



Enel

Green Power

**Relazione e bilancio
di esercizio di
Enel Green Power Spa
al 31 dicembre 2009**

En

INDICE

Organi sociali	1
Relazione sulla gestione	3
Premessa	4
L'esercizio 2009 in sintesi	5
Aspetti normativi e tariffari	12
Andamento operativo	17
Investimenti	20
Andamento economico – finanziario	21
Risultati delle principali società controllate	30
Ricerca e sviluppo	33
Risorse umane e organizzazione	35
Prevedibile evoluzione della gestione	38
Altre informazioni	39
Proposte all'Assemblea	40
Bilancio di esercizio	41
Prospetti contabili	42
Conto Economico	42
Prospetto dell'utile (perdita) complessivo rilevato nell'esercizio	43
Stato patrimoniale	44
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto	45
Rendiconto finanziario	46
Note di commento	47
Informazioni sul Conto Economico	71
Informazioni sullo Stato Patrimoniale	82
35. Informativa sulle parti correlate	104
36. Impegni contrattuali e garanzie	107
37. Passività e attività potenziali	108
38. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio	109
39. Compensi degli Amministratori e dei sindaci	110
40. Compensi alla società di revisione ai sensi dell'art. 149- duodecies del "Regolamento Emittenti Consob"	111
41. Attività di direzione e coordinamento	112
Corporate governance	113
Relazioni	115
Relazione del Collegio Sindacale	116
Relazione della Società di Revisione	119

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

Presidente
Francesco Starace

Consiglieri
Andrea Brentan
Massimo Cioffi
Luigi Ferraris
Claudio Machetti
Giovanni Mancini
Carlo Tamburi

Collegio Sindacale

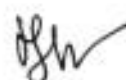
Presidente
Leonardo Perrone

Sindaci effettivi
Giuseppe Ascoli
Giuseppe Mariani

Sindaci supplenti
Giulio Monti
Francesco Rocco

Società di revisione

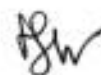
KPMG S.p.A.



to
Su



Relazione sulla gestione

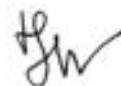


PREMESSA

Enel Green Power Spa è la società del gruppo Enel proprietaria, direttamente o indirettamente, della maggior parte degli impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili (ad esclusione di quelli rientranti nel gruppo Endesa).

Enel Green Power Spa è stata costituita in data 1° dicembre 2008 e, contestualmente, è risultata beneficiaria del ramo d'azienda "Impianti di produzione di energia elettrica con utilizzo di fonti rinnovabili", ricevuto per scissione parziale dalla società del Gruppo, Enel Produzione Spa. Il citato ramo d'azienda comprendeva la totalità degli impianti di produzione eolici, geotermoelettrici e fotovoltaici e parte di quelli idroelettrici presenti in Italia, per una potenza installata complessiva di circa 2,6 GW. Con riferimento al settore idroelettrico sono stati assegnati alla beneficiaria gran parte degli impianti non programmabili costituiti essenzialmente da impianti "mini-idro" e da impianti "large-idro" di tipologia "fluente". Per quanto attiene al personale, facevano parte del ramo oggetto di scissione 1.484 risorse.

Alla Società erano state assegnate anche le partecipazioni detenute direttamente da Enel Produzione Spa nelle società La Geo Sa de CV (36,2%) e Geotermica Nicaraguense Sa (60%), operanti nel settore delle fonti rinnovabili in America Latina e nella società Portoscuso Energia Srl che sta sviluppando un progetto di realizzazione di un parco eolico in Sardegna. Inoltre, con efficacia 1° gennaio 2009, la Società ha acquisito le partecipazioni totalitarie in Enel Green Power International BV (che comprende le partecipazioni delle società operanti all'estero) ed in Enel.Si Srl, come esposto negli "Fatti di rilievo 2009".



L'ESERCIZIO 2009 IN SINTESI

Andamento del mercato energetico italiano

Secondo gli ultimi dati consuntivi disponibili (di Terna Spa), nel 2009 i consumi di energia elettrica in Italia si sono attestati a 316.852 milioni di kWh, valore in diminuzione del 7% rispetto al 2008.

A fronte di tale riduzione dei consumi, si è registrata una diminuzione della produzione netta nazionale

(- 28.935 milioni di kWh, pari al 9%) ed un aumento del saldo netto delle importazioni (+4.415 milioni di kWh, pari all'11%).

Nel seguente prospetto sono evidenziati i flussi di energia elettrica in Italia ed il contributo delle varie fonti nel periodo considerato:

Milioni di kWh	2009	2008	Variazione	
				%
Produzione lorda:				
termoelettrica	225.987	261.328	(35.341)	(14%)
idroelettrica	51.743	47.227	4.516	10%
geotermoelettrica	5.347	5.520	(173)	(3%)
eolica	6.087	5.055	1.032	20%
Totale produzione lorda	289.164	319.130	(29.966)	(9%)
Consumi servizi ausiliari	(11.034)	(12.065)	1.031	(9%)
Produzione netta	278.130	307.065	(28.935)	(9%)
Importazioni nette	44.449	40.034	4.415	11%
Consumi per pompaggi	(5.727)	(7.618)	1.891	(25%)
Energia richiesta sulla rete	316.852	339.481	(22.629)	(7%)

Nota: Fonte dati Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo dicembre 2009)

Nel 2009 la produzione netta nazionale ha coperto l'87,8% della richiesta, contro il 90,5% del 2008. Il restante 13,2% (10,5% nel 2008) della richiesta di energia elettrica è stata fronteggiata con importazioni.

A sua volta la produzione nazionale è risultata per l'81,3% (85,1% nel 2008) da fonte termoelettrica, per il 18,6% (15,4% nel 2008) da fonte idroelettrica e per il residuo 4,1% (3,4% nel 2008) da fonte geotermoelettrica ed eolica.

Le prime stime di fine anno, elaborate del Dipartimento Energia del Ministero dello Sviluppo Economico intersecando i risultati dell'attività di dispacciamento di Terna e quella di qualifica degli impianti per l'incentivazione fatta dal GSE-Gestore Servizi Energetici, hanno messo in evidenza una maggior produzione di elettricità da fonti rinnovabili, con un incremento del 13% rispetto al 2008. Si è così passati da 58,16 TWh registrati a fine 2008 a circa 66 TWh stimati a fine 2009.



L'accelerazione maggiore tra le fonti rinnovabili si registra nella produzione di energia solare da impianti fotovoltaici, che è passata da 193 GWh del 2008 a circa 1.000 GWh del 2009, con un incremento di oltre il 400%. Anche per il settore eolico si evidenzia un'accelerazione da 4.861 GWh del 2008 a circa 6.600 GWh del 2009, con un aumento del 35%.

I risultati di Enel Green Power Spa

Per le definizioni degli indicatori alternativi di performance e le relative riconciliazioni con il bilancio si rinvia al paragrafo "Andamento economico - finanziario".

Il margine netto da vendita di energia (primo margine) è pari a 1.143 milioni di euro a fronte sostanzialmente di ricavi per vendita connessi alla produzione di energia (vendita di energia e certificati verdi), pari a 1.045 milioni di euro, di proventi netti da gestione rischio commodity (118 milioni di euro) e di costi connessi alla vendita di energia (20 milioni di euro).

Il Margine operativo lordo risulta positivo per 878 milioni di euro e tiene conto, oltre che di un primo margine di 1.143 milioni di euro, di altri ricavi pari a 42 milioni di euro e di costi operativi pari a 307 milioni di euro (al netto di 22 milioni di euro di costi capitalizzati), principalmente relativi ai costi per servizi e ai costi del personale.

Il Risultato operativo è pari a 573 milioni di euro, tenuto conto della rilevazione di 305 milioni di euro di ammortamenti e perdite di valore, relativi sostanzialmente alle attività materiali.

L'esercizio 2009 chiude con un Risultato netto positivo pari a 322 milioni di euro e beneficia di 15 milioni di euro di proventi da partecipazioni, al netto di 84 milioni di euro di oneri finanziari netti e di 182 milioni di euro di imposte dell'esercizio.

Il Capitale investito netto, pari a 6.840 milioni di euro, risulta finanziato da mezzi propri per 2.291 milioni di euro e da mezzi di terzi per 4.549 milioni di euro.

Il Patrimonio netto è composto dal Capitale Sociale (600 milioni di euro), dalla riserva legale (120 milioni di euro), dalle altre riserve (1.249 milioni di euro), nonché dall'utile rilevato nell'esercizio (322 milioni di euro).

La posizione finanziaria netta, negativa per 4.549 milioni di euro, riflette sostanzialmente la posizione del conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante (negativa per 4.244 milioni di euro), i debiti per interessi passivi rilevati sullo stesso (79 milioni di euro) e l'indebitamento a medio - lungo termine verso terzi (235 milioni di euro, comprese le quote a breve termine).

Fatti di rilievo del 2009

Gennaio

Acquisizione di Enel Green Power International BV

Con efficacia 1° gennaio 2009, Enel Green Power Spa ha acquisito da Enel Investment Holding BV la partecipazione totalitaria in Enel Green Power International BV.

Tale cessione è avvenuta al termine del complesso processo di riorganizzazione e valorizzazione del settore delle energie rinnovabili, che ha visto la creazione di una *sub-holding* di diritto olandese, Enel Green Power International BV, ed il trasferimento a diverso titolo a tale *sub-holding* di tutte le partecipazioni in società estere operanti nel settore di riferimento facenti parte del Gruppo Enel (ad esclusione di quelle del gruppo Endesa). Il prezzo della compravendita è stato identificato nel valore di libro della partecipazione oggetto di cessione, ovvero 1.690 milioni di euro.

Acquisizione di Enel.Si Srl

Con efficacia 1° gennaio 2009, Enel Green Power Spa ha acquisito da Enel Spa la partecipazione totalitaria in Enel.Si Srl, società avente ad oggetto attività connesse allo sviluppo del mercato fotovoltaico e dell'efficientamento energetico. Il prezzo della compravendita è stato identificato nel valore di libro della partecipazione oggetto di cessione, ovvero 9 milioni di euro.

Febbraio

Versamento *share premium capital* a favore di Enel Green Power International BV

In data 18 febbraio, il Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power Spa ha deliberato la ricapitalizzazione della società Enel Green Power International BV attraverso un versamento, come riserva a sovrapprezzo azioni (*share premium contribution*), di un importo complessivo di 225 milioni di euro.

Luglio

Aumento di potenza eolica in Sardegna

Il 23 luglio sono entrati in esercizio 23 nuovi MW eolici, prodotti per 11 MW dagli impianti siti a Littigheddu in provincia di Sassari.

In Sardegna, nel parco di Sedini presso Littigheddu, sono stati installati 7 aerogeneratori da 1,5 MW, aggiungendosi ai 36 già in servizio sul sito. La potenza complessiva della centrale sale così a 65 MW, in grado di produrre circa 90 milioni di kWh l'anno, pari ai consumi di oltre 33.000 famiglie locali, evitando l'emissione in atmosfera di 70.000 tonnellate di CO₂ l'anno.

Ottobre

Entra in esercizio la centrale geotermica di Sasso II

Il 15 ottobre è entrata in esercizio la centrale geotermica di Sasso II.

L'impianto, sito in Val di Cornia (Pisa), ha una capacità di 20 MW ed è in grado di produrre 130 milioni di kWh, corrispondenti ai consumi di 50.000 famiglie.

L'impianto fa parte di un progetto di ampliamento dell'attuale potenza (810,5 MW) di 112 MW, potenza che includerà anche gli impianti di Radicondoli (sarà installato un secondo gruppo da

20 MW, che porterà la potenza complessiva dell'impianto a 60 MW), Bagnore IV (40Mw), Chiusdino I (20 MW) e il rinnovamento dell'impianto dei Lagoni Rossi (12 MW).

Diamante

In data 23 ottobre, alle porte di Firenze a Pratolino, nel cinquecentesco giardino di Villa Medicea è stato inaugurato l'originale struttura energetica chiamata Diamante.

Alto 12 metri, con 38 pannelli solari monocristallini e 42 facce in vetro temprato, Diamante è un sistema integrato di produzione fotovoltaica, con all'interno un sofisticato sistema di accumulo energetico via idrogeno, tramite cella a combustibile e tre serbatoi sferici a idruri metallici, capaci di immagazzinare durante il giorno l'elettricità prodotta dai pannelli fotovoltaici e di rilasciarla durante la notte.

Questo significa che Enel Green Power potrà proporre in futuro sistemi fotovoltaici integrati ad accumulo di energia, in grado di servire utenze reali, 24 ore su 24.

Novembre

Progetto Palo Viejo

In data 20 novembre è stato firmato il contratto tra Enel Green Power Spa e Simest (società finanziaria di sviluppo e promozione delle imprese italiane all'estero), finalizzato all'ottenimento del finanziamento per il progetto denominato "Palo Viejo" che prevede la realizzazione e la gestione di un nuovo impianto idroelettrico, localizzato nella Municipalità di San Juan Quetzal (Guatemala), tramite la partecipazione al capitale sociale della società Renovables de Guatemala Sa, interamente controllata dal Gruppo Enel attraverso le società Enel Latin America BV (99,999%) ed Enel Guatemala SA (0,001%).

In particolare, Enel Green Power Spa partecipa all'aumento del capitale sociale della società acquistando una quota pari al 51% del capitale sociale per un importo di 44 milioni di euro, mentre Simest (in proprio e tramite il Fondo di Venture Capital) acquista una quota complessiva dell'8,8% per un importo pari a 7,6 milioni di euro.

Inoltre, Enel Green Power Spa si obbliga ad acquistare dalla Simest l'intera quota di partecipazione azionaria di Renovables de Guatemala di proprietà della Simest alla data del 30 giugno 2017 (l'esercizio del diritto di tale opzione, riconosciuto reciprocamente a titolo gratuito, potrà effettuarsi a far data dal 30 giugno 2015).

Dicembre

Patrimonializzazione Portoscuso Energia Srl

In data 4 dicembre, il Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power Spa, al fine di dotare la società controllata Portoscuso Energia Srl dei fondi necessari a coprire i costi connessi alle procedure autorizzative del progetto sostenuti nel 2009, ha deciso di deliberare la ripatrimonializzazione della stessa società attraverso un versamento di 1 milione di euro.

Si ricorda che in data 20 ottobre 2008, Enel Green Power Spa (già Enel Produzione Spa) aveva acquistato il 100% della società Portoscuso Energia Srl per un corrispettivo pari a 1,3 milioni di euro; tale società è titolare di un progetto in sviluppo per la realizzazione di un parco eolico in Sardegna in un sito adiacente all'area industriale di Portoscuso (Cagliari) composto da 40 macchine da 2,3 MW per una potenza complessiva di 92 MW.

Progetto Desertec

In data 4 dicembre, il Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power Spa ha approvato l'ingresso della stessa nella società di diritto tedesco Dii GmbH, costituita in data 31 ottobre 2009 al fine di realizzare il Progetto Desertec.

Tale progetto ha come obiettivo l'applicazione di tecnologie rinnovabili nelle zone desertiche attraverso una cooperazione tra Europa, Medio Oriente e Nord Africa (Paesi EU-MENA) con lo scopo di costruire centrali principalmente solari termodinamiche ed eoliche nei deserti del MENA (Medio Oriente e Nord Africa) ed il trasporto dell'energia anche in Europa attraverso idonee reti. Il progetto si pone come target di coprire al 2050 il 15% della domanda di energia elettrica europea e di una porzione significativa della domanda di energia nei Paesi MENA. L'ammontare complessivo degli investimenti necessari alla realizzazione di tale piano è stato stimato in circa 400 miliardi di euro, di cui circa 350 miliardi di euro per impianti di produzione e circa 50 miliardi di euro per le linee di trasmissione.

Tale operazione si è conclusa nei primi mesi del 2010 come esposto nella nota n.38 "Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio".

Aumento di capacità geotermica a Lagoni Rossi

In data 4 dicembre è entrata in esercizio la centrale Nuova Lagoni Rossi, che aggiunge 12 MW alla capacità installata geotermica nell'area di Larderello di Enel Green Power Spa.

A regime, sarà in grado di produrre circa 100 milioni di kWh all'anno, corrispondenti ai consumi di 40.000 famiglie e di evitare ogni anno l'emissione in atmosfera di circa 75.000 tonnellate di CO₂, oltre a un risparmio di combustibili fossili per 23.000 tonnellate equivalenti di petrolio (TEP).

Progetto CIS - Interporto Campano

In data 10 dicembre 2009 Enel Green Power Spa, Centro Ingrosso Sviluppo Campania (CIS) e Interporto Campano hanno firmato un accordo che prevede la realizzazione, in Campania, di un impianto fotovoltaico da 25 MW, il più grande progetto integrato su tetti con tecnologia innovativa in Italia, e tra i più grandi a livello mondiale.

L'impianto, di proprietà di Enel Green Power Spa, sorgerà nel Comune di Nola, in Provincia di Napoli, e sarà realizzato sulle coperture di immobili commerciali e logistici, in totale integrazione architettonica. Dotato di innovativi moduli fotovoltaici flessibili a film sottile, in silicio amorfo, entrerà in esercizio nel 2010.

