee Guida sono state adottate da parte degli organi amministrativi delle società controllate e approvate dalle rispettive assemblee.

18. CAMBIAMENTI DALLA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO DI RIFERIMENTO

Dalla chiusura dell'esercizio di riferimento non sono intervenuti cambiamenti nel sistema di governo societario adottato dall'Emittente.

TABELLE

TABELLA 1: INFORMAZIONI sugli ASSETTI PROPRIETARI

	N° Azioni	% rispetto al C.S.	Quotato/Non Quotato	Diritti e Obblighi
Azioni Ordinarie	234.411.575	100%	STAR	Ogni azione dà diritto ad un voto. I diritti e gli obblighi degli azionisti sono quelli previsti dagli artt. 2346 e ss. cod.civ. e dallo statuto sociale

PARTECIPAZIONI RILEVANTI NEL CAPITALE AL 31 DICEMBRE 2015 (ai sensi dell'art. 120 TUF)

Dichiarante	Azionista diretto	Quota % su capitale ordinario	Quota % su capitale votante
Asco Holding S.p.A.	Asco Holding S.p.A.	61,562%	61,562%
Ascopiave S.p.A.	Ascopiave S.p.A.	5,162%(i)	5,162%(i)
Comune di Rovigo	ASM Rovigo S.p.A.	4,419%	4,419%

Dato relativo alle azioni effettivamente detenute da Ascopiave S.p.A. in data 31 dicembre 2015, comprensive di n. 1.975 bonus share, in carico al valore di Euro 1,0

TABELLA 2: STRUTTURA DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE E DEI COMITATI

Consiglio di Amministrazione													Comitato Controllo e Rischi		Comitato Remunerazione	
Carica	Componenti	Anno di nascita	Data di prima nomina *	In carica da	In carica fino a	Lista **	Esec.	Non-esec.	Indip. da Codice	Indip. TUF	N. altri incarichi ***	(*)	(**)	(*)	(**)	(*)
Presidente A.D. •	Fulvio Zugno	1952	28/04/2011	24/04/2014	Bilancio 2016	M	X	-	-	-	0	16/16				
Amm.re	Dimitri Coin	1970	28/04/2011	24/04/2014	Bilancio 2016	M	-	X	X	X	0	16/16	P	5/5	P	2/2
Amm.re	Quarello Enrico	1974	14/02/2012	24/04/2014	Bilancio 2016	M	-	X	-	-	0	16/16	M	5/5	M	2/2
Amm.re	Pietrobon Greta	1983	24/04/2014	24/04/2014	Bilancio 2016	M	-	X	X	X	0	16/16				
Amm.re	Paron Claudio	1951	19/06/2014	19/06/2014	Bilancio 2016	m	-	X	X	X	0	15/16	M	4/5	M	2/2
N. riunioni svolte durante l'esercizio di riferimento: 16						Comitato Controllo e Rischi: 5				Comitato Remunerazione: 2						
Indicare il quorum richiesto per la presentazione delle liste da parte delle minoranze per l'elezione di uno o più membri (ex art. 147-ter TUF): 2,5%																

NOTE

I simboli di seguito indicati devono essere inseriti nella colonna "Carica":

• Questo simbolo indica l'amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

◊ Questo simbolo indica il principale responsabile della gestione dell'emittente (Chief Executive Officer o CEO).

○ Questo simbolo indica il Lead Independent Director (LID).

* Per data di prima nomina di ciascun amministratore si intende la data in cui l'amministratore è stato nominato per la prima volta (in assoluto) nel CdA dell'emittente.

** In questa colonna è indicata la lista da cui è stato tratto ciascun amministratore ("M": lista di maggioranza; "m": lista di minoranza; "CdA": lista presentata dal CdA).

*** In questa colonna è indicato il numero di incarichi di amministratore o sindaco ricoperti dal soggetto interessato in altre società quotate in mercati regolamentati, anche esteri, in società finanziarie, bancarie, assicurative o di rilevanti dimensioni. Nella Relazione sulla corporate governance gli incarichi sono indicati per esteso.

(*). In questa colonna è indicata la partecipazione degli amministratori alle riunioni rispettivamente del CdA e dei comitati (numero di riunioni cui ha partecipato rispetto al numero complessivo delle riunioni cui avrebbe potuto partecipare.).

(**). In questa colonna è indicata la qualifica del consigliere all'interno del Comitato: "P": presidente; "M": membro.