A regime, l'impianto sarà in grado di produrre circa 33 milioni di kWh all'anno, sufficienti a soddisfare i consumi di circa 13.000 famiglie - più di un terzo degli abitanti dello stesso comune di Nola - evitando così, ogni anno, l'emissione in atmosfera di oltre 21.000 tonnellate di CO₂.

Versamento *share premium capital* a favore di Enel Green Power International BV

In data 22 dicembre, il Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power Spa ha deliberato la ricapitalizzazione della società Enel Green Power International Bv attraverso un versamento, come riserva a sovrapprezzo azioni (*share premium contribution*), di un importo complessivo di 160 milioni di euro.



Sviluppo di progetti fotovoltaici in Puglia

Nell'ambito dello sviluppo di progetti per la realizzazione di energia da fonte solare, in data 22 dicembre il Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power Spa ha approvato a) il progetto per la realizzazione di impianti fotovoltaici in Puglia nel Comune di Taranto sulle coperture di due stabilimenti industriali di proprietà di Marcegaglia Taranto Spa per una potenza complessiva di circa 4,1 MW e b) la conclusione di un accordo con la Marfin Srl, società del Gruppo Marcegaglia, per l'acquisto di una quota pari al 51% del capitale sociale di una società di nuova costituzione (già titolare di pannelli fotovoltaici United Solar tale da garantire l'installazione di una potenza pari a 2,2 MW).

La costituzione della società Taranto Solar Srl è avvenuta nei primi mesi del 2010, come esposto nella nota n.38 "Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio".

Sviluppo di progetti fotovoltaici in Calabria

Nell'ambito dello sviluppo di progetti per la realizzazione di energia da fonte solare, in data 22 dicembre il Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power Spa ha approvato l'acquisizione di un progetto fotovoltaico in Calabria, localizzato nel Comune di Altomonte (CS) avente una capacità installabile di 20 MW mediante l'acquisto dalla società Resit Srl della relativa società di scopo, Altomonte FV, costituita in data 29 dicembre 2009.

Tale operazione si è conclusa nei primi mesi del 2010 come esposto nella nota n.38 "Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio".

Sviluppo di progetti eolici in Puglia

Nell'ambito dello sviluppo di progetti per la realizzazione di energia da fonte eolica, in data 22 dicembre il Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power Spa ha approvato l'acquisizione da Italgest Energia Spa dei quattro progetti di complessivi 184,1 MW localizzati in Puglia (Torre S.Susanna, Bovino, Nardò e Panni) attraverso l'acquisizione del 100% delle quote della società di scopo Italgest Wind Srl, titolare dei su citati progetti.

Tale operazione si è conclusa nei primi mesi del 2010 come esposto nella nota n.38 "Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio".

Sviluppo di progetti fotovoltaici in Piemonte

Nell'ambito dello sviluppo di progetti per la realizzazione di energia da fonte solare, in data 22 dicembre il Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power Spa ha approvato la realizzazione, in partnership con Finpiemonte Partecipazioni, di un impianto fotovoltaico per una potenza di circa 3,2 MW nel Comune di Strambino tramite la costituzione di una newco di cui Enel Green Power Spa deterrà il 60% del capitale sociale e Finpiemonte Partecipazioni il restante 40%; Enel Green Power spa ha, inoltre, un diritto di opzione del 40% della società di nuova costituzione.

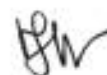
Tale operazione si è conclusa nei primi mesi del 2010 come esposto nella nota n.38 "Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio".



Accordo di collaborazione con Sharp

Nell'ambito della propria strategia di sviluppo della presenza nell'intera catena del valore del fotovoltaico, in data 22 dicembre il Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power ha approvato i progetti di collaborazione con Sharp Corporation ("Sharp") e STMicroelectronics N.V. ("STM") finalizzato alla costruzione e gestione di uno stabilimento per la produzione di pannelli fotovoltaici in Sicilia.

Tale operazione si è conclusa nei primi mesi del 2010 come esposto nella nota n.38 "Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio".



ASPETTI NORMATIVI E TARIFFARI

Da alcuni anni le autorità pubbliche a livello europeo, a livello nazionale e a livello locale si adoperano per promuovere l'uso di fonti rinnovabili e l'efficienza energetica. Nel nostro paese tale promozione si è tradotta in numerose misure incentivanti rivolte sia agli operatori del settore energetico che alle imprese e ai cittadini.

A livello nazionale, sono operative misure pubbliche che incentivano o facilitano le fonti rinnovabili quali Certificati Verdi e Certificati Bianchi, Conto energia fotovoltaico, Scambio sul posto, Tariffa onnicomprensiva, Ritiro dedicato e CIP6.

Vi sono, inoltre, detrazioni fiscali destinate ai singoli cittadini, alle imprese e agli enti che incentivano l'efficienza energetica degli edifici esistenti.

In particolare, si evidenziano le seguenti misure di incentivazione delle fonti rinnovabili:

Certificati Verdi

I certificati verdi (CV) sono titoli negoziabili che attestano la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile. Il sistema dei Certificati Verdi, previsto dall'art. 11 del Decreto Bersani (D.Lgs. n° 79/99), prevede l'obbligo di immissione nel sistema elettrico nazionale nell'anno successivo, a decorrere dall'anno 2001 per gli importatori e per i produttori di energia elettrica da fonti non rinnovabili, di una quota prodotta da impianti da fonti rinnovabili. Gli stessi soggetti possono adempiere al suddetto obbligo anche acquistando, in tutto o in parte, l'equivalente quota o i relativi diritti da altri produttori, purché immettano l'energia da fonti rinnovabili nel sistema elettrico nazionale. Dal 2012, il meccanismo dei Certificati Verdi cambierà profondamente, perché l'"obbligo" graverà su soggetti titolari di contratti di dispacciamento in prelievo ovvero sui venditori.

Il GSE ha reso noto il prezzo di ritiro garantito (entro giugno 2010) dei CV rilasciati per le produzioni riferite agli anni 2007, 2008 e 2009, ad eccezione di quelli relativi a impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento: tale prezzo, pari a 88,91 euro/MWh, corrisponde al prezzo medio ponderato delle contrattazioni di CV registrate sul mercato del GME (Gestore del Mercato Elettrico) nel triennio 2007-2009.

Certificati Bianchi

Il sistema di incentivazione noto come "Certificati Bianchi" (il cui nome tecnico è "Titoli di Efficienza Energetica", TEE) è operativo dal 2005. Si tratta di un complesso meccanismo che prevede "obblighi" a carico dei distributori di energia elettrica e gas naturale, combinati con "benefici" offerti a soggetti che realizzano gli interventi di riduzione e miglioramento negli usi finali di energia.

In particolare, ai distributori di energia elettrica e gas naturale è richiesto per legge di ottenere il risparmio di una ben definita quota di energia. Essi possono provvedere direttamente ad effettuare interventi di efficienza energetica presso i propri clienti, ottenendo i certificati bianchi corrispondenti oppure acquistare certificati bianchi in quantità corrispondente alla quota non ottenuta.

Un certificato equivale al risparmio di 1 tonnellata equivalente di petrolio (tep), che è l'unità convenzionale di misura usata comunemente nei bilanci energetici per esprimere le fonti di energia tenendo conto del loro potere calorifico.

Enel Green Power Spa non usufruisce di tale sistema di incentivazione.

Conto energia fotovoltaico

Il Conto energia è l'incentivo studiato per promuovere la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici e consiste nell'attribuzione di una tariffa incentivante per tutta l'energia prodotta dall'impianto e nella scelta tra due regimi di produzione/utilizzo dell'energia prodotta, a seconda della propria convenienza e della taglia dell'impianto: lo scambio sul posto o il ritiro dedicato.

Dopo il 31 dicembre 2010 le tariffe del conto energia saranno oggetto di riesame. È già allo studio dei Ministeri competenti una bozza di nuovo decreto per il regime incentivante dal 2011 in poi. Si è in attesa della pubblicazione del documento ufficiale.

Servizio di scambio sul posto

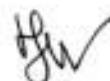
Il servizio di scambio sul posto (SSP) consiste nel realizzare un saldo fisico pari alla differenza tra l'energia elettrica immessa in rete e quella prelevata su base annuale (*net metering*). Possono beneficiare dello SSP gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW e gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 200 kW, se entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007 (DM 18.12.08).

La particolare forma di autoconsumo in sito consentita dallo scambio sul posto (controbilanciamento di partite di energia elettrica con diverso valore) consente al soggetto interessato di non sostenere l'onere di approvvigionamento connesso al valore dell'energia elettrica prelevata fino a concorrenza del valore dell'energia elettrica immessa in quanto l'energia elettrica scambiata è assimilabile ad energia elettrica prodotta e autoconsumata. Lo SSP presuppone un unico punto di connessione dell'impianto di prelievo e produzione (contatore bidirezionale).

A partire dal 1° gennaio 2009 tale servizio viene erogato direttamente dal Gestore dei Servizi Elettrici (GSE), mentre prima veniva svolto dalle imprese distributrici. Il servizio erogato dal GSE dà titolo al richiedente di percepire annualmente un contributo in conto scambio espresso in Euro, comportando quindi una compensazione tra il valore associabile all'energia elettrica prodotta e immessa in rete e il valore associabile all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione.

Tariffa fissa onnicomprensiva

Le Tariffa onnicomprensiva (TO) è un incentivo monetario, differenziato per fonte, che viene concesso, in alternativa ai Certificati Verdi, per l'energia elettrica netta immessa in rete. È un beneficio studiato per promuovere i piccoli impianti, semplificando le procedure e garantendo un ritorno fisso e prevedibile. È applicata a tutte le fonti rinnovabili (con esclusione della fonte solare) e viene concessa per un periodo di 15 anni.



Ritiro dedicato

Il regime di cessione dell'energia elettrica mediante ritiro dedicato da parte del GSE rappresenta una modalità semplificata a disposizione dei produttori per la vendita al GSE dell'energia elettrica immessa in rete, in alternativa ai contratti bilaterali o alla vendita diretta in borsa. Per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza attiva nominale fino a 1 MW sono previsti prezzi minimi decrescenti all'aumentare della produzione.

Con la delibera n. 280/07 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) ha previsto di differenziare tali prezzi in accordo con la peculiarità per ciascuna fonte. La pubblicazione di prezzi minimi garantiti per fonte ha preso il via dal settore idroelettrico (del.n.109/08 AEEG) demandando a provvedimenti successivi la revisione dei prezzi minimi garantiti per le altre fonti.

CIP 6/92

È l'acronimo che contraddistingue il Provvedimento del Comitato Interministeriale Prezzi n. 6 dell'aprile 1992, che stabiliva i prezzi con i quali i privati potevano vendere all'Enel (ora al GSE) energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile o assimilata ad un prezzo superiore a quello di mercato. Tale normativa conteneva tuttavia l'equiparazione ai fini incentivanti delle fonti rinnovabili propriamente dette e di quelle assimilate (di fatto termiche con utilizzo dei reflui). Il DM 2 dicembre 2009 "Meccanismi per la risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6/92" disciplina l'uscita di alcune tipologie di impianti dal regime di convenzione ritenuto ormai "scarsamente efficiente rispetto ad un assetto di mercato liberalizzato". La risoluzione anticipata deve essere volontariamente richiesta dai produttori.

Il corrispettivo cui i produttori hanno diritto è costituito da tutti gli incentivi ancora da maturare, rivalutati secondo gli indici ISTAT, rapportati alla potenza e al numero di ore equivalenti/anno per gli anni residui della convenzione, scontato al tasso del 6%.

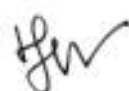
DM 18 dicembre 2008

Con la Legge finanziaria del 2008 (L. 244/2007), il Parlamento ha modificato i meccanismi di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati con fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007. La stessa legge ha rimandato ad una serie di decreti ministeriali l'attuazione delle nuove norme. Un primo passo è stato compiuto con l'approvazione da parte del Ministro dello sviluppo economico del DM 18/12/08 "Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244".

Nel definire i sistemi di incentivi, la Finanziaria 2008 distingue tra impianti di piccola taglia, cioè con potenza inferiore ad 1 MW (200 kW per gli impianti eolici), ed impianti di taglia superiore. I primi, al momento della richiesta di qualificazione IAFR (Impianti alimentati a fonti rinnovabili) dell'impianto, possono scegliere tra due meccanismi di incentivazione: una tariffa omnicomprensiva (TO) riconosciuta ad ogni kWh prodotto o la partecipazione al mercato dei Certificati Verdi (CV).

Gli impianti di taglia medio-grande sono invece esclusi dall'applicazione della tariffa omnicomprensiva e devono partecipare al mercato dei CV.

Entrambi i meccanismi di incentivazione sono differenziati per fonte. In particolare, la tariffa omnicomprensiva assume valori diversi per le diverse fonti rinnovabili e nel meccanismo dei CV la differenziazione interviene, invece, nella determinazione della quantità di certificati riconosciuti all'impianto per ogni MWh di produzione rinnovabile ed è attuata, operativamente,



attraverso la definizione di coefficienti di correzione; tali fattori sono utilizzati per calcolare la produzione rilevante ai fini dell'emissione dei certificati, a partire dalla produzione effettiva. Il DM 18/12/08 ha definito, in parte, le modalità attuative dei nuovi meccanismi, introducendo alcune novità rispetto alle regole in vigore. Tra queste:

- l'aggiornamento dei criteri e delle procedure di calcolo dell'energia elettrica avente diritto a CV o a TO, fornendo una nuova e più trasparente definizione dell'energia annua avente diritto agli incentivi;
- la classificazione delle fonti bioenergetiche e differenziazione degli incentivi;
- la revisione di alcune regole generali del sistema di promozione delle rinnovabili. In particolare, il DM 18/12/2008, sempre in attuazione della Finanziaria 2008, stabilisce i criteri di incompatibilità tra i diversi strumenti di sostegno presenti in Italia. Pertanto la produzione di energia elettrica da impianti alimentati a fonti rinnovabili che abbia ottenuto titoli di efficienza energetica o esenzione dalle accise o altri incentivi pubblici di natura nazionale, regionale, locale o comunitaria in conto energia, in conto capitale o in conto interessi, non hanno diritto a CV o TO. Il decreto prevede una deroga per i soli impianti alimentati a biomasse da filiera, per cui è previsto che i CV e la TO siano cumulabili con altri incentivi pubblici non eccedenti il 40% del costo dell'investimento. Ai fini dell'applicazione della cumulabilità è consentito anche l'uso di biomasse non da filiera in percentuale $\leq 20\%$.

Altre novità, infine, riguardano:

- l'esclusione della produzione di elettricità da impianti che beneficino della TO dalla quantità di energia elettrica sottoposta a obbligo di immissione di energia rinnovabile ex art. 11 del D. lgs. 79/99;
- la previsione di un obbligo di registrazione dei CV scambiati al di fuori del mercato organizzato dal Gestore Mercato Elettrico (GME) con comunicazione del prezzo. Il GME ha, di conseguenza, potenziato il sistema per la registrazione degli scambi bilaterali (quantità, prezzi e tipologia di certificati);
- la possibilità, sempre per gli impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007 e di potenza ≤ 200 kW, di optare per il meccanismo dello scambio sul posto regolato, in alternativa alla TO.

Legge Sviluppo n. 99/09

Tra le principali novità contenute nella legge 23 luglio 2009, n. 99 "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia" si rileva:

- la possibilità per i Comuni con popolazione inferiore a 20.000 abitanti di fruire dello scambio sul posto per i propri impianti sino a 200 kW, con esenzione dell'obbligo di coincidenza tra punto di immissione e punto di prelievo;
- la possibilità per i Comuni di cedere a privati proprie aree per la realizzazione di impianti fotovoltaici ai fini dell'erogazione dell'incentivo in conto energia e dei servizi di scambio sul posto;
- dal 2011 l'obbligo di immettere energia rinnovabile nel sistema elettrico, o di acquisire un numero corrispondente di CV viene spostato dai produttori in capo ai soggetti titolari di contratto di dispacciamento in prelievo;
- il conferimento al Governo della delega all'adozione di provvedimenti per la determinazione di un nuovo assetto della normativa in tema di geotermia;

- la verifica di VIA per gli impianti non termici per la produzione di energia, vapore e acqua calda di potenza superiore a 1 MW e per gli impianti eolici di potenza superiore a 1 MW.

In relazione allo spostamento della quota d'obbligo dei certificati verdi dai produttori ai venditori, è necessario evidenziare che il decreto legge n. 135/2009, convertito con legge 20 novembre 2009 n. 166 prevede, all'articolo 7 bis, il posticipo di tale obbligo al 2012.

In relazione, invece, al riassetto della normativa in materia di geotermia, il Ministero dello Sviluppo Economico ha predisposto una bozza di decreto ove in materia di scadenza delle concessioni si ribadisce che vengono fatti salvi gli accordi già sottoscritti con le regioni. Si evidenzia che Enel Green Power Spa ha un accordo con la regione Toscana che prevede la scadenza delle concessioni geotermiche al 2024.

Rendita idroelettrica

Con delibera del 28 maggio 2009, ARG/elt 63/09, "Determinazione dei costi fissi medi unitari ai fini della definizione della rendita idroelettrica per la società AEM Torino Spa (oggi Iride Energia Spa), ACEA Spa e Erga Spa (ora Enel Green Power Spa) ai sensi dell'articolo 35, comma 35.4, della deliberazione 228/01", l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, in seguito alla richiesta di rideterminazione della rendita idroelettrica presentata da Enel nel 2001, ha determinato il livello dei costi fissi con riferimento a 7 impianti di proprietà di Enel Green Power Spa. In ottemperanza a tale delibera, la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico ha versato nel 2009 ad Enel Green Power Spa un importo pari a 3,4 milioni di euro.

Linee guida fonti rinnovabili

L'art. 12 del decreto legislativo 387/03 prevede che il Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e il Ministro per i beni e le attività culturali, porti all'approvazione della Conferenza unificata Stato/Regioni le linee guida per lo svolgimento del procedimento di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili. Le linee guida sono finalizzate anche ad assicurare un corretto inserimento degli impianti, con specifico riguardo agli impianti eolici, nel paesaggio.

Gli Uffici dei tre Ministeri, in collaborazione con una rappresentanza delle regioni, hanno predisposto una bozza di linee guida. La bozza, già approvata dal Ministero dello sviluppo economico, è attualmente all'esame delle altre amministrazioni coinvolte (MIBAC, MATM e Regioni).

ANDAMENTO OPERATIVO

Parco impianti

Il Parco impianti di Enel Green Power Spa è costituito da 339 impianti, per un totale di 2.637 MW installati, così distinti per tipologia:

- 1.509 MW di idroelettrico
- 695 MW geotermico
- 429 MW eolico
- 4 MW solare - fotovoltaico

Idroelettrico

Attualmente la tecnologia idroelettrica ha raggiunto uno stato di elevata maturità in quanto il potenziale idroelettrico è stato quasi del tutto utilizzato.

In questo contesto, Enel Green Power Spa è orientata da un lato ad aumentare l'efficienza delle tecnologie esistenti, dall'altro a sviluppare la tecnologia dell'idro fluente che, pur essendo di limitata potenza unitaria, può diventare complessivamente un contributo non trascurabile alla copertura della domanda elettrica.

Anche le crescenti esigenze di salvaguardia dell'ambiente inducono a sviluppare ulteriormente gli impianti idro di piccola taglia, caratterizzati da modalità costruttive e di esercizio di modesto impatto sul territorio.

Attualmente Enel Green Power Spa gestisce in Italia 279 impianti idroelettrici per una potenza complessiva di 1.509 MW, con un rilevante impegno professionale per la garanzia della sicurezza e della manutenzione delle opere idrauliche.

Enel Green Power Spa al 31 dicembre 2009 dispone di 47 impianti idroelettrici in esercizio qualificati "IAFR" dal GSE a seguito di interventi di nuova realizzazione, riattivazione, potenziamento e rifacimento e, pertanto, ammessi al sistema di incentivazione dei certificati verdi di cui all'art. 11 D.lgs 79/99 e successive modifiche ed integrazioni.

E' presente un solo impianto che beneficia dell'incentivazione CIP/6 fino al 13 febbraio 2010.

Geotermico

Oggi l'energia geotermica, sfruttata per la prima volta a fini industriali, è diventata un vanto dell'industria energetica italiana e, in particolare, di Enel Green Power Spa.

Attualmente Enel Green Power Spa gestisce 32 impianti geotermoelettrici in Val di Cecina e sull'Amiata (Toscana) per una potenza complessiva di 695 MW, con circa 40 forniture di teleriscaldamento, calore geotermico per 25 ettari di serre e una produzione elettrica di oltre 5 miliardi di kWh annui, pari al consumo medio di circa 2 milioni di famiglie italiane.

Enel Green Power Spa al 31 dicembre 2009 dispone di 16 impianti in esercizio qualificati "IAFR" dal GSE a seguito di interventi di nuova realizzazione, riattivazione, potenziamento e rifacimento e pertanto ammessi al sistema di incentivazione dei certificati verdi di cui all'art.11 D.lgs 79/99 e successive modifiche ed integrazioni.

Sono altresì presenti 4 impianti che beneficiano dell'incentivazione CIP/6, in scadenza nel prossimo anno.



Eolico

In Italia l'energia prodotta dal vento è stata la fonte che nell'ultimo decennio ha registrato il maggiore sviluppo e che si stima continuerà a crescere ad un ritmo di circa il 25% l'anno. Enel Green Power Spa ad oggi gestisce 24 centrali eoliche per una potenza complessiva di 429 MW.

Enel Green Power Spa è orientata a sviluppare nuove tecnologie eoliche e a salvaguardare il valore paesaggistico del territorio, garantendo sia la massima attenzione ai criteri di armonizzazione degli impianti eolici nel contesto ambientale circostante, sia la valorizzazione sociale del territorio interessato dagli impianti.

Tutti gli impianti eolici in esercizio sono qualificati "IAFR" dal GSE e pertanto ammessi al sistema di incentivazione dei certificati verdi di cui all'art. 11 D.lgs 79/99 e successive modifiche ed integrazioni.

Solare - Fotovoltaico

Il riscaldamento atmosferico attuale induce a sviluppare le potenzialità dell'energia solare in tutto il mondo, con particolare riferimento al fotovoltaico. Si prevede che nel 2010 la capacità installata salirà a oltre 21.600 MW.

Enel Green Power Spa gestisce 4 impianti fotovoltaici, tra cui la centrale di Serre Persano da 3,3 MW (Salerno).

In Sicilia, a Catania, nel centro di ricerca Enel, è in corso di sperimentazione la tecnologia solare a concentrazione.

Energia immessa in rete

L'energia immessa in rete nel 2009 è pari a 11,7 TWh ed è così suddivisa per fonti:

Milioni di kWh		
	2009	2008*
Idroelettrica	6.231	540
Geotermica	5.001	419
Altre fonti (eolico e fotovoltaico)	501	56
Totale	11.733	1.015

* l'energia immessa in rete del 2008 si riferisce al solo mese di dicembre.

I valori al 31 dicembre 2008 sono relativi al solo mese di dicembre; pertanto, le variazioni tra i periodi non sono significative.

Nel 2009 si evidenzia un'alta idraulicità.

Con riferimento alla produzione di energia da fonte geotermica si evidenzia che nel corso del 2009 è stato rimesso in esercizio l'impianto di Serrazzano e l'impianto di Piancastagnaio 5 (fermato a causa di un incendio alla torre refrigerante); inoltre, il 2009 è stato caratterizzato da una minore disponibilità della risorsa geotermica principalmente nelle aree di Radicondoli, Carboli e Selva.



Vendite di energia

Le vendite di energia sono così suddivise per classi di clienti:

Millioni di kWh

	2009	2008*
Vendite in Borsa:		
GME Spa (MGP e MA)	7.658	911
Terna Spa (MSD - Sbilanciamento)	293	26
Totale vendite in borsa	7.951	937
Contratti bilaterali:		
Enel Trade Spa	1.673	0
Acquirente Unico Spa	636	0
Enel Produzione Spa	244	
Totale contratti bilaterali	2.553	0
Vendite energia incentivata:		
GSE Spa - CIP 6	940	51
GSE Spa - Impianti non rilevanti	289	27
Totale vendite di energia incentivata	1.229	78
Totale	11.733	1.015

* le vendite di energia del 2008 si riferiscono al solo mese di dicembre.

Enel Green Power Spa ha stipulato con la società del Gruppo Enel Produzione Spa un contratto in base al quale la società opera per conto di Enel Green Power Spa sul Mercato dell'energia. Pertanto, pur avendo rilevato ricavi verso terzi per la vendita di energia, la Società regola finanziariamente tali partite con la società del Gruppo, Enel Produzione Spa. Enel Green Power Spa opera autonomamente per la sola cessione di energia da impianti CIP6.

Nel 2009 Enel Green Power Spa ha venduto complessivamente 11.733 milioni di kWh principalmente in Borsa (68% rispetto all'energia complessivamente venduta).

Ha, inoltre, venduto energia tramite contratti bilaterali (22% rispetto all'energia complessivamente venduta), principalmente alla società del gruppo Enel Trade Spa (1.673 milioni di kWh), all'Acquirente Unico Spa (636 milioni di kWh) e ad Enel Produzione Spa (244 milioni di kWh).

Infine, le vendite di energia elettrica a prezzo incentivato al GSE (10% rispetto all'energia complessivamente venduta) sono state pari a 1.229 milioni di kWh.

INVESTIMENTI

Investimenti operativi

Gli investimenti in impianti sono dettagliati nel prospetto seguente:

Milioni di euro		
	2009	2008*
Impianti di produzione:		
Eolici	148	49
Geotermici	138	26
Idroelettrici	47	3
Totale	333	78

* gli investimenti del 2008 si riferiscono al solo mese di dicembre.

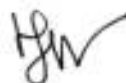
Gli investimenti relativi agli impianti eolici si riferiscono sostanzialmente alla realizzazione degli impianti di Cozzo Staccata, Monte Stangone, Monterosso, Acquaspruzzo 2, Serra Tre Confini e all'ampliamento di Sa Turrina Manna e Littigheddu, oltre che agli anticipi per le forniture di Wind Turbine Generation System (WTGS) per progetti in fase di approvazione.

Tali investimenti si riferiscono sostanzialmente a nuovi impianti (146 milioni di euro di cui 68 milioni di euro di acconti).

Gli investimenti relativi agli impianti geotermici hanno riguardato principalmente l'avviamento delle centrali di Lagoni Rossi (potenziamento) e di Sasso (riattivazione), l'inizio delle attività di potenziamento della centrale di Radicondoli (gr.2) e l'inizio della costruzione della nuova centrale di Chiusdino. Sono proseguite, inoltre, le attività minerarie ed impiantistiche inserite nel progetto "Recupero Vapore". Tali investimenti si riferiscono al rinnovamento di impianti esistenti (65 milioni di euro di cui 4 milioni di euro di acconti), al mantenimento degli impianti (54 milioni di euro di cui 1 milione di euro di acconti) ed a nuovi impianti (19 milioni di euro 1 milione di euro di acconti).

Gli interventi su impianti idroelettrici hanno riguardato principalmente l'avviamento della centrale di Crevola Toce 3 (rinnovamento), le attività di rinnovamento delle centrali di Bardonecchia e Varzo 1. Tali investimenti si riferiscono al rinnovamento di impianti esistenti (26 milioni di euro) e al mantenimento degli stessi (21 milioni di euro).

Complessivamente, nel 2009, a fronte degli investimenti in impianti di produzione si è registrato un aumento di capacità produttiva pari a 92 MW (67 MW per impianti eolici, 24 MW per impianti geotermici e 1 MW per impianti idroelettrici).



ANDAMENTO ECONOMICO – FINANZIARIO

Definizione degli indicatori di performance

Al fine di illustrare i risultati economici di Enel Green Power Spa e di analizzarne la struttura patrimoniale e finanziaria, sono stati predisposti distinti schemi riclassificati diversi da quelli previsti dai principi contabili IFRS-EU adottati dalla Società e contenuti nel presente bilancio. Tali schemi riclassificati contengono indicatori di *performance* alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del bilancio e che il *management* ritiene utili ai fini del monitoraggio dell'andamento della Società e rappresentativi dei risultati economici e finanziari prodotti dal *business*.

Nel seguito sono forniti, in linea con la raccomandazione CESR/05-178b pubblicata il 3 novembre 2005, i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori:

Primo margine: rappresenta un primo indicatore della performance operativa del *core business* ed indica la capacità dei ricavi della gestione caratteristica di coprire i soli costi, la cui variabilità è strettamente correlata alla quantità di energia elettrica prodotta e venduta. E' calcolata sommando algebricamente:

- "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" al netto dei ricavi per Management fee nei confronti delle società estere rientranti nel perimetro del gruppo Enel Green Power;
- "Proventi (oneri) netti da gestione rischio commodity", al netto di eventuali proventi ed oneri per i punti *forward* che sono considerati tra i "Proventi (oneri) finanziari".
- costi variabili sostenuti per ottenere le quantità vendute, cioè:
 - costi per "materie prime e materiali di consumo" relativi ai costi per acquisto di energia elettrica per la produzione di energia elettrica;
 - costi accessori alle vendite di energia e spese per accesso alla rete di trasmissione, iscritti nel "Costi per servizi".

Margine operativo lordo: rappresenta un indicatore della performance operativa ed è calcolato sommando al "Risultato operativo" gli "Ammortamenti e perdite di valore".

Oneri finanziari netti: sono pari alla somma algebrica dei proventi da partecipazioni, dei proventi finanziari e degli oneri finanziari.

Attività immobilizzate nette: determinate quale differenza tra le "Attività non correnti" e le "Passività non correnti" ad esclusione:

- delle "Attività per imposte anticipate";
- dei "Prestiti ai dipendenti", inclusi nella voce "Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine";
- dei "Finanziamenti a medio/lungo termine";
- del "TFR e altri benefici ai dipendenti";
- dei "Fondi rischi e oneri futuri";
- delle "Passività per imposte differite".

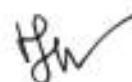


Capitale circolante netto: definito quale differenza tra le "Attività correnti" e le "Passività correnti" ad esclusione:

- dei "Crediti finanziari verso società controllate" e delle "Quote correnti dei prestiti ai dipendenti", inclusi nella voce "Crediti finanziari e titoli a breve termine";
- delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
- dei "Finanziamenti a breve termine";
- delle "Quote correnti dei finanziamenti a medio/lungo termine" .
- delle "Quote correnti dei fondi a lungo termine e fondi a breve termine";
- degli "Interessi passivi sul conto corrente intersocietario", inclusi nelle Passività finanziarie correnti.

Capitale investito netto: determinato quale somma algebrica delle "Attività immobilizzate nette" e del "Capitale circolante netto", dei fondi TFR e altri benefici ai dipendenti e Fondo rischi ed oneri futuri (compresa quota a breve termine), delle "Passività per imposte differite" e delle "Attività per imposte anticipate".

Indebitamento finanziario netto: rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato dai "Finanziamenti a medio/lungo termine", dalle quote correnti ad essi riferiti, dai "Finanziamenti a breve termine", dagli interessi passivi maturati sul conto corrente intersocietario, inclusi nella voce "Passività finanziarie correnti", al netto delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" e dei "Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine" e "a breve termine" non precedentemente considerati nella definizione degli altri indicatori di *performance* patrimoniale.



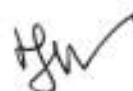
Risultati economici

La gestione economica dell'esercizio 2009 è esposta nel prospetto che segue, ottenuto riclassificando secondo criteri gestionali i dati del Conto Economico al 31 dicembre 2009, redatto secondo lo schema di legge e confrontato con i risultati economici al 31 dicembre 2008.

Si evidenzia che il Conto Economico al 31 dicembre 2008 era relativo al solo mese di dicembre; pertanto, le variazioni tra i periodi non sono significative.

Millioni di euro

	2009	2008	Variazione
Ricavi			
Ricavi connessi alla vendita di energia	1.045	105	940
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	118	18	100
Costi connessi alla vendita di energia	(20)	(1)	19
Primo margine	1.143	122	1.021
Altri ricavi	42	1	41
Materie prime e materiali di consumo	(21)	(2)	19
Servizi	(146)	(14)	132
Costo del personale	(122)	(4)	118
Altri costi operativi	(40)	(4)	36
Costi per lavori interni capitalizzati	22	2	20
Margine Operativo Lordo	878	101	777
Ammortamenti e perdite di valore	(305)	(25)	280
Risultato Operativo	573	76	497
Proventi/(Oneri) finanziari netti	(69)	(9)	60
Risultato prima delle imposte	504	67	437
Imposte	(182)	(26)	156
Risultato netto dell'esercizio	322	41	281



Il primo margine è così composto:

Milioni di Euro

	2009	2008
Ricavi connessi alla vendita di energia	1.027	105
Ricavi per vendita energia	847	89
Ricavi da vendita di certificati verdi	171	15
Ricavi da trasporto energia	9	1
Costi connessi alla vendita di energia	(19)	(1)
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	118	18
Primo margine corrente	1.126	122
Ricavi da vendita energia esercizi precedenti*	18	0
Costi di acquisto energia esercizi precedenti	(1)	0
Primo margine (comprese partite non correnti)	1.143	122

* relativi agli impianti CIP 6.

I ricavi da vendita energia, pari complessivamente a 1.045 milioni di euro, si riferiscono per 1.027 milioni di euro ai ricavi connessi alla vendita di energia maturata nell'esercizio e per 18 milioni di euro ai ricavi da vendita energia degli esercizi precedenti; in particolare, tali ricavi, relativi alla vendita di 11.733 GWh, sono così ripartiti:

- 503 milioni di euro dalla vendita di 7.951 GWh al GME e Terna Spa, tenuto anche conto dei proventi netti da sbilanciamento;
- 184 milioni di euro dalla vendita di 2.553 GWh tramite contratti bilaterali ad Enel Trade Spa, all'Acquirente Unico Spa e ad Enel Produzione Spa;
- 179 milioni di euro, comprensivi di 18 milioni di euro di ricavi per vendita energia CIP 6 esercizi precedenti, dalla vendita al GSE di 1.229 GWh a prezzo incentivato.

La produzione di energia utile ai fini dell'assegnazione di Certificati Verdi è stata pari a 1.910 GWh per complessivi 171 milioni di euro ed è stata valorizzata come segue:

- 296 GWh a 89,85 €/MWh per complessivi 27 milioni di euro di vendita certificati verdi ad Enel Trade Spa effettuata nel mese di dicembre;
- 1.614 GWh a 89,17 €/MWh per complessivi 144 milioni di euro di ricavi attesi da vendita di Certificati Verdi al GSE, valorizzati alla migliore stima del prezzo di ritiro 2010 calcolato in base al disposto della normativa vigente (media ponderata degli scambi avvenuti negli anni 2007-2009).

Tali ricavi sono attribuibili per 84 milioni di euro ai 938 GWh prodotti da impianti geotermoelettrici qualificati IAFR, per 44 milioni di euro ai 488 GWh da eolico e per 43 milioni di euro ai 484 GWh da impianti idroelettrici qualificati IAFR.

Margine operativo lordo

Il Margine operativo lordo è pari a 878 milioni di euro, a fronte di un Primo margine di 1.143 milioni di euro, altri ricavi pari a 42 milioni di euro e costi operativi pari a 307 milioni di euro (al netto di 22 milioni di euro di costi capitalizzati).



In particolare, i costi per materie prime e materiali di consumo si riferiscono principalmente all'acquisto di reagenti per il funzionamento degli impianti di produzione (7 milioni di euro) e parti di ricambio connessi agli impianti geotermici (8 milioni di euro).

I costi per servizi si riferiscono per 112 milioni di euro ai servizi prestati da altre società del gruppo Enel (68 milioni di euro) e da terzi (44 milioni di euro) e per 34 milioni di euro ai costi per godimento beni di terzi, sostanzialmente per canoni a terzi (28 milioni di euro).

I costi del personale, accolgono, tra l'altro, gli oneri per gli incentivi all'esodo (10 milioni di euro). Di seguito si riporta il costo totale e medio per categoria (al netto dell'incentivo all'esodo e di altre partite non ordinarie):

	2009	
	Costo Totale	Costo Medio
Dirigenti	12	303
Quadri	16	97
Impiegati	45	62
Operai	38	55
Totale	111	69

Gli altri costi operativi si riferiscono per 26 milioni di euro ai contributi riconosciuti ai Comuni, alle Province e alle Regioni, sedi di centrali, sulla base di specifici accordi tra le parti, per 8 milioni di euro agli accantonamenti netti ai Fondi per rischi ed oneri e per 6 milioni di euro ad imposte e tasse e altri costi.

Risultato operativo

Il Risultato operativo è pari a 573 milioni di euro, a fronte della rilevazione di 300 milioni di euro di ammortamenti, relativi quasi esclusivamente agli impianti di produzione e di 5 milioni di euro di accantonamenti per svalutazione crediti.

Proventi/(Oneri) finanziari netti

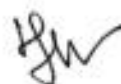
Gli oneri finanziari netti si riferiscono per 15 milioni di euro ai proventi da partecipazioni, per 87 milioni di euro agli oneri finanziari e per 3 milioni di euro ai proventi finanziari.

In particolare, i proventi da partecipazione accolgono per 15 milioni di euro i dividendi, relativi agli esercizi 2007 e 2008, percepiti dalla società La Geo Sa de Cv (partecipata da Enel Green Power Spa al 36,2%); gli oneri finanziari si riferiscono principalmente agli interessi passivi maturati sul conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante per l'espletamento del servizio di tesoreria (71 milioni di euro) e su altri finanziamenti bancari a medio/lungo termine (4 milioni di euro), nonché agli oneri finanziari realizzati sui derivati CFH in essere con Enel Spa relativi all'indebitamento (5 milioni di euro).

Imposte

Le imposte, pari a 182 milioni di euro, si riferiscono per 205 milioni di euro alle imposte correnti (comprendenti di 34 milioni di euro di addizionale IRES e al netto di 5 milioni di euro relative a rettifiche di imposte su esercizi precedenti) e per 23 milioni di euro all'effetto combinato delle imposte differite nette.

Si evidenzia che il tax rate effettivo del periodo è pari al 36%.



Analisi della struttura patrimoniale

La Situazione patrimoniale riclassificata al 31 dicembre 2009, confrontata con la Situazione patrimoniale riclassificata al 31 dicembre 2008 è esposta di seguito:

Millioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	Variazione
Attività immobilizzate nette			
Immobili, impianti e macchinari	4.783	4.746	37
Attività immateriali	3	1	2
Partecipazioni	2.215	79	2.136
Attività finanziarie non correnti	0	51	(51)
Altre attività non correnti	2	1	1
Passività finanziarie non correnti	(21)	(12)	9
Altre passività non correnti	(38)	(20)	18
Totale	6.944	4.846	2.098
Capitale circolante netto:			
Crediti commerciali	312	106	206
Rimanenze	13	12	1
Crediti/(Debiti) tributari netti	(187)	(28)	159
Attività finanziarie correnti	73	127	(54)
Altre attività correnti	54	59	(5)
Passività finanziarie correnti	(2)	(7)	(5)
Altre passività correnti	(72)	(41)	31
Debiti commerciali	(232)	(76)	156
Totale	(41)	152	(193)
Capitale Investito Lordo	6.903	4.998	1.905
Fondi diversi:			
TFR ed altri benefici ai dipendenti	43	40	3
Fondi rischi ed oneri (compresa quota corrente)	61	61	0
Imposte differite nette	(41)	23	(64)
Totale	63	124	(61)
Capitale Investito Netto	6.840	4.874	1.966
Patrimonio netto	2.291	2.009	282
Indebitamento finanziario netto	(4.549)	(2.865)	1.684

Attività immobilizzate nette

Le Attività immobilizzate nette evidenziano un incremento di 2.098 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008, dovuto principalmente agli investimenti in partecipazioni, in aumento di 2.136 milioni di euro: nel corso del 2009, Enel Green Power Spa ha infatti concluso:

- l'acquisto da Enel Investment Holding Bv, avvenuto con efficacia 1° gennaio 2009, delle partecipazioni in Enel Green Power International Bv (1.690 milioni di euro) ed il versamento dello *share premium capital* effettuato nel mese di aprile 2009 (225 milioni di euro) e nel mese di dicembre 2009 (160 milioni di euro);
- l'acquisto da Enel Spa di Enel.Si Srl (9 milioni di euro);
- l'acquisto del 51% della società Renovables de Guatemala, come anticipato nel "Fatti di rilievo del 2009", pari a 44 milioni di euro che ha comportato, inoltre, la rilevazione del diritto di opzione per l'acquisto della quota detenuta dalla Simest (8,8%) per un importo pari a 7 milioni di euro.

Inoltre, la variazione delle attività immobilizzate nette riflette:

- l'aumento degli immobili, impianti e macchinari di 37 milioni di euro a fronte sostanzialmente del saldo tra gli investimenti (341 milioni di euro) e gli ammortamenti dell'esercizio (300 milioni di euro);
- la riduzione delle attività finanziarie non correnti: al 31 dicembre 2008 tale voce era pari a 51 milioni di euro e si riferiva alla rilevazione del delta fair value del contratto finanziario per differenza stipulato con Enel Trade Spa;
- l'incremento di 18 milioni di euro delle altre passività non correnti per la rilevazione dei maggiori contributi riconosciuti a Comuni, Province e Regioni, sedi di centrali, sulla base di specifici accordi tra le Parti.

Capitale circolante netto

Il Capitale circolante netto, negativo per 41 milioni di euro (positivo per 152 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si riduce di 193 milioni di euro.

Tale variazione riflette sostanzialmente il differente perimetro di riferimento in quanto la Società non aveva ricevuto per scissione partite di natura commerciale e, pertanto, i crediti e i debiti al 31 dicembre 2008 si riferivano ad un solo mese di attività; al 31 dicembre 2009 includono, invece, posizioni creditorie e debitorie relative sia al mese di dicembre sia a periodi antecedenti, tenuto conto dei previsti tempi di fatturazione, incasso e pagamento.

Pertanto, l'incremento di 206 milioni di euro dei crediti commerciali riflette i maggiori crediti verso le altre società del gruppo, in aumento di 59 milioni di euro, e verso terzi, in aumento di 147 milioni di euro; in particolare, la variazione dei crediti verso gruppo si riferisce all'incremento dei crediti in essere verso Enel Produzione Spa (3 milioni di euro), verso Enel Trade Spa (39 milioni di euro), Enel Distribuzione Spa (7 milioni di euro) e verso le società dell'Area Centro e Sud America (7 milioni di euro). L'incremento dei crediti verso terzi riflette sostanzialmente i maggiori ricavi relativi alla vendita dei certificati verdi (129 milioni di euro). L'incremento di 156 milioni di euro di debiti commerciali riflette i maggiori debiti verso altre società del gruppo, in aumento di 73 milioni di euro e verso terzi, in aumento di 83 milioni di euro. In particolare, si evidenzia un incremento dei debiti verso terzi per fatture ricevute (54 milioni di euro) e per fatture da ricevere (29 milioni di euro) ed un incremento dei debiti verso Enel Factor Spa (17 milioni di euro), Enel Produzione Spa (13 milioni di euro) ed Enel Servizi Srl (12 milioni di euro).

Inoltre, l'andamento del capitale circolante netto riflette i seguenti fenomeni:

- l'aumento di 159 milioni di euro dei debiti tributari netti a fronte sostanzialmente della rilevazione della stima delle imposte sui redditi del 2009 (IRES, addizionale IRES e IRAP);
- l'incremento di 13 milioni di euro delle altre passività correnti sostanzialmente per i maggiori debiti verso dipendenti (6 milioni di euro) e per contributi di urbanizzazione (5 milioni di euro).

Il capitale circolante netto accoglie per 73 milioni di euro la rilevazione del delta fair value del contratto finanziario per differenza stipulato con Enel Trade Spa in scadenza entro l'esercizio successivo (127 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Fondi diversi

I Fondi diversi sono così composti:

Millioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	Variazione
TFR ed altri benefici ai dipendenti	43	40	3
Fondi rischi ed oneri (compresa quota corrente)	61	61	0
Attività/(Passività) nette per imposte differite	(41)	23	(64)
Attività per imposte anticipate	(75)	(30)	45
Passività per imposte differite	34	53	(19)
Totale	63	124	(61)

I Fondi diversi si movimentano principalmente per la rilevazione della fiscalità differita; in particolare si evidenzia un incremento delle attività per imposte anticipate di 45 milioni di euro ed una riduzione delle passività per imposte differite per 19 milioni di euro.

Capitale investito netto

Il Capitale investito netto, pari a 6.840 milioni di euro (4.874 milioni di euro al 31 dicembre 2008), risulta quindi finanziato per 2.291 milioni di euro dal Patrimonio netto (2.009 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e per 4.549 milioni di euro dall'indebitamento finanziario netto (2.865 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Si evidenzia che nel corso del 2009 il Patrimonio netto si è incrementato, oltre che per la rilevazione dell'utile dell'esercizio 2009 (322 milioni di euro), anche per la movimentazione della riserva da valutazione di strumenti finanziari che si è ridotta di 40 milioni di euro (al netto di 23 milioni di euro relativi all'effetto fiscale rilevato a patrimonio netto).

Analisi della struttura finanziaria

L'indebitamento finanziario netto è così composto:

Millioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	Variazione
Indebitamento a lungo termine:	(207)	(190)	17
Prestiti ai dipendenti a lungo termine	1	1	0
Finanziamenti a lungo termine	(208)	(191)	17
Indebitamento a breve termine:	(4.342)	(2.675)	1.667
C/c intersocietario	(4.244)	(2.643)	1.601
Crediti finanziari verso società controllate	8	2	6
Interessi passivi sul c/c intersocietario	(79)	(7)	72
Quota a breve dei finanziamenti a lungo termine	(27)	(27)	0
Indebitamento finanziario netto	(4.549)	(2.865)	1.684



L'indebitamento finanziario netto si incrementa di 1.684 milioni di euro sostanzialmente per l'acquisto, avvenuto con efficacia 1° gennaio 2009, delle partecipazioni in Enel Green Power International Bv (1.690 milioni di euro) ed in Enel.Si Srl (9 milioni di euro), rispettivamente da Enel Investment Holding Bv e da Enel Spa; inoltre nel corso del 2009 Enel Green Power Spa ha effettuato il versamento dello *share premium contribution* in due tranches per un importo complessivamente pari a 385 milioni di euro ad Enel Green Power International Bv.

Inoltre, nel 2009 Enel Green Power è entrata nel capitale sociale della società Renovables de Guatemala acquisendo una quota pari al 51% per un importo pari a 44 milioni di euro. Si evidenzia, inoltre, che nel 2009 è stato effettuato il rimborso della quota a breve termine del finanziamento erogato dalla BEI a fronte di un programma di investimenti nel settore della produzione di energia da fonti rinnovabili (27 milioni di euro). Tenuto conto dell'effetto di tali investimenti finanziari si evidenzia che la Società ha generato liquidità per effetto della gestione corrente, come commentato nel paragrafo successivo.

Flussi finanziari

Milioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	Variazione
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti al 1° dicembre 2008	(2.644)	(2.618)	(26)
Cash flow da attività operativa (a)	899	66	794
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (b)	(2.467)	(78)	(2.389)
Cash flow da attività di finanziamento (c)	17	(14)	31
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti al 31 dicembre 2008	(4.244)	(2.644)	(1.600)

Il *cash flow da attività operativa* ha generato liquidità per 899 milioni di euro; l'autofinanziamento, pari a 899 milioni di euro, è stato infatti solo in parte assorbito dalla variazione del capitale circolante netto, pari a 49 milioni di euro.

L'*attività di investimento/disinvestimento* ha assorbito liquidità per 2.467 milioni di euro, sostanzialmente a fronte delle acquisizioni delle partecipazioni nelle società Enel Green Power International BV (1.690 milioni di euro), Enel.Si Srl (9 milioni di euro) e Renovables de Guatemala Sa (44 milioni di euro) e dei versamenti effettuati ad Enel Green Power International BV a titolo di *share premium contribution*, complessivamente pari a 385 milioni di euro; inoltre, l'attività di investimento ha assorbito liquidità sostanzialmente per gli investimenti realizzati nell'esercizio in impianti eolici (148 milioni di euro) e geotermici (138 milioni di euro.)

Il *cash flow da attività di finanziamento*, positivo per 17 milioni di euro riflette sostanzialmente l'emissione del finanziamento relativo al progetto "Palo Viejo" in Guatemala (44 milioni di euro) ed il rimborso della rata in scadenza del finanziamento erogato dalla Banca Europea degli Investimenti (27 milioni di euro).

L'effetto combinato dei vari flussi finanziari ha determinato una riduzione delle disponibilità liquide iniziali di 1.600 milioni di euro. Le disponibilità liquide finali, negative per 4.244 milioni di euro, sono costituite sostanzialmente dal saldo a debito del conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante per l'espletamento del servizio di tesoreria.

RISULTATI DELLE PRINCIPALI SOCIETÀ CONTROLLATE

Enel Green Power International Bv

La società di diritto olandese ha come scopo l'attività di holding di partecipazioni nel settore delle energie rinnovabili (ad eccezione di quelle rientranti nel perimetro di Endesa); in particolare, Enel Green Power International Bv detiene partecipazioni in società del Nord America, del Latin America ed in Europa (Romania, Bulgaria, Grecia, Francia e Spagna).

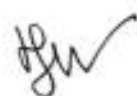
Nel corso del 2009 la Società è stata particolarmente attiva nell'ambito delle acquisizioni di nuove società e nel consolidamento in società già possedute:

- a gennaio ha contribuito attraverso un *share premium contribution* all'incremento di capitale nella società Enel Latin America Bv;
- nel corso del primo semestre la Società ha raggiunto il 100% delle partecipazioni detenute nelle società greche International Wind Rhodes, International Wind Achaia e Glafkos Hydroelectric;
- a ottobre ha acquisito il 100% di Erelis Sas della società Enel France per un ammontare di 28 milioni di euro e a dicembre ha contribuito all'incremento del capitale sociale per un importo pari a 60 milioni di euro;
- a novembre ha contribuito all'incremento di capitale della società rumena, Enel Green Power Romania per 30 milioni di euro;
- a dicembre ha incorporato l'holding greca, costituita a fine 2009, denominata Enel Green Power Hellas nella quale sono confluite le società International Wind Power, Wind Park of Thrace, International Wind Park of Thrace e Hydro Constructional;
- a dicembre ha contribuito all'incremento di capitale della società bulgara Enel Green Power Bulgaria per 18 milioni di euro.

I **costi operativi** sono pari a circa 1 milione di euro e sono relativi principalmente alle spese legali e operative sostenute per le operazioni societarie su citate.

Gli **oneri finanziari netti** sono pari a 2,4 milioni di euro e si riferiscono principalmente agli interessi passivi maturati sul prestito revolving intrattenuto con la società del gruppo Enel, Enel Finance International.

La società chiude l'esercizio 2009 con una **perdita netta** di **82** milioni di euro.



Enel.Si Srl

Enel.Si Srl è la Società che, gestisce le attività connesse allo sviluppo del mercato fotovoltaico e dell'efficientamento energetico. La Società ha conquistato un ruolo di leadership nel mercato ed è ormai diventata un riferimento per Enel e per gli stessi concorrenti nel settore delle attività fotovoltaiche e di efficientamento energetico.

Nel corso del 2009, la Società ha continuato a:

- proporre servizi, prodotti e soluzioni integrate per il risparmio e l'efficienza energetica, con particolare focalizzazione sul core business delle fonti rinnovabili, principalmente fotovoltaico;
- sviluppare la propria rete franchising, uno dei principali presidi territoriali di Enel.Si Srl per veicolare l'offerta di gas ed energia elettrica sul mercato libero e per svolgere attività e operazioni post vendita.

Inoltre, Enel.Si Srl ha continuato l'attività di riposizionamento e riqualificazione della rete retail, anche attraverso la formula del corner all'interno di esercizi già avviati, confermandosi quale primo franchisor di impiantistica in Italia con 517 negozi affiliati.

Con riferimento allo *sviluppo del fotovoltaico* Enel.Si Srl si conferma quale maggiore operatore in ambito nazionale ed ha l'obiettivo di rafforzare ancora la propria quota di mercato relativamente al mercato residenziale.

Nel corso del 2009, inoltre, Enel.Si Srl ha proseguito la propria attività nel ruolo di canale per le operazioni commerciali post vendita e per l'acquisizione di contratti per conto delle società della Divisione Mercato del Gruppo Enel.

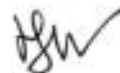
I **ricavi** complessivi sono pari a 178 milioni di euro, con un incremento di 25 milioni di euro rispetto al 2008. Tali ricavi si riferiscono per 114 milioni di euro alle vendite alla rete retail principalmente di materiale fotovoltaico (94 milioni di euro nel 2008), per 50 milioni di euro alla cessione dei Titoli di Efficienza Energetica (13 milioni di euro nel 2008) e per 14 milioni di euro ad altri ricavi (46 milioni di euro nel 2008, tenuto conto di ricavi per commessa realizzata per conto della società del Gruppo Enel).

L'incremento dei ricavi derivanti dalla vendita di materiale fotovoltaico e dei Titoli di Efficienza Energetica, pari a 57 milioni di euro, ha pienamente compensato la riduzione di 32 milioni di euro degli altri ricavi per realizzazione di commesse fotovoltaiche, non più rientranti nel modello di business della Società.

I **costi operativi** sono pari a 171 milioni di euro, con un incremento di 24 milioni di euro rispetto al 2008. In merito, si evidenzia che i costi per materiali (acquisti e variazioni delle rimanenze) si sono incrementati di 31 milioni di euro (133 milioni di euro nel 2009 e 102 milioni di euro nel 2008) in conseguenza del citato incremento delle vendite di materiale fotovoltaico e di Titoli di efficienza energetica, mentre gli altri costi operativi si sono ridotti di 8 milioni di euro, per effetto della riduzione dei costi per servizi e diversi.

Conseguentemente, il **Margine operativo lordo** risulta pari a 7 milioni di euro, in linea con l'esercizio precedente (6 milioni di euro).

Il **Risultato operativo**, pari a 7 milioni di euro, è in linea con lo scorso esercizio.



La **gestione finanziaria** chiude in sostanziale pareggio, con un miglioramento di 2 milioni di euro rispetto all'esercizio 2008, grazie ai proventi finanziari realizzati sui derivati su cambi.

La Società chiude con un **utile** pari a 4 milioni di euro, tenuto conto delle imposte del periodo (3 milioni di euro), in miglioramento rispetto al Risultato netto positivo del 2008 per circa 3 milioni di euro.

Il **Capitale investito netto**, positivo per 45 milioni di euro (positivo per 49 milioni di euro al 31 dicembre 2008), è composto da Attività immobilizzate nette per 2 milioni di euro, da Capitale circolante netto per 47 milioni di euro e da Fondi diversi per 4 milioni di euro. Il suddetto Capitale investito netto è finanziato per 15 milioni di euro da mezzi propri (14 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e per 30 milioni di euro da indebitamento finanziario netto (35 milioni di euro al 31 dicembre 2008); il capitale investito netto è finanziato per 15 milioni di euro da mezzi propri (14 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e per 30 milioni di euro da indebitamento finanziario netto (35 milioni di euro al 31 dicembre 2008).



RICERCA E SVILUPPO

Enel Green Power Spa ha avviato numerosi progetti di ricerca nell'ambito della generazione innovativa da fonti rinnovabili.

Per tale motivo, al proseguimento delle tematiche già avviate nel primo semestre del 2009 volte allo sviluppo e alla realizzazione di tecnologie innovative, si aggiungeranno a breve delle nuove proposte previste negli anni di piano 2010-2014 e all'interno delle quali rientrano i seguenti progetti:

- Energia dal mare: il progetto prevede uno studio della fattibilità (dal punto di vista tecnologico e della presenza di risorse energetiche) per la costruzione di un sito pilota per lo sfruttamento delle energie dal mare. Un'eventuale seconda fase, comprendente la progettazione, la costruzione e l'esercizio del pilota, sarà legata ai risultati ottenuti nello studio di fattibilità;
- Programma di ricerca congiunta con Sharp e STM: il progetto prevede la sperimentazione e lo studio di tecnologie fotovoltaiche innovative nell'ambito della JV con STM e Sharp;
- Telediagnostica predittiva impianti eolici: il progetto prevede la verifica dei prodotti di diagnostica predittiva dei guasti per impianti eolici attualmente in commercio;
- Sistemi di generazione per utenze isolate: il progetto prevede l'ideazione, la realizzazione e la dimostrazione di prototipi a basso costo per la fornitura di elettricità e sistemi di accumulo in località remote (taglia indicativa 10kW);
- Gestione di sistemi di generazione distribuita. Il progetto prevede lo studio e l'implementazione di strategie di gestione integrata di generazione da rinnovabile, accumulo e carichi in un distretto energetico; la messa a punto e validazione in simulato su modelli di rete del comportamento di uno o più distretti energetici interagenti; la validazione sul sito sperimentale di Navicelli, integrato con la rete di distribuzione; lo studio e la redazione di un piano tecnico, economico e finanziario di sostenibilità industriale per l'ingegnerizzazione dei risultati;
- Integrazione di cicli geotermici con impianti CSP: il progetto prevede la valutazione di configurazioni ibride che prevedano l'impiego integrato delle fonti solare, geotermica a bassa entalpia e biomassa e la dimostrazione del ciclo ottimo sulla scala pilota. Il progetto è estensione dell'attività sui cicli a bassa entalpia e i cicli ibridi.

Per quanto riguarda i progetti già formalizzati nel 2009 e quindi attualmente in corso, è previsto un impegno complessivo di circa 30 milioni di euro nel periodo 2009 - 2013, di cui circa 10,3 milioni di euro nel 2010.

Il progetto "Forecast eolico" prevede nel corso di quest'anno l'estensione ad altri due parchi eolici dei due modelli di previsione di breve-medio periodo della producibilità eolica (quello fisico CFD e quello statistico a reti neurali ANN), per un'ulteriore validazione e miglioramento della compatibilità tra il profilo di produzione dell'impianto e la gestione della rete.

Il progetto "Eolico - Caratterizzazione sistemi esistenti e sviluppo nuove tecnologie" prevede l'acquisto e l'installazione dei generatori eolici di piccola/media taglia scelti tra quelli disponibili sul mercato.

Per quanto riguarda i sistemi di generazione di energia da fonte solare, è da poco cominciato



l'esercizio del prototipo "Diamante", sistema integrato di produzione e stoccaggio di energia da fonte solare installato all'interno del parco mediceo di Pratolino in Toscana ed inaugurato verso la fine dell'ottobre scorso.

Per i progetti "Solare Innovativo Low-cost" e "Fotovoltaico Innovativo - Laboratorio solare avanzato di Catania" proseguiranno gli studi per l'individuazione di soluzioni tecnologiche innovative e a basso costo in campo solare termico a concentrazione e per lo sviluppo di nuove tecnologie caratterizzate da elevati rendimenti di conversione e costi dell'energia prodotta relativamente bassi, che saranno testati nel Laboratorio Solare di Catania attualmente in realizzazione.

Parallelamente a tali attività, per il proseguimento dei progetti "Accumulo ER" e "Fattoria dell'energia", è in corso la realizzazione di una test facility presso Livorno, all'interno della quale saranno caratterizzati i sistemi di accumulo energetico innovativi ritenuti idonei all'accoppiamento con centrali eoliche o solari in grado di garantire la programmabilità di esercizio e saranno testati i generatori da biomassa legnosa da utilizzare per il surriscaldamento del vapore negli impianti di produzione geotermica.

Nel settore geotermico, il proseguimento dei progetti in corso prevede attività nel corso dell'anno riguardanti la realizzazione del nuovo impianto basato su cicli binari ORC supercritici per lo sfruttamento delle risorse geotermiche a basso livello entalpico per il progetto "Geotermia Innovativa - Bassa Entalpia" e la realizzazione di impianti pilota per il miglioramento delle performance ambientali del settore geotermoelettrico (riduzione delle emissioni) per il progetto "AMIS β ".

Per alcuni di questi progetti potrebbero essere erogati finanziamenti nell'ambito di programmi di ricerca Europei, in seguito a proposte presentate nel 2009, in relazione al progetto Fotovoltaico Innovativo (SOPHIA) e al progetto di Accumulo ER (SYNAPSE), nonché ad altre richieste precedenti e ad altre da predisporre.



RISORSE UMANE E ORGANIZZAZIONE

Organizzazione

Nel corso del 2009 Enel Green Power Spa ha operato per il completamento e consolidamento del nuovo assetto organizzativo. In particolare:

- sono stati definiti gli assetti organizzativi delle Aree afferenti al perimetro estero (Area Nord America, Area Centro e Sud America e Area Europa) proponendo un modello organizzativo coerente con il flusso di creazione del valore della Divisione Energie Rinnovabili (Business Development - Engineering, Procurement and Construction - Operations and Maintenance) ed omogeneo su ciascuna realtà estera, pur mantenendo le specificità locali;
- è stata costituita la funzione centrale di Strategic Analysis & Competitive Intelligence volta a supportare le scelte strategiche della Divisione attraverso il monitoraggio del mercato delle energie rinnovabili nel mondo e dei principali competitor;
- è stata costituita la funzione centrale Safety e Ambiente per rafforzare l'attenzione della società sul tema della sicurezza e salute dei lavoratori e sulle tematiche ambientali;
- sono state costituite le funzioni di staff centrali relative alla Segreteria Societaria e agli Affari Regolamentari volte a rafforzare l'assetto organizzativo della Società dotandola della necessaria autonomia funzionale.

Attualmente la struttura organizzativa della Divisione Energie Rinnovabili è articolata nelle seguenti Aree e funzioni centrali:

- Aree: Area Europa, Area Nord America, Area Centro e Sud America, Area Italia Esercizio, Area Italia Sviluppo ed Enel Union Fenosa Renovables (Eufer);
- Funzioni centrali: Strategic Analysis and Competitive Intelligence, Safety e Ambiente, Business Development, Ingegneria, Acquisti, Affari Legali, Amministrazione Finanza e Controllo, Audit, Segreteria Societaria, Affari Regolamentari e Personale e Organizzazione.

Sono in atto processi di miglioramento continuo volti ad allineare l'organizzazione alle *best practice* di mercato.

Sviluppo e Formazione

Nel corso del 2009 sono state realizzate iniziative di sviluppo e formazione che hanno avuto come fattore comune l'intenzione di favorire l'integrazione internazionale, approfondire il livello di conoscenza delle persone che fanno parte della divisione e migliorare il processo di condivisione delle *best practice*.

Le principali iniziative hanno riguardato:

- l'avvio dell'*International Mobility Program* ("IMP"), che ha offerto l'opportunità ad alcuni colleghi provenienti da diverse parti del mondo di vivere un'esperienza di carattere internazionale ed ha individuato, per ognuno di essi, uno specifico percorso di carriera;
- la realizzazione del *Team building prime linee* grazie al quale il *management* ha condiviso la *vision* e i valori della Divisione che, nel corso del 2010, saranno condivisi e divulgati a cascata sulle seconde e terze linee organizzative;

- la definizione del modello di formazione ed il piano delle iniziative formative per il 2010, ideati insieme ad Enel University con l'obiettivo comune di favorire la crescita delle risorse interne e la valorizzazione delle competenze presenti. A fine 2009 è stata realizzata la prima edizione del "Welcome to ER" programma di *induction* della Divisione e sono stati effettuati corsi manageriali di base che rappresentano parte del curriculum formativo delle *Technological Academy*;
- l'avvio di un programma di formazione e *training on the job* internazionale sul settore eolico che ha coinvolto 15 risorse provenienti da tutte le *country*. Nel 2010 lo stesso programma di formazione interesserà anche il settore "solare";
- la mappatura delle professioni chiave e specifici percorsi di carriera, in linea con la catena del valore;
- la stesura del piano di successione per le risorse di linea fino al 3° livello organizzativo, prediligendo la crescita interna e la mobilità internazionale.

Consistenza e movimentazione del personale

Nel corso del 2009 si è completata la costituzione della Società e, in particolare, sono state acquisite dalle altre Divisioni del Gruppo Enel le risorse delle funzioni di Staff.

La movimentazione del personale del 2009 è esposta nel prospetto seguente:

	Consistenza al 31.12.2008	Assunzioni	Cessazioni	Mobilità infragruppo	Cambi categoria	Consistenza al 31.12.2009
Dirigenti	13	2	0	29	0	44
Quadri	99	6	(2)	86	6	195
Impiegati	675	33	(37)	81	7	759
Operai	697	42	(60)	4	(13)	670
Totale	1.484	83	(99)	200	0	1.668

Relazioni industriali

Nel corso del 2009, successivamente alla conclusione del confronto nazionale sul nuovo assetto organizzativo, sono stati promossi gli incontri con le strutture sindacali regionali per la verifica e l'attuazione di quanto demandato a livello locale, relativamente ai presidi operativi territoriali, e, in generale, ai relativi riflessi sul personale inerenti il nuovo modello organizzativo della Divisione.

In occasione della seconda riunione plenaria 2009 del Comitato Aziendale Europeo, Enel con il vertice di Gruppo - sono state presentate ai Sindacati Europei di settore le principali attività in corso ed il Piano di Sviluppo 2010 della Divisione Energie Rinnovabili.

Servizi generali

La funzione "Servizi Generali" è nata nel corso del 2009 per presidiare la gestione dei servizi generali ed immobiliari della Divisione attraverso le due Aree di pertinenza:

- Pianificazione e Servizi alla Persona*
Tale Area pianifica, consolida e monitora i fabbisogni dei servizi generali ed immobiliari della Divisione, avvalendosi dei referenti di Area per quanto riguarda il perimetro estero nonché definisce, con il supporto tecnico di competenza e in coordinamento con i referenti di Area, gli standard contrattuali applicabili al perimetro estero;
- Gestione del Patrimonio*

Tale Area gestisce il patrimonio industriale e civile strumentale di proprietà della Divisione ai fini della sua conservazione, tutela e valorizzazione. Gestisce le attività di amministrazione immobiliare relativa al patrimonio civile e industriale di proprietà per il perimetro Italia (accertamento diritti reali, attività catastali, valutazione impianti di produzione ai fini catastali, ICI, IRES, trasferimenti di immobili tra società del gruppo, acquisti, vendite, permuta, espropri passivi ed attivi) e coordina i referenti di Area per quello afferente al perimetro estero. Cura la costituzione e l'aggiornamento della Banca Dati del Patrimonio e supporta nell'acquisizione, conservazione e gestione della documentazione tecnico-catastale e patrimoniale relativa ai cespiti conferiti alla Divisione.

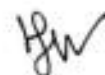
Inoltre, entrambe le aree, sulla base delle linee guida e *policy* emanate da Corporate e dalla Divisione, curano la gestione operativa del contratto di servizio con Enel Servizi Srl, definiscono e monitorano i *Service Level Agreement* e forniscono il supporto tecnico ai referenti di Area.

Nel corso del 2009 a seguito dell'analisi della struttura dei costi le principali attività svolte sono state le seguenti:

- definizione del budget 2010 immobiliare e *facility*;
- verifica dei cespiti conferiti ad Enel Green Power Spa;
- avvio prima fase della razionalizzazione del parco auto e degli spazi occupati;
- in collaborazione con Enel Servizi Srl, definizione della procedura operativa sulla gestione dell'autoparco nell'ambito della Divisione;
- elaborazione delle principali linee guida relative a dotazione e controllo dei mezzi Informatici, delle postazioni di lavoro, dell'assegnazione delle autovetture e dei telefoni cellulari per tutte le risorse acquisite;
- in ambito estero, acquisizione dei dati inerenti alla gestione, presenza e controllo degli accessi delle sedi estere ubicate in Centro e Sud America (area definita pilota) e l'unità ha supportato Enel Erelis Sas (Francia) per la locazione della nuova sede di Lione.

Nel 2010 l'unità prevede di:

- consolidare tutti i progetti di ottimizzazione e razionalizzazione (spazi e parco auto);
- completare le verifiche sul Patrimonio conferito e definire la banca dati per la sua gestione;
- monitorare i costi e le verifiche circa l'applicazione degli SLA, supportando i Responsabili di Area per l'analisi degli scostamenti del *budget* e implementare i sistemi di supporto alla gestione di *facility* ed immobiliare;
- definire e introdurre il sistema di rilevazione presenze presso le sedi estere ubicate in Centro e Sud America.



PREVEDIBILE EVOLUZIONE DELLA GESTIONE

Il 2010 rappresenterà un anno fondamentale nel consolidamento del posizionamento della società Enel Green Power Spa nel settore delle energie rinnovabili mondiali.

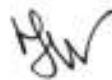
La società concentrerà i programmi di investimento principalmente nel settore eolico e solare e proseguirà i piani avviati di crescita organica nella tecnologia idroelettrica e geotermica, facendo leva sui vantaggi economici perseguibili attraverso le economie di scala, principalmente nell'ambito del *procurement*.

La Società nel 2010 rafforzerà la propria presenza nel settore solare ponendo in essere specifiche attività di sviluppo volte all'acquisizione e alla costituzione di veicoli societari, anche tramite joint venture.

Nell'ambito della diversificazione geografica, l'attenzione della società sarà rivolto alla razionalizzazione dell'attuale portafoglio estero focalizzandosi nei mercati "core" quali Italia, USA, Spagna, Grecia e Romania mentre saranno opportunamente valutate e selezionate eventuali nuove opportunità in paesi che presentano scenari regolamentari favorevoli così come esigenze di dismissione in paesi non strategici.

Gli sfidanti obiettivi di crescita saranno supportati da un'intensa attività di sviluppo di pipeline robuste nei mercati e nelle tecnologie di riferimento, sia attraverso iniziative *greenfield*, sia attraverso accordi strategici con *developers*.

Inoltre la Società continuerà la sua attività volta alla ricerca e allo sviluppo di tecnologie innovative, ponendo la massima attenzione alle problematiche ambientali e alla *safety*.



ALTRE INFORMAZIONI

Azioni proprie ed azioni della Controllante

Nel corso dell'esercizio 2009 non sono state poste in essere né direttamente né indirettamente operazioni su azioni proprie o su azioni della Società controllante.

Pertanto al 31 dicembre 2009 la Società non possiede azioni proprie né azioni della Controllante.

Rapporti con Società controllate, collegate, controllante e imprese sottoposte al controllo di quest'ultima

I rapporti con Società controllate, collegate, controllante e imprese sottoposte al controllo di quest'ultima sono illustrati nel capitolo dedicato all'"Informativa sulle parti correlate" (Nota n.35).

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono illustrati in un apposito capitolo nell'ambito delle "Note di commento" al bilancio (Nota n.38).

Uso di strumenti finanziari

Per l'informativa inerente l'uso di strumenti finanziari, le politiche della Società in materia di gestione del rischio e le esposizioni al rischio di prezzo, di credito, di liquidità e di variazione dei flussi finanziari si rinvia al capitolo "Gestione del rischio" delle "Note di commento" al Bilancio (Nota n.4).

Documento programmatico sulla sicurezza

Enel Green Power Spa ha redatto il Documento Programmatico sulla Sicurezza ai sensi dell'art. 34 del "Codice in materia di protezione dei dati personali (D.lgs 196 del 30 giugno 2003)". Il documento è aggiornato in conformità alle leggi vigenti.

Branch e uffici di rappresentanza all'estero

Al fine di supportare le attività all'estero Enel Green Power Spa opera con una branch, trasferita nell'ambito della scissione, in El Salvador, per il completamento dello sviluppo dei progetti geotermici della partecipata La Geo Sa de Cv.

Attività di direzione e coordinamento

La società è soggetta all'attività di direzione e coordinamento di Enel Spa.

I dati relativi all'ultimo bilancio approvato della Capogruppo Enel Spa sono riportati nelle Note di Commento (Nota n.41).



Proposte all'Assemblea

L'esercizio 2009 chiude con un utile pari ad euro 321.533.385,77 che si propone di destinare ad Utili portati a nuovo.

Si propone, inoltre, di sottoporre all'Assemblea l'approvazione dello svincolo di quota parte della Riserva costituita ai sensi della Legge 488/92 per un importo pari a 107.263.000 euro, a seguito della conclusione della realizzazione dei progetti di seguito elencati.

Si ricorda che nel bilancio 2008 era stata approvata dall'Assemblea dei Soci su indicazione del Consiglio di Amministrazione la costituzione ai sensi della Legge 488/92 di vincoli di indisponibilità corrispondenti al valore degli ammortamenti anticipati da destinare a riserva a seguito dell'accoglimento delle istanze presentate al Ministero delle Attività Produttive e dell'emissione dei decreti di concessione provvisoria, mediante i quali sono stati concessi contributi per iniziative finalizzate alla realizzazione di nuovi impianti per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (eolico, mini-idro e geotermoelettrico) oltre che ad ammodernamenti di impianti esistenti.

Le riserve vincolate ai sensi della Legge 488/92 deliberate in sede di approvazione del Bilancio 2008 ammontavano complessivamente a 177.625.000 euro.

I progetti realizzati per i quali si richiede lo svincolo della quota parte della Riserva indisponibile sono elencati di seguito:

1. Progetto n. 97888/11 (impianto eolico Serra Marrocco) – accantonamento di 33.748 migliaia di euro a seguito del decreto di concessione n. 113032 del 12/02/02;
2. Progetto n. 21994/11 (impianto eolico Gangi) – decreto di concessione n. 110218 del 12/02/02 - svincolo di 22.711 migliaia di euro;
3. Progetto n. 97826/11 (impianto eolico Tula) – decreto di concessione n. 113014 del 12/02/02 - svincolo di 18.689 migliaia di euro;
4. Progetto n. 12241/11 (impianto eolico Contrada Colla) – decreto di concessione n. 124097 del 23/06/03 – svincolo di 15.649 migliaia di euro;
5. Progetto n. 97886/11 (impianto eolico Carlentini 2) – decreto di concessione n. 113030 del 12/02/02 – svincolo di 9.152 migliaia di euro;
6. Progetto n. 97893/11 (impianto eolico Cozzo Vallefondi) – decreto di concessione n. 113037 del 12/02/02 – svincolo di 7.314 migliaia di euro.



Bilancio di esercizio



Prospetti contabili

CONTO ECONOMICO

Euro	Note	2009	2008
Ricavi delle vendite e prestazioni	5.a	1.050.722.782	104.837.770
Altri ricavi	5.b	36.178.112	1.465.086
Totale ricavi	<i>(Subtotale)</i>	1.086.900.894	106.302.856
Materie prime e materiali di consumo	6.a	30.277.655	2.345.996
Servizi	6.b	156.128.344	14.158.220
Costo del personale	6.c	122.198.875	3.812.925
Ammortamenti e perdite di valore	6.d	304.690.838	25.584.549
Altri costi operativi	6.e	40.294.498	3.925.705
Costi per lavori interni capitalizzati	6.f	(21.857.783)	(1.806.413)
Totale costi	<i>(Subtotale)</i>	631.732.427	48.020.982
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	7	117.842.423	18.056.872
Risultato Operativo		573.010.890	76.338.746
Proventi da partecipazioni	8	14.595.941	0
Proventi finanziari	9	3.082.966	67.260
Oneri finanziari	9	(86.877.705)	(8.816.071)
	<i>(Subtotale)</i>	(69.198.798)	(8.748.811)
Risultato prima delle imposte		503.812.092	67.589.935
Imposte	10	(182.278.706)	(26.560.899)
Utile dell'esercizio		321.533.386	41.029.036



PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO RILEVATO NELL'ESERCIZIO

Euro

	Note	2009	2008
Utile (perdita) dell'esercizio	24	321.533.386	41.029.036
Quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari		(40.148.039)	41.143.124
Utile (perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	24	(40.148.039)	41.143.124
Totale Conto Economico complessivo		281.385.347	82.172.160



STATO PATRIMONIALE

Euro

ATTIVITA'	Note	al 31.12.2009	al 31.12.2008
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	11	4.782.923.413	4.746.209.615
Attività immateriali	12	2.801.948	1.104.495
Attività per imposte anticipate	13	75.125.795	30.152.400
Partecipazioni	14	2.215.339.887	78.958.614
Credito finanziario e titoli a medio termine	15	1.436.512	828.263
Attività finanziarie non correnti	16	166.088	50.507.256
Altre attività non correnti	17	2.188.740	1.082.339
Totale attività non correnti		7.079.982.383	4.908.842.982
Attività correnti			
Rimanenze	18	12.942.861	11.568.467
Crediti commerciali	19	312.259.865	106.221.410
Crediti per imposte sul reddito		0	304.712
Crediti finanziari e titoli a breve termine	20	7.714.198	2.452.582
Attività finanziarie correnti	21	72.760.926	126.851.332
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	22	43.969	34.326
Altre attività correnti	23	55.511.654	59.016.620
Totale attività correnti		461.233.473	306.449.449
TOTALE		7.541.215.856	5.215.292.431

Euro

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		al 31.12.2009	al 31.12.2008
Capitale sociale		600.000.000	600.000.000
Altre riserve		1.328.180.713	1.367.816.198
Utile e perdite accumulate		41.029.036	0
Utile dell'esercizio		321.533.386	41.029.036
TOTALE PATRIMONIO NETTO	24	2.290.743.135	2.008.845.234
Passività non correnti			
Finanziamenti a medio/lungo termine	25	207.700.091	190.991.998
TFR ed altri benefici ai dipendenti	26	43.300.891	40.395.358
Fondo rischi ed oneri	27	49.334.542	37.985.395
Passività per imposte differite	13	34.443.887	52.841.158
Passività finanziarie non correnti	28	20.640.629	11.586.572
Altre passività non correnti	29	37.748.383	20.067.760
Totale passività non correnti		393.168.423	353.868.241
Passività correnti			
Finanziamenti a breve termine	30	4.243.943.411	2.643.496.005
Quote correnti dei finanziamenti a medio/lungo termine	25	27.291.907	27.290.960
Quote correnti dei fondi a lungo termine e fondi a breve termine	27	11.453.729	22.630.875
Debiti commerciali	31	232.072.911	75.656.080
Debiti per imposte sul reddito	32	184.790.233	27.178.669
Passività finanziarie correnti	33	81.029.701	14.486.234
Altre passività correnti	34	76.722.406	41.840.133
Totale passività correnti		4.857.304.298	2.852.578.956
TOTALE PASSIVITA'		5.250.472.721	3.206.447.197
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		7.541.215.856	5.215.292.431

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

Euro

	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva di rivalutazione	Riserve da valutazione strumenti finanziari derivati	Altre riserve diverse	Utile/(perdite) accumulate	Risultato netto dell'esercizio	Totale patrimonio netto
1° gennaio 2008	0	0	0	0	0	0	0	0
1° dicembre 2008 (apporto da scissione)	600.000.000	120.000.000	137.963.823	34.766.509	1.033.942.744	0	0	1.926.673.076
Variazione di fair value della copertura dei flussi finanziari	0	0	0	41.143.122	0	0	0	41.143.122
Risultato netto dell'esercizio rilevato a Conto Economico	0	0	0	0	0	0	41.029.036	41.029.036
TOTALE al 31.12.2008	600.000.000	120.000.000	137.963.823	75.909.631	1.033.942.744	0	41.029.036	2.008.845.234
Variazione di fair value della copertura dei flussi finanziari	0	0	0	(40.148.039)	0	0	0	(40.148.039)
Riparto utili portati a nuovo	0	0	0	0	0	0	(41.029.036)	0
Stock option e Restricted Share Unit	0	0	0	0	512.554	0	0	512.554
Risultato netto dell'esercizio rilevato a Conto Economico	0	0	0	0	0	0	321.533.386	321.533.386
TOTALE al 31.12.2009	600.000.000	120.000.000	137.963.823	35.761.592	1.034.455.298	41.029.036	321.533.386	2.290.743.135

RENDICONTO FINANZIARIO

Euro			
	Note	2009	2008
Risultato d'esercizio		321.533.306	41.829.036
Rettifiche per:			
Ammortamenti e perdite di valore di attività materiali	6d	299.855.137	25.577.949
Ammortamenti e perdite di valore di attività immateriali	6d	227.701	6.560
Perdite di valore di attività correnti	6d	4.608.000	0
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta	9	907.240	259.917
Accantonamento ai fondi	6c-6e	21.396.989	2.601.814
Dividendi da società controllate, collegate e altre imprese	8	(14.595.941)	0
(Proventi)/Oneri finanziari netti	9	82.797.490	8.488.894
Imposte	10	182.278.706	26.560.899
Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto		899.090.717	104.525.099
Incremento/(Decremento) fondi	26-27	(18.319.455)	(6.255.696)
Incremento/(Decremento) rimanenze	18	(1.374.394)	(32.798)
Incremento/(Decremento) crediti commerciali	19	(286.038.455)	(106.221.410)
	13-15-16-17-20-21- 22-28-29-32-33-34	54.645.243	(1.244.649)
Incremento/(Decremento) attività/passività correnti e non correnti (finanziarie e non)			
Incremento/(Decremento) debiti commerciali	31	156.436.821	75.656.080
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati		277.847	0
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati		(4.405.119)	0
Dividendi incassati da società controllate, collegate e altre imprese		14.595.941	0
Imposte pagate		(44.841.122)	0
Cash flow da attività operativa (a)		850.056.034	66.426.596
Investimenti in attività materiali e altri movimenti	11	(306.573.974)	(78.332.424)
Investimenti in attività immateriali	12	(1.920.115)	0
Investimenti in partecipazioni	14	(2.129.221.303)	0
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (b)		(2.467.715.392)	(78.332.424)
Nuove emissioni di debito finanziario a lungo	25	44.000.000	0
Rimborsi e altre variazioni nette di debito finanziario	25	(27.290.960)	(13.636.364)
Aumento di capitale e riserve stock option	24	512.554	0
Cash flow da attività di finanziamento (c)		17.221.594	(13.636.364)
Incremento (decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c)		(1.600.437.764)	(25.542.192)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	22-30	(2.643.461.678)	(2.617.919.486)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	22-30	(4.243.899.442)	(2.643.461.678)

R. Scherze

Note di commento

1. Forma e contenuto del Bilancio

Enel Green Power Spa che opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ha la forma giuridica di società per azioni e ha sede in Roma, Viale Regina Margherita 125. La società è interamente controllata da Enel Spa.

Enel Green Power Spa ha optato per l'esenzione dal consolidamento prevista dal paragrafo 10 dello IAS 27.

Il bilancio consolidato ad uso pubblico viene redatto dalla controllante Enel Spa. La controllante ha sede in Roma in Viale Regina Margherita 137.

Gli Amministratori in data 4 marzo 2010 hanno approvato il bilancio e la sua messa a disposizione degli Azionisti nei termini previsti dall'art 2429 del C.C.. Il presente bilancio sarà sottoposto per l'approvazione all'Assemblea in data 24 marzo 2010 e sarà depositato entro i termini previsti dall'art 2435 del C.C.. L'Assemblea ha il potere di apportare modifiche al presente bilancio. Ai fini di quanto previsto dallo IAS 10.17, la data presa in considerazione dagli Amministratori nella redazione del bilancio è il 4 marzo 2010, data di approvazione del Consiglio di Amministrazione.

Il presente bilancio è assoggettato a revisione contabile da parte della società di revisione KPMG Spa.

Conformità agli IFRS/IAS

Il bilancio relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 è stato predisposto in conformità ai principi contabili internazionali (*International Accounting Standards - IAS e International Financial Reporting Standards - IFRS*) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) ed alle interpretazioni emesse dall'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC) e dallo *Standing Interpretations Committee* (SIC), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 ed in vigore alla chiusura dell'esercizio, alle interpretazioni emesse e in vigore alla stessa data dall'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC) e dallo *Standing Interpretations Committee* (SIC). L'insieme di tutti i principi ed interpretazioni di riferimento sopraindicati è di seguito definito "IFRS-EU".

Base di presentazione

Il Bilancio d'esercizio è costituito dal Conto Economico, dal Prospetto dell'utile (perdita) complessivo rilevato nell'esercizio, dallo Stato patrimoniale, dal Prospetti di variazioni del patrimonio netto e dal Rendiconto finanziario, nonché delle relative Note di commento.

Il bilancio è corredato dalla Relazione sulla gestione secondo quanto previsto dall'art.2428 del C.C..

Nello Stato patrimoniale la classificazione delle attività e passività è effettuata secondo il criterio "corrente/non corrente" con specifica separazione delle attività e passività possedute per la vendita, qualora presenti. Le attività correnti, che includono disponibilità liquide e mezzi equivalenti, sono quelle destinate a essere realizzate, cedute o consumate nel normale ciclo operativo della società o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo della società o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio.

Il Conto economico è classificato in base alla natura dei costi, mentre il Rendiconto finanziario è presentato utilizzando il metodo indiretto.

La valuta utilizzata per la presentazione degli schemi di bilancio è l'euro (valuta funzionale della società) ed i valori riportati nelle note di commento sono espressi in migliaia di euro, salvo quando diversamente indicato.

Il bilancio è redatto nella prospettiva della continuazione dell'attività applicando il metodo del costo storico ad eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS-EU sono rilevate al *fair value*, come indicato nei criteri di valutazione delle singole voci.

Uso di stime

La redazione del bilancio, in applicazione degli IFRS-EU, richiede l'effettuazione di stime e assunzioni che hanno effetto sui valori delle attività e delle passività di bilancio e sulla relativa informativa, nonché sulle attività e passività potenziali alla data di riferimento del bilancio. Le stime e le relative ipotesi si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie e vengono adottate quando il valore contabile delle attività e passività non è facilmente desumibile da altre fonti. I risultati che si consuntiveranno potrebbero differire da tali stime. Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a Conto economico, qualora la stessa interessi solo quell'esercizio. Nel caso in cui la revisione interessi esercizi sia correnti sia futuri, la variazione è rilevata nell'esercizio in cui la revisione viene effettuata e nei relativi periodi futuri.

Si ritiene che alcuni principi contabili siano particolarmente significativi ai fini della comprensione del bilancio; a tal fine, di seguito, sono indicate le principali voci di bilancio interessate dall'uso delle predette stime contabili, nonché le principali assunzioni utilizzate dal *management* nel processo di valutazione delle predette voci di bilancio, nel rispetto dei sopra richiamati principi contabili internazionali. La criticità insita in tali stime è determinata, infatti, dal ricorso ad assunzioni e/o a giudizi professionali relativi a tematiche per loro natura incerte. Le modifiche delle condizioni alla base delle assunzioni e dei giudizi adottati potrebbero determinare un impatto significativo sui risultati successivi.

Pensioni e altre prestazioni post-pensionamento

Una parte dei dipendenti della società beneficia di piani pensionistici che offrono prestazioni previdenziali basate sulla storia retributiva e sui rispettivi anni di servizio. Alcuni dipendenti beneficiano, inoltre, della copertura di altri piani di benefici post-pensionamento.

I calcoli delle spese e delle passività associate a tali piani sono basati su stime effettuate dai nostri consulenti attuariali, che utilizzano una combinazione di fattori statistico-attuariali, tra cui dati statistici relativi agli anni passati e previsioni dei costi futuri. Sono, inoltre, considerati come componenti di stima gli indici di mortalità e di recesso, le ipotesi relative all'evoluzione futura dei tassi di sconto, dei tassi di crescita delle retribuzioni, nonché l'analisi dell'andamento tendenziale dei costi dell'assistenza sanitaria.

Tali stime potranno differire sostanzialmente dai risultati effettivi, per effetto dell'evoluzione delle condizioni economiche e di mercato, di incrementi/riduzione dei tassi di recesso e della durata di vita dei partecipanti, oltre che di variazioni dei costi effettivi dell'assistenza sanitaria. Tali differenze potranno avere un impatto significativo sulla quantificazione della spesa previdenziale e degli altri oneri a questa collegati.



Recuperabilità di attività non correnti

Il valore contabile delle attività non correnti e delle attività destinate alla dismissione viene sottoposto a verifica periodica e ogni qualvolta le circostanze o gli eventi ne richiedano una più frequente verifica.

Qualora si ritenga che il valore contabile di un'attività o di una *cash generating unit* abbia subito una perdita di valore, lo stesso è svalutato fino a concorrenza del relativo valore recuperabile, stimato con riferimento al suo utilizzo e cessione futura, a seconda di quanto stabilito nei più recenti piani aziendali.

Si ritiene che le stime di tali valori recuperabili siano ragionevoli; tuttavia, possibili variazioni dei fattori di stima su cui si basa il calcolo dei predetti valori recuperabili potrebbero produrre valutazioni diverse. L'analisi di ciascuna attività o di ciascuna *cash generating unit* è unica e richiede alla direzione aziendale l'uso di stime e ipotesi considerate prudenti e ragionevoli in relazione alle specifiche circostanze.

Contenziosi

Enel Green Power Spa è parte in giudizio in diversi contenziosi legali. Data la natura di tali contenziosi, non è sempre oggettivamente possibile prevedere l'esito finale di tali vertenze, alcune delle quali potrebbero concludersi con esito sfavorevole.

Sono, inoltre, pendenti diverse vertenze in materia urbanistica, paesaggistica e ambientale, connesse alla costruzione e all'esercizio di alcuni impianti di produzione e di linee di trasporto. Sono stati costituiti fondi destinati a coprire tutte le passività significative per i casi in cui i legali abbiano constatato la probabilità di un esito sfavorevole e una stima ragionevole dell'importo della perdita.

Oltre alle voci elencate in precedenza, l'uso di stime ha riguardato la valutazione di strumenti finanziari e la valorizzazione dei certificati verdi. Per tali voci, la stima e le assunzioni effettuate sono contenute nei rispettivi commenti ai principi contabili utilizzati.

2. Principi contabili e criteri di valutazione

Conversione delle poste in valuta

Le transazioni in valuta diversa dalla valuta funzionale sono rilevate al tasso di cambio in essere alla data dell'operazione. Le attività e le passività monetarie denominate in valuta diversa dalla valuta funzionale sono successivamente adeguate al tasso di cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento. Le differenze cambio eventualmente emergenti sono riflesse nel Conto economico.

Le attività e passività non monetarie denominate in valuta e iscritte al costo storico sono convertite utilizzando il tasso di cambio in vigore alla data di iniziale rilevazione dell'operazione. Le attività e passività non monetarie denominate in valuta e iscritte al *fair value* sono convertite utilizzando il tasso di cambio alla data di determinazione di tale valore.

Partecipazioni in società controllate e collegate

Per società controllate si intendono tutte le società su cui Enel Green Power Spa ha il potere di determinare, direttamente o indirettamente, le politiche finanziarie e operative al fine di ottenere i

benefici derivanti dalle loro attività. Per partecipazioni in imprese collegate si intendono quelle nelle quali si ha un'influenza notevole. Nel valutare l'esistenza del controllo e dell'influenza notevole si prendono in considerazione anche i diritti di voto potenziali effettivamente esercitabili o convertibili.

Tali partecipazioni sono valutate al costo di acquisto. Il costo è rettificato per eventuali perdite durevoli di valore; queste sono successivamente ripristinate, qualora vengano meno i presupposti che le hanno determinate; il ripristino di valore non può eccedere il costo originario.

Nel caso in cui la perdita di pertinenza della Società ecceda il valore contabile della partecipazione e la partecipante sia impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite dell'impresa partecipata o comunque a coprirne le perdite, l'eventuale eccedenza rispetto al valore contabile è rilevata in un apposito fondo del passivo nell'ambito dei fondi rischi e oneri.

Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari sono rilevati al costo storico, comprensivo dei costi accessori direttamente imputabili e necessari alla messa in funzione del bene per l'uso per cui è stato acquistato. Il costo è incrementato, in presenza di obbligazioni legali o implicite, del valore attuale del costo stimato per lo smantellamento e la rimozione dell'attività. La corrispondente passività è rilevata in un fondo del passivo nell'ambito dei fondi per rischi e oneri futuri. Il trattamento contabile delle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione sono indicati al punto "Fondi per rischi ed oneri".

Gli oneri finanziari relativi a finanziamenti connessi all'acquisto delle immobilizzazioni vengono rilevati a Conto economico nell'esercizio di competenza, salvo quando siano direttamente attribuibili all'acquisizione, costruzione di un bene che ne giustifica la capitalizzazione (c.d. *qualifying asset*).

Alcuni beni, oggetto di rivalutazione in capo alla scissa Enel Produzione Spa alla data di transizione ai principi contabili internazionali IFRS-EU o in periodi precedenti, sono stati rilevati sulla base del *fair value*, considerato come valore sostitutivo del costo (*deemed cost*) alla data di rivalutazione.

Qualora parti significative di singoli beni materiali abbiano differenti vite utili, le componenti identificate sono rilevate ed ammortizzate separatamente.

I costi sostenuti successivamente all'acquisto sono rilevati ad incremento del valore contabile dell'elemento a cui si riferiscono, qualora sia probabile che i futuri benefici derivanti dal costo sostenuto per la sostituzione di una parte di un elemento di immobili, impianti e macchinari, affluiranno alla società e il costo dell'elemento possa essere determinato attendibilmente. Tutti gli altri costi sono rilevati nel Conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

I costi di sostituzione di un intero cespite o di parte di esso sono rilevati come incremento del valore del bene a cui fanno riferimento e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore netto contabile dell'unità sostituita è imputato a Conto economico rilevando l'eventuale plus/minusvalenza.

Gli immobili, impianti e macchinari sono esposti al netto dei relativi ammortamenti accumulati e di eventuali perdite di valore, determinate secondo le modalità descritte nel paragrafo "Perdite di valore delle attività". L'ammortamento è calcolato a quote costanti in base alla vita utile stimata del bene, che è riesaminata con periodicità annuale; eventuali cambiamenti sono riflessi prospetticamente. L'ammortamento inizia quando il bene è disponibile all'uso.

La vita utile stimata delle principali attività materiali è la seguente:

Immobili, impianti e macchinari	Vita utile (anni)
Impianti di produzione idroelettrica:	
Terreni	illimitata
Fabbricati ed opere civili	60
Condotte forzate	50
Macchinario meccanico ed elettrico	40
Impianti di produzione geotermoelettrica:	
Terreni	illimitata
Fabbricati ed opere civili	60
Torri refrigeranti	20
Turbine e generatori	30
Parti turbina a contatto con il fluido	10
Macchinario meccanico altro	20
Impianti di produzione eolica:	
Terreni	illimitata
Fabbricati ed opere civili	60
Macchinari - Aereogeneratore	20
Macchinari - Torri	40
Attrezzature - App. Elettriche- Impianti ausiliari	40
Sistemi di automazione e controllo	15

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

Gli impianti includono beni gratuitamente devolvibili. Questi ultimi riguardano beni asserviti alle concessioni delle derivazioni di acqua degli impianti idroelettrici. La scadenza della concessione di grandi derivazioni di acqua degli impianti idroelettrici è fissata al 2029.

A tali date, salvo rinnovo delle concessioni, tutte le opere di raccolta e di regolazione, le condotte forzate, i canali di scarico e gli impianti che insistono su aree demaniali, dovranno essere devoluti gratuitamente allo Stato, in condizione di regolare funzionamento. La società ritiene che i piani di manutenzione ordinaria garantiscano il mantenimento degli impianti in condizioni di regolare funzionamento fino alla data di scadenza delle concessioni.

Gli ammortamenti dei beni gratuitamente devolvibili sono pertanto calcolati sulla base della minore tra la durata della concessione e la vita utile residua del bene.

Attività immateriali

Le attività immateriali sono rilevate al costo di acquisto o di produzione interna, quando è probabile che dall'utilizzo delle predette attività vengano generati benefici economici futuri e il relativo costo può essere attendibilmente determinato.

Il costo è comprensivo degli oneri accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività disponibili per l'uso.

Le attività immateriali, aventi vita utile definita, sono esposte al netto dei relativi ammortamenti accumulati e delle eventuali perdite di valore, determinate secondo le modalità descritte nel paragrafo "Perdite di valore delle attività".

L'ammortamento è calcolato a quote costanti in base alla vita utile stimata, che è riesaminata con periodicità almeno annuale; eventuali cambiamenti dei criteri di ammortamento sono applicati prospetticamente.

L'ammortamento ha inizio quando l'attività immateriale è disponibile all'uso.

La vita utile stimata delle principali attività immateriali è la seguente:

Attività immateriali	Vita utile
Software tutelato	3
Software non tutelato	3

Perdite di valore delle attività

Le attività materiali (immobili, impianti e macchinari) e immateriali sono analizzate, almeno una volta all'anno in sede di redazione del bilancio, al fine di individuare eventuali indicatori di perdita di valore; nel caso esista un'indicazione di perdita di valore si procede alla stima del loro valore recuperabile.

Il valore recuperabile dell'avviamento e delle attività immateriali con vita utile indefinita, quando presenti, nonché quello delle attività immateriali non ancora disponibili per l'uso, è invece stimato almeno annualmente.

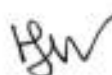
Il valore recuperabile è rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto dei costi di vendita, ed il relativo valore d'uso.

Nel determinare il valore d'uso, i flussi finanziari futuri attesi sono attualizzati utilizzando un tasso di sconto al lordo delle imposte che riflette le valutazioni correnti di mercato del costo del denaro rapportato al periodo dell'investimento e ai rischi specifici dell'attività. Per un'attività che non genera flussi finanziari ampiamente indipendenti, il valore recuperabile è determinato in relazione alla *cash generating unit* cui tale attività appartiene.

Una perdita di valore è riconosciuta nel Conto economico qualora il valore di iscrizione dell'attività, o della *cash generating unit* a cui essa è allocata, è superiore al suo valore recuperabile.

Le perdite di valore di *cash generating unit* sono imputate in primo luogo a riduzione del valore contabile dell'eventuale avviamento attribuito e, quindi, a riduzione delle altre attività, in proporzione al loro valore recuperabile.

Una perdita di valore di un'attività viene ripristinata, con l'eccezione dell'avviamento, quando vi è un'indicazione che la perdita di valore si sia ridotta o non esista più o quando vi è stato un cambiamento nelle valutazioni utilizzate per determinare il valore recuperabile.



Rimanenze

Le rimanenze di magazzino sono valutate al minore tra il costo e il valore netto di presumibile realizzo. La configurazione di costo utilizzata è il costo medio ponderato che include gli oneri accessori di competenza. Per valore netto di presumibile realizzo si intende il prezzo di vendita stimato nel normale svolgimento delle attività al netto dei costi stimati per realizzare la vendita o, laddove applicabile, il costo di sostituzione.

Strumenti finanziari

Finanziamenti e crediti

Rientrano in questa categoria i crediti (finanziari e commerciali), ivi inclusi i titoli di debito, non derivati, non quotati in mercati attivi, con pagamenti fissi o determinabili e per cui non vi sia l'intento predeterminato di successiva vendita.

Tali attività sono, inizialmente, rilevate al *fair value*, eventualmente rettificato dei costi di transazione e, successivamente, valutate al costo ammortizzato sulla base del tasso di interesse effettivo, rettificato per eventuali perdite di valore. Tali riduzioni di valore sono determinate come differenza tra il valore contabile e il valore corrente dei flussi di cassa futuri attualizzati al tasso di interesse effettivo originario.

I crediti commerciali, la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali, non sono attualizzati.

Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono i valori numerari, ossia quei valori che possiedono i requisiti della disponibilità a vista o a brevissimo termine, del buon esito e dell'assenza di spese per la riscossione.

Ai fini del Rendiconto finanziario, le disponibilità liquide comprendono la posizione finanziaria attiva o passiva del conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante.

Debiti commerciali

I debiti commerciali sono inizialmente iscritti al *fair value* e successivamente valutati al costo ammortizzato. I debiti commerciali la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali non sono attualizzati.

Passività finanziarie

Le passività finanziarie diverse dagli strumenti derivati sono iscritte alla data di regolamento e valutate inizialmente al *fair value* al netto dei costi di transazione direttamente attribuibili.

Successivamente, le passività finanziarie sono valutate con il criterio del costo ammortizzato, utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo.

Strumenti finanziari derivati

I derivati sono rilevati al *fair value* e sono designati come strumenti di copertura quando la relazione tra il derivato e l'oggetto della copertura è formalmente documentata e l'efficacia della copertura, verificata periodicamente, rispetta i limiti previsti dallo IAS 39.

La rilevazione del risultato della valutazione al *fair value* è funzione della tipologia di *hedge accounting* posta in essere.

Quando i derivati hanno per oggetto la copertura del rischio di variazione del *fair value* delle attività o passività oggetto di copertura (*fair value hedge*), le relative variazioni del *fair value* dello strumento di copertura sono imputate a Conto economico; coerentemente, gli adeguamenti al *fair value* delle attività o passività oggetto di copertura sono anch'essi rilevati a Conto economico.

Quando i derivati hanno per oggetto la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi degli elementi coperti o transazioni future altamente probabili (*cash flow hedge*), le variazioni del *fair value* sono inizialmente rilevate a patrimonio netto, per la porzione qualificata come efficace, e successivamente imputate a Conto economico coerentemente con gli effetti economici prodotti dall'elemento coperto.

La porzione di *fair value* dello strumento di copertura che non soddisfa la condizione per essere qualificata come efficace è rilevata a Conto economico.

Le variazioni del *fair value* dei derivati di negoziazione e di quelli che non soddisfano più le condizioni per essere qualificati come di copertura ai sensi dello IAS 39 sono rilevate a Conto economico.

La contabilizzazione di tali strumenti è effettuata alla data di negoziazione.

I contratti finanziari e non finanziari (che già non siano valutati a *fair value*) sono altresì analizzati per identificare l'esistenza di derivati "impliciti" (*embedded derivative*) che devono essere scorporati e valutati al *fair value*. Le suddette analisi sono effettuate sia al momento in cui si entra a far parte del contratto, sia quando avviene una rinegoziazione dello stesso che comporti una modifica significativa dei flussi finanziari originari connessi.

Il *fair value* è determinato in base alle quotazioni ufficiali utilizzate per gli strumenti scambiati in mercati regolamentati. Per gli strumenti non scambiati in mercati regolamentati il *fair value* è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi sulla base della curva dei tassi di interesse di mercato alla data di riferimento e convertendo i valori in divise diverse dall'euro ai cambi di fine periodo.

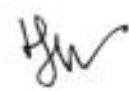
Cancellazione di attività e passività finanziarie

Le attività finanziarie vengono cancellate dal bilancio quando il diritto di ricevere flussi di cassa dallo strumento si è estinto o la Società ha sostanzialmente trasferito tutti i rischi e benefici relativi allo strumento stesso o il relativo controllo.