TABELLA 3: STRUTTURA DEL COLLEGIO SINDACALE

Collegio sindacale									
<i>Carica</i>	Componenti	Anno di nascita	Data di prima nomina*	In carica dal	In carica fino a	Lista (M/m)**	Indipendenza da Codice	Partecipazione a riunioni ***	Numero altri incarichi ****
Presidente	Marcellino Bortolomiol	1945	24/04/2014	24/04/2014	Bilancio 2016	m	X	11/11	5
Sindaco effettivo	Elvira Alberti	1954	28/04/2011	24/04/2014	Bilancio 2016	M	X	8/11	0
Sindaco effettivo	Luca Biancolin	1952	24/04/2014	24/04/2014	Bilancio 2016	M	X	11/11	0
Sindaco supplente	Dario Stella	1968	24/04/2014	24/04/2014	Bilancio 2016	m	X	-	-
Sindaco supplente	Achille Venturato	1966	24/04/2014	24/04/2014	Bilancio 2016	M	X	-	-
Numero riunioni svolte durante l'Esercizio di riferimento: 11									
Indicare il quorum richiesto per la presentazione delle liste da parte delle minoranze per l'elezione di uno o più membri (ex art. 148 TUF): 2,5%									

NOTE

* Per data di prima nomina di ciascun sindaco si intende la data in cui il sindaco è stato nominato per la prima volta (in assoluto) nel Collegio Sindacale dell'Emittente.

** In questa colonna è indicata la lista da cui è stato tratto ciascun sindaco ("M": lista di maggioranza; "m": lista di minoranza).

*** In questa colonna è indicata la partecipazione dei sindaci alle riunioni del C.S. (n. di presenze/n. di riunioni svolte durante l'effettivo periodo di carica del soggetto interessato).

**** In questa colonna è indicato il numero di incarichi di amministratore o sindaco ricoperti dal soggetto interessato rilevanti ai sensi dell'art. 148 *bis* TUF e delle relative disposizioni di attuazione contenute nel Regolamento Emittenti Consob. L'elenco completo degli incarichi è pubblicato dalla Consob sul proprio sito internet ai sensi dell'art. 144-*quinguesdecies* del Regolamento Emittenti Consob.

TABELLA 3: INCARICHI RICOPERTI DAI SINDACI IN ALTRE SOCIETA'

<i>Marcellino Bortolomiol</i>	Carica	Società
<i>Presidente Collegio Sindacale</i>	<i>Presidente Collegio Sindacale</i>	Beni Stabili SIIQ S.p.A.
	<i>Presidente Collegio Sindacale</i>	Beni Stabili Development S.p.A.
	<i>Presidente Collegio Sindacale</i>	Sipa S.p.A.
	<i>Presidente Collegio Sindacale</i>	Zoppas Industries S.p.A.
	<i>Consigliere di Amministrazione</i>	Banca Apulia S.p.A.

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE ALL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI DI ASCOPIAVE S.P.A. AI SENSI DELL'ART. 153 D.LGS. 58/98, DEL D.LGS. 39/2010 E DELL'ART. 2429, COMMA 3, C.C.

Signori Azionisti,

nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2015 abbiamo svolto le attività di vigilanza previste dalla legge, secondo le norme di comportamento del Collegio Sindacale suggerite e raccomandate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili.

Sulle attività svolte nel corso dell'esercizio, anche in osservanza delle indicazioni fornite dalla Consob con la comunicazione n. 1025564 del 6 aprile 2001 e successive modificazioni e integrazioni, riferiamo quanto segue:

- 1) abbiamo vigilato sulla osservanza della legge e dell'atto costitutivo, con la periodicità prevista dall'articolo 20, comma 11, dello Statuto ed abbiamo ottenuto dagli Amministratori le informazioni sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale deliberate e poste in essere nell'esercizio, anche per il tramite delle società controllate. A tale riguardo, possiamo ragionevolmente sostenere che tali operazioni sono conformi alla legge e allo Statuto sociale e che non sono manifestamente imprudenti, azzardate o in contrasto con le delibere assunte dagli organi sociali o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale; inoltre, dalle informazioni rese dagli Amministratori al Collegio Sindacale ai sensi di legge, non risultano poste in essere dagli Amministratori operazioni in potenziale conflitto d'interessi con la Società.
- 2) Abbiamo valutato adeguate le informazioni rese dal Consiglio di Amministrazione nella relazione sulla gestione, in ordine alle operazioni atipiche e/o inusuali, comprese quelle infragruppo e con parti correlate. Abbiamo inoltre valutato le informazioni rese dal Consiglio di Amministrazione nelle note al bilancio relative



alle operazioni infragruppo e con le parti correlate di natura ordinaria e riteniamo tali operazioni congrue e rispondenti all'interesse della Società.

- 3) La società di revisione ha rilasciato le relazioni ai sensi degli artt. 14 e 16 del D.Lgs. 27-01-2010 n. 39 per il bilancio di esercizio e per il bilancio consolidato di Gruppo al 31 dicembre 2015, redatti in conformità agli International Financial Reporting Standards - IFRS adottati dall'Unione Europea. Da tali relazioni risulta che "il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Società Ascopiave SpA al 31 dicembre 2015, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data" e che "la relazione sulla gestione e le informazioni della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio d'esercizio della Ascopiave SpA al 31 dicembre 2015".
- 4) Nel corso dell'esercizio non sono pervenute denunce ex art. 2408 C.C..
- 5) Nel corso dell'esercizio non risultano esposti ex art. 2409 C.C. presentati nei confronti della Società.
- 6) In concomitanza con l'approvazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2014 di Ascopiave S.p.A. è scaduto l'incarico di revisione contabile conferito alla società di revisione Reconta Ernst & Young S.p.A. per gli esercizi 2006-2012 dall'Assemblea dei Soci del 5 luglio 2006 e successivamente prorogato agli esercizi 2012-2014 dall'Assemblea dei Soci del 5 maggio 2007 su proposta motivata del Collegio Sindacale.

L'assemblea dei Soci del 23 aprile 2015, che ha approvato il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2014 di Ascopiave S.p.A., facendo propria la proposta motivata formulata del Collegio Sindacale ai sensi dell'art. 13, comma 1, del Decreto Legislativo 27 gennaio 2010, n. 39 ha conferito l'incarico di revisione legale dei conti di Ascopiave S.p.A. per il periodo 2015-2023 alla società di revisione PricewaterCoopers S.p.A. (PWC).

Per quanto di competenza dell'esercizio 2015, la società di revisione Reconta Ernst & Young S.p.A. ha ricevuto per Servizi di attestazione un compenso di Euro 6.000 (seimila) da Ascopiave S.p.A. e di Euro 21.000 (ventunomila) dalle società controllate.

La nuova società di revisione PricewaterhouseCoopers (PWC), incaricata della revisione contabile, del bilancio d'esercizio e del bilancio consolidato dall'Assemblea dei Soci del 23 aprile 2015, ha ricevuto per la revisione contabile, del bilancio d'esercizio e del bilancio consolidato e per le attività connesse alle verifiche trimestrali, da Ascopiave S.p.A. un compenso pari a Euro 109.000 (centonovemila) e dalle società controllate da Ascopiave S.p.A. un compenso complessivo pari a Euro 161.000 (centosessantunomila).

I corrispettivi dei servizi complessivamente svolti dalla società di revisione Reconta Ernst & Young S.p.A. e dalla società di revisione PricewaterhouseCoopers (PWC) per competenza economica dell'esercizio 2015 sono stati, pertanto, pari a Euro 297.000 (duecentonovantasettemila).

Abbiamo altresì verificato che nel 2015 la società di revisione Reconta Ernst & Young S.p.A. ha ricevuto per Altri servizi un compenso di Euro 13.000 (tredicimila) da Ascopiave S.p.A. e di Euro 43.000 (quarantatremila) dalle società controllate.

Alla Reconta Ernst & Young S.p.A. e alla PricewaterhouseCoopers (PWC) non sono stati attribuiti incarichi non consentiti dall'art. 160, comma 1-ter del TUF e dalle norme Consob di attuazione.

- 7) Tenuto conto delle dichiarazioni di indipendenza rilasciate dalla Reconta Ernst & Young S.p.A. e dalla PricewaterhouseCoopers (PWC) ai sensi dell'art. 17, comma 9, lettera a) del D.Lgs. 39/2010 e degli incarichi conferiti alle stesse da Ascopiave S.p.A. e dalle società del Gruppo, come sopra indicati in dettaglio, il Collegio non ritiene che sussistano motivi per escludere l'indipendenza delle società di revisione



avvicendatesi nel corso del 2015.