Le passività finanziarie vengono rimosse dallo Stato Patrimoniale quando sono estinte o la Società trasferisce tutti i rischi e gli oneri relativi allo strumento stesso.

Benefici per i dipendenti

La passività relativa ai benefici riconosciuti ai dipendenti ed erogati in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro e relativa a programmi a benefici definiti o altri benefici a lungo termine erogati nel corso dell'attività lavorativa, iscritta al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata, separatamente per ciascun piano, sulla base di ipotesi attuariali stimando l'ammontare dei benefici futuri che i dipendenti hanno maturato alla data di riferimento. La passività è rilevata per competenza lungo il periodo di maturazione del diritto. La valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti. Gli utili o le perdite attuariali cumulati superiori al 10% del maggiore tra il valore attuale dell'obbligazione a benefici definiti e il *fair value* delle attività a servizio del piano, sono rilevati



nel Conto economico lungo la rimanente vita lavorativa media prevista dei dipendenti partecipanti al piano. In caso contrario, essi non sono rilevati.

Qualora la società si sia impegnata in modo comprovabile e senza realistiche possibilità di recesso, con un dettagliato piano formale, alla conclusione anticipata, ossia prima del raggiungimento dei requisiti per il pensionamento, del rapporto di lavoro, i benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione del rapporto di lavoro sono rilevati come costo e sono valutati sulla base del numero di dipendenti che si prevede accetteranno l'offerta.

Operazioni di pagamento basate sulle azioni

Piani di Stock Option

Il costo delle prestazioni rese dai dipendenti e remunerato tramite piani di *stock option* è determinato sulla base del *fair value* delle opzioni concesse ai dipendenti alla data di assegnazione.

Il metodo di calcolo per la determinazione del *fair value* tiene conto di tutte le caratteristiche delle opzioni (durata dell'opzione, prezzo e condizioni di esercizio, ecc...), nonché del valore del titolo Enel alla data di assegnazione, della volatilità del titolo e della curva dei tassi di interesse sempre alla data di assegnazione, coerenti con la durata del piano. Il modello di *pricing* utilizzato è il Cox-Rubinstein.

Il costo è riconosciuto a Conto economico, con contropartita a una specifica voce di patrimonio netto, lungo il periodo di maturazione dei diritti concessi, tenendo conto della migliore stima possibile del numero di opzioni che diverranno esercitabili.

Piani di incentivazione Restricted Share Units

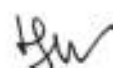
Il costo delle prestazioni rese dai dipendenti e remunerato tramite piani di incentivazione Restricted Share Units (RSU) è determinato sulla base del *fair value* delle RSU assegnate e in relazione alla maturazione del diritto a ricevere il corrispettivo.

Il metodo di calcolo per la determinazione del *fair value* tiene conto di tutte le caratteristiche delle RSU (durata del piano, condizioni di esercizio, ecc...), nonché del valore e della volatilità del titolo Enel lungo il *vesting period*. Il modello di *pricing* utilizzato è il Montecarlo.

Il costo è riconosciuto a Conto economico, lungo il *vesting period*, in contropartita ad una specifica voce di patrimonio netto ed è adeguato periodicamente al *fair value*, tenendo conto della migliore stima possibile delle RSU che diverranno esercitabili.

Fondi rischi e oneri

Gli accantonamenti ai fondi rischi e oneri sono rilevati quando, alla data di riferimento, in presenza di una obbligazione legale o implicita nei confronti di terzi, derivante da un evento passato, è probabile che per soddisfare l'obbligazione si renderà necessario un esborso di risorse il cui ammontare sia stimabile in modo attendibile. Se l'effetto è significativo, gli accantonamenti sono determinati attualizzando i flussi finanziari futuri attesi a un tasso di sconto al lordo delle imposte che riflette la valutazione corrente del mercato del costo del denaro in relazione al tempo e, se applicabile, il rischio specifico attribuibile all'obbligazione. Quando l'ammontare è attualizzato, l'adeguamento periodico del valore attuale dovuto al fattore temporale è riflesso nel Conto economico come onere finanziario.



Se la passività è connessa allo smantellamento e/o ripristino di attività materiali, il fondo è rilevato in contropartita all'attività a cui si riferisce e la rilevazione dell'onere a Conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento dell'attività materiale alla quale l'onere stesso si riferisce.

Le variazioni di stima sono riflesse nel Conto economico dell'esercizio in cui avviene la variazione, ad eccezione di quelle relative ai costi previsti per smantellamento, rimozione e bonifica che risultino da cambiamenti nei tempi e negli impieghi di risorse economiche necessarie per estinguere l'obbligazione o che risultino da una variazione del tasso di sconto. Tali variazioni sono portate a incremento o a riduzione delle relative attività e imputate a Conto economico tramite il processo di ammortamento. Se sono rilevate a incremento dell'attività, viene inoltre valutato se il nuovo valore contabile dell'attività possa non essere interamente recuperato; in tal caso, si verifica l'esistenza di una riduzione di valore dell'attività stimandone l'ammontare non recuperabile e si rileva la perdita a Conto economico conseguente a tale riduzione di valore.

Se le variazioni di stima sono portate a riduzione dell'attività, tale decremento è rilevato contabilmente in contropartita all'attività fino a concorrenza del suo valore contabile; la parte eccedente viene rilevata immediatamente a Conto economico.

Contributi

I contributi sono rilevati in bilancio al fair value quando vi è la ragionevole certezza che saranno ricevuti o che sono soddisfatte le condizioni previste per l'ottenimento degli stessi ed il loro valore è stimabile in maniera attendibile.

I contributi ricevuti, sia a fronte di specifiche spese che a fronte di specifici beni il cui valore è iscritto tra gli immobili, impianti e macchinari e tra le attività immateriali, sono rilevati tra le altre passività e accreditati a Conto economico lungo il periodo in cui si rilevano i costi a essi correlati.

I ricavi per vendita di Certificati Verdi rilevati "a consuntivo" si riferiscono ai quantitativi di energia prodotti nel periodo rilevanti ai fini dell'assegnazione dei Certificati Verdi e sono valorizzati sulla base del valore di riferimento, calcolato come media ponderata degli scambi avvenuti negli anni 2007-2009 (indipendentemente dall'anno di riferimento); tale valore rappresenta il valore di ritiro da parte del GSE dei certificati 2009 secondo quanto previsto dal Decreto 18 dicembre 2008.

I ricavi per CIP 6 si riferiscono ai quantitativi di energia prodotta dagli impianti incentivati ai sensi del Provvedimento del Comitato Interministeriale Prezzi CIP 6/92 e successive modifiche e integrazioni.

Ricavi

Secondo la tipologia di operazione, i ricavi sono rilevati sulla base dei criteri specifici di seguito riportati:

- i ricavi delle vendite di beni sono rilevati quando i rischi e i benefici significativi della proprietà dei beni sono trasferiti all'acquirente e il loro ammontare può essere attendibilmente determinato;
- i ricavi per vendita e trasporto di energia elettrica si riferiscono ai quantitativi venduti nel periodo, ancorché non fatturati e sono determinati sulla base delle letture dei misuratori

- degli impianti di produzione e dei dati scambiati da Enel Produzione Spa, intestataria del contratto di dispacciamento, con il GME e con il GSE (sulla base del contratto di mandato);
- i ricavi per le prestazioni di servizi sono rilevati con riferimento allo stadio di completamento delle attività. Nel caso in cui non sia possibile determinare attendibilmente il valore dei ricavi, questi ultimi sono rilevati fino a concorrenza dei costi sostenuti che si ritiene saranno recuperati.

Proventi e oneri finanziari

I proventi e gli oneri finanziari sono rilevati per competenza sulla base degli interessi maturati sul valore netto delle relative attività e passività finanziarie utilizzando il tasso di interesse effettivo e includono le variazioni di *fair value* degli strumenti finanziari rilevati al *fair value* a Conto economico e le variazioni di *fair value* dei derivati connessi ad operazioni finanziarie. I proventi finanziari comprendono le variazioni del *fair value* delle attività finanziarie rilevate a conto economico, gli utili su cambi e gli utili su strumenti di copertura rilevati a conto economico.

Gli oneri finanziari comprendono gli interessi passivi sui finanziamenti, le perdite su cambi, le variazioni del *fair value* delle attività finanziarie al *fair value* rilevato a conto economico, le perdite su strumenti di copertura rilevati a conto economico.

Dividendi

I dividendi da partecipazioni sono rilevati quando è stabilito il diritto degli azionisti a ricevere il pagamento.

I dividendi e gli acconti sui dividendi pagabili a terzi sono rappresentati come movimento del patrimonio netto alla data in cui sono approvati, rispettivamente, dall'Assemblea degli Azionisti e dal Consiglio di Amministrazione.

Imposte sul reddito

Le imposte correnti sul reddito dell'esercizio, iscritte tra i "debiti per imposte sul reddito" al netto degli acconti versati, ovvero nella voce "crediti per imposte sul reddito" qualora il saldo netto risulti a credito, sono determinate in base alla stima del reddito imponibile e in conformità alla vigente normativa fiscale.

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori patrimoniali iscritti nel bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali applicando l'aliquota fiscale in vigore alla data in cui la differenza temporanea si riverserà, determinata sulla base delle aliquote fiscali previste da provvedimenti in vigore o sostanzialmente in vigore alla data di riferimento.

L'iscrizione di attività per imposte anticipate è effettuata quando il loro recupero è probabile, cioè quando si prevede che possano rendersi disponibili in futuro imponibili fiscali sufficienti a recuperare l'attività.

La recuperabilità delle attività per imposte anticipate viene riesaminata a ogni chiusura di periodo.

Le imposte relative a componenti rilevati direttamente a patrimonio netto sono imputate anch'esse a patrimonio netto.



3. Principi contabili di recente emanazione

Principi di prima adozione e applicabili

La Società ha adottato i seguenti principi contabili internazionali ed interpretazioni di prima adozione al 1° gennaio 2009:

- *"Revisione dello IAS 1 - Presentazione del bilancio"*: ha introdotto una nuova modalità di presentazione del bilancio, con particolare impatto sulla modalità di presentazione dei dati economici del periodo, tramite il c.d. "Risultato complessivo rilevato nell'esercizio" che fornisce evidenza sia del risultato di Conto economico che dei risultati economici rilevati direttamente a patrimonio netto (*Other Comprehensive Income*). Il principio prevede che le società possano presentare tale risultato, alternativamente, in un unico "prospetto di Conto economico complessivo", ovvero in due prospetti separati e presentati consecutivamente:
 - un primo prospetto separato - "Conto economico" -, che mostra le componenti dell'utile (perdita) d'esercizio; e
 - un secondo prospetto - "prospetto dell'utile (perdita) complessivo rilevato nell'esercizio" - che, a partire dall'utile (perdita) del periodo, include gli utili e le perdite rilevati direttamente a patrimonio netto (*OCI - Other Comprehensive Income*).

La società ha optato per la presentazione del "Risultato complessivo rilevato nell'esercizio" in due prospetti separati. Lo IAS 1 rivisto, inoltre, ha inoltre eliminato l'opzione di poter presentare nelle Note di commento le informazioni relative alle variazioni delle voci di patrimonio netto e delle operazioni con i possessori di capitale, richiedendo la predisposizione di un apposito prospetto di bilancio.

- *"Revisione dello IAS 23 - Oneri finanziari"*: ha eliminato l'opzione che consentiva di rilevare immediatamente a Conto economico gli oneri finanziari direttamente imputabili all'acquisto, costruzione o produzione di *qualifying asset*, disponendone, invece, la capitalizzazione come parte del costo del bene. L'applicazione, su base prospettica, di tale principio non ha comportato impatti per la società.
- *"Modifiche allo IAS 32 e allo IAS 1 - Strumenti finanziari con opzione a vendere e obbligazioni in caso di liquidazione"*: hanno introdotto un'eccezione alla definizione di strumento rappresentativo di capitale, disponendo la classificazione in tale categoria anche degli strumenti c.d. *puttable* che prevedono degli obblighi in caso di liquidazione della società, qualora presentino particolari caratteristiche e soddisfino determinate condizioni. L'applicazione, su base retroattiva, di tali emendamenti non ha comportato impatti per la società.
- *"Modifiche all'IFRS 1 - Prima adozione dei principi contabili internazionali"* e allo *"IAS 27 - Bilancio consolidato e separato - Costo delle partecipazioni in controllate, in entità a controllo congiunto e in società collegate"*: stabiliscono che nel bilancio separato, in fase di prima adozione degli IFRS/IAS, il costo delle partecipazioni in società controllate, collegate e controllate congiuntamente può essere misurato al costo, determinato in base alle disposizioni dello IAS 27, o al c.d. *deemed cost*, rappresentato alternativamente dal *fair value* dell'investimento alla data di transizione o dal valore contabile determinato in base ai

principi contabili precedentemente applicati. Inoltre, le modifiche apportate al sopra citato IAS 27 stabiliscono che i dividendi ricevuti da una società controllata, collegata o a controllo congiunto devono essere rilevati nel Conto economico del bilancio separato, eliminando la condizione posta dalla precedente versione dello standard internazionale, che prevedeva la rilevazione a Conto economico solo nel caso di distribuzione di utili successivi all'acquisizione (*cost method*). L'applicazione di tali modifiche, su base prospettica, non ha comportato impatti per la Società.

- *"Modifiche allo IAS 39 e all'IFRS 7 - Riclassificazione delle attività finanziarie - data di entrata in vigore e disposizioni transitorie"*: tale emendamento ha modificato i paragrafi relativi alla data di entrata in vigore delle modifiche allo IAS 39 e all'IFRS 7 emesse dallo IASB e omologate dalla Commissione Europea ad ottobre 2008 inerenti la riclassificazione delle attività finanziarie, migliorandone il contenuto al fine di eliminare alcune incoerenze espositive. In particolare, lo IASB ha chiarito che le riclassifiche effettuate a far data dal 1° novembre 2008 sono efficaci a partire dalla data in cui la riclassifica è effettuata. Ogni riclassifica effettuata non può essere applicata retroattivamente prima del 1° luglio 2008. L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti per la Società.
- *"Modifiche all'IFRIC 9 - Rideterminazione del valore dei derivati incorporati"* e *"Modifiche allo IAS 39 - Strumenti finanziari: Rilevazione e valutazione"*: le modifiche richiedono alle società che intendono riclassificare uno strumento finanziario fuori dalla categoria FVTPL, avvalendosi delle modifiche dello IAS 39 omologate dalla Commissione Europea nel mese di ottobre 2008, di rivalutare il contratto per verificare se contiene un derivato incorporato da valutare separatamente. Nel caso in cui la società non sia in grado di misurare separatamente il derivato la riclassifica fuori dalla categoria FVTPL è vietata. L'applicazione, su base retroattiva, di tali modifiche non ha comportato impatti per la società.
- *"Modifiche all'IFRS 2 - Pagamenti basati su azioni"*: definiscono il trattamento contabile da applicare alle c.d. *"non vesting conditions"*, a cui un pagamento basato su azioni può essere sottoposto. Inoltre, con riferimento alla cancellazione di un piano di *stock option*, le modifiche hanno esteso il trattamento contabile precedentemente previsto dall'IFRS 2 nei casi di cancellazione dei piani da parte della società, anche ai casi in cui la cancellazione o il regolamento di un piano durante il *vesting period* non dipenda da una scelta della società. L'applicazione, su base retroattiva, di tali emendamenti non ha comportato impatti per la società.
- *"Modifiche all'IFRS 4 - Contratti assicurativi"* e *"Modifiche all'IFRS 7 - Strumenti finanziari: Informazioni integrative"*. Le modifiche introducono una gerarchia di tre livelli attraverso i quali classificare le attività e le passività valutate al *fair value* e fornire l'informativa richiesta. E' stata, infatti, definita una gerarchia di 3 Livelli in base alla quale sono stati classificati gli strumenti finanziari rilevati al *fair value*, in considerazione dei fattori ("inputs") che sono stati utilizzati per determinare tale valore. Nel Livello 1 sono classificati gli strumenti finanziari misurati al *fair value*, la cui determinazione è effettuata in base a quotazioni in mercati attivi delle medesime attività o passività; nel Livello 2 sono classificati gli strumenti finanziari il cui *fair value* è determinato con una tecnica di valutazione che utilizza inputs direttamente o indirettamente osservabili dal mercato, connessi alle attività o

alle passività oggetto di valutazione; nel Livello 3 sono classificati gli strumenti finanziari il cui *fair value* è determinato con una tecnica di valutazione che utilizza inputs non osservabili dal mercato. La predetta gerarchia riflette la disponibilità o meno di dati di mercato osservabili per la determinazione del *fair value*. E' prevista ulteriore informativa, da fornire in forma tabellare, sulle attività e passività valutate al *fair value*, per ognuno dei tre sopra citati livelli di gerarchia, ed una estensione delle informazioni relative agli strumenti finanziari valutati al *fair value* attraverso dati di mercato non osservabili. Inoltre si introduce una modifica all'informativa sui rischi di liquidità per riflettere le modalità di gestione del rischio stesso. L'applicazione, su base prospettica, di tali modifiche non ha comportato impatti per la società.

- *"IFRIC 11 IFRS 2 - Operazioni con azioni proprie