- 8) Per lo svolgimento della propria attività di vigilanza, il Collegio si è riunito n. 11 volte; ha assistito alle n. 16 riunioni del Consiglio di Amministrazione; ha partecipato alle n. 5 riunioni del Comitato per il Controllo e Rischi e alle n. 2 riunioni del Comitato per la Remunerazione.
- 9) Abbiamo acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di nostra competenza, sul rispetto dei principi di corretta amministrazione tramite l'acquisizione di informazioni dai responsabili delle competenti funzioni aziendali e incontri con la società di revisione, ai fini del reciproco scambio di dati e informazioni rilevanti.
- 10) Abbiamo acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di nostra competenza, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società, tramite l'acquisizione di informazioni dai responsabili delle competenti funzioni aziendali, ai fini del reciproco scambio di dati e informazioni rilevanti.
- 11) Abbiamo valutato e vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno incontrando in ogni nostra riunione il Responsabile Internal Auditing della Società, approfondendo le azioni correttive proposte e ricevendo un aggiornamento continuo, con periodicità almeno trimestrale, sul relativo stato; in particolare esaminando le osservazioni aventi a riferimento gli aspetti di "compliance". Dall'attività svolta non sono emerse anomalie che possano essere considerate indicatori di inadeguatezza o criticità del sistema di controllo interno.
- 12) Abbiamo valutato e vigilato sull'adeguatezza del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante:
 - (i) l'esame delle relazioni del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili e societari aventi ad oggetto l'Assetto Amministrativo e Contabile ed il Sistema di Controllo Interno, nonché l'Informativa Societaria prodotta;

- (ii) l'ottenimento di informazioni puntuali e periodiche dai responsabili delle rispettive funzioni;
- (iii) i rapporti con gli organi di controllo delle società controllate ai sensi dei commi 1 e 2 dell'art. 151 del D.Lgs. 58/98;
- (iv) la partecipazione ai lavori del Comitato per il Controllo e Rischi e del Comitato per la Remunerazione;
- (v) il ricevimento di adeguati aggiornamenti in merito all'attività svolta dall'Organismo di Vigilanza istituito dalla Società in conformità alle disposizioni contenute nel D.Lgs. n. 231/2001.

Dall'attività svolta non sono emerse anomalie che possano essere considerate indicatori di inadeguatezza del sistema amministrativo-contabile.

- 13) Abbiamo acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di nostra competenza, sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla Società alle società controllate ai sensi dell'art. 114, comma 2, del D.Lgs. 58/98, tramite l'acquisizione di informazioni dai responsabili delle competenti funzioni aziendali, di incontri con la società di revisione, di flussi informativi con i Collegi Sindacali delle società controllate, ai fini del reciproco scambio di dati e informazioni rilevanti.
- 14) Abbiamo tenuto riunioni con i responsabili della società di revisione, anche ai sensi dell'art. 150, comma 2, del D.Lgs. 58/98, nel corso delle quali non sono emersi fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente relazione.
- 15) Abbiamo vigilato sulle modalità di adesione al Codice di Autodisciplina e di attuazione del Codice Etico di Ascopiave S.p.A.; come puntualmente riportato nella "Relazione sul Governo Societario e sugli Assetti Proprietari di Ascopiave S.p.A" ove il Consiglio di Amministrazione fornisce un aggiornamento circa gli assetti proprietari e le modalità di governo della società e del Gruppo in coerenza ai principi contenuti nel Codice di Autodisciplina emanato da Borsa Italiana S.p.A., nonché sugli assetti proprietari ai sensi dell'art. 123 bis del T.U.F..



È stato espresso tra l'altro parere favorevole sulla verifica effettuata dal Consiglio di Amministrazione in merito all'indipendenza dei Consiglieri dando atto del possesso, da parte dei singoli membri del Collegio, del requisito di indipendenza previsto dal Codice di Autodisciplina.

- 16) Abbiamo preso visione e ottenuto informazioni sulle attività di carattere organizzativo e procedurale poste in essere ai sensi dei D.Lgs. 231/01 e 61/02 sulla responsabilità amministrativa degli Enti per i reati previsti da tali normative. L'Organismo di Vigilanza, istituito dal Consiglio di Amministrazione, ha relazionato al Collegio in merito alle attività svolte nel corso dell'esercizio 2015, senza evidenziare fatti di rilievo.
- 17) In ottemperanza alle disposizioni dell'“International Accounting Standards - IAS 24” concernente l'individuazione della nozione di parti correlate, segnaliamo che gli amministratori e i dirigenti con responsabilità strategiche hanno dichiarato di non aver posto in essere né direttamente né per interposta persona o per il tramite di soggetti ad essi riconducibili, operazioni con la Ascopiave S.p.A. e con le società dalla stessa controllate ai sensi dell'art. 93 del D.Lgs. n. 58/98.
La “Procedura per la disciplina delle Operazioni con Parti Correlate”, approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 24 novembre 2010 è divenuta efficace a partire dal 1° gennaio 2011. Nel corso del 2015, si è registrata una sola operazione cd. “con parte correlata”, consistente nel rinnovo del contratto quadro “asco@asco” con la società consociata Asco TLC S.p.A.; l'operazione è stata vagliata dal Comitato Controllo e Rischi nella seduta del 24 febbraio 2015, prima dell'approvazione del Consiglio di Amministrazione, in pari data.
- 18) Il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili e societari ha rilasciato la dichiarazione prevista dall'articolo 154-bis del D.Lgs. 58/1998 con riferimento al bilancio di esercizio e al bilancio consolidato di Ascopiave S.p.A. chiuso al 31 dicembre 2015.

19) Non siamo a conoscenza di altri fatti o elementi rilevanti e/o meritevoli di essere portati all'attenzione dell'Assemblea.

Pertanto, posto quanto sopra, sulla base dell'attività di controllo svolta nel corso dell'esercizio, non rileviamo motivi ostativi all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2015 ed alle proposte, formulate dal Consiglio di Amministrazione, relative alla distribuzione del dividendo agli azionisti.

Marcellino Bortolomiol - Presidente del Collegio Sindacale

Elvira Alberti - Sindaco effettivo

Luca Biancolin - Sindaco effettivo

Pieve di Soligo, 30 marzo 2016





RELAZIONE DELLA SOCIETA' DI REVISIONE INDIPENDENTE AI SENSI DEGLI ARTICOLI 14 E 16 DEL D.LGS. 27 GENNAIO 2010, N°39

Agli Azionisti della
Ascopiave SpA

Relazione sul bilancio consolidato

Abbiamo svolto la revisione contabile dell'allegato bilancio consolidato della Società Ascopiave SpA e sue controllate ("Gruppo Ascopiave"), costituito dalla situazione patrimoniale-finanziaria consolidata al 31 dicembre 2015, dal conto economico complessivo consolidato, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato, dal rendiconto finanziario consolidato 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 consolidato

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art.9 del D.Lgs. n. 38/05.

Responsabilità della società di revisione

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

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

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. Euro 6.890.000,00 i.v., C.F. e P.IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 0712132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 0805640211 - **Bologna** 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 0516186211 - **Brescia** 25123 Via Borgo Pietro Wuhler 23 Tel. 0303697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 0957532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 0552482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 01029041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 08136181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 - **Parma** 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521275911 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 0854545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011556771 - **Trento** 38122 Via Grazioli 73 Tel. 0461237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 0458263001



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

Giudizio

A nostro giudizio, il bilancio consolidato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo Ascopiave al 31 dicembre 2015, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data, in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/05.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari con il bilancio consolidato

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere, come richiesto dalle norme di legge, un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e delle informazioni della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'art. 123-bis, comma 4, del D.Lgs. 58/98, la cui responsabilità compete agli amministratori della Ascopiave SpA, con il bilancio consolidato del Gruppo Ascopiave al 31 dicembre 2015. A nostro giudizio la relazione sulla gestione e le informazioni della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio consolidato del Gruppo Ascopiave al 31 dicembre 2015.

Treviso, 30 marzo 2016

PricewaterhouseCoopers SpA

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'AM', written over a horizontal line.

Alessandro Mazzetti
(Revisore legale)



RELAZIONE DELLA SOCIETA' DI REVISIONE INDIPENDENTE AI SENSI DEGLI ARTICOLI 14 E 16 DEL D.LGS. 27 GENNAIO 2010, N°39

Agli Azionisti della
Ascopiave SpA

Relazione sul bilancio d'esercizio

Abbiamo svolto la revisione contabile dell'allegato bilancio d'esercizio della Società Ascopiave SpA, costituito dalla situazione patrimoniale-finanziaria al 31 dicembre 2015, dal conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci 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 nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art.9 del D.Lgs. n. 38/05.

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 D.Lgs. 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.

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 Wuhner 23 Tel. 0303697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 0957532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 0552482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 01029041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 08136181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 - **Parma** 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521275911 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 0854545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011556771 - **Trento** 38122 Via Grazioli 73 Tel. 0461237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel.0458263001



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

Giudizio

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Società Ascopiave SpA al 31 dicembre 2015, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data, in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/05.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari con il bilancio 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 e delle informazioni della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'art. 123-bis, comma 4, del D.Lgs. 58/98, la cui responsabilità compete agli amministratori della Ascopiave SpA, con il bilancio d'esercizio della Ascopiave SpA al 31 dicembre 2015. A nostro giudizio la relazione sulla gestione e le informazioni della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio d'esercizio della Ascopiave SpA al 31 dicembre 2015.

Treviso, 30 marzo 2016

PricewaterhouseCoopers SpA

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'AMZ', written over a light blue horizontal line.

Alessandro Mazzetti
(Revisore legale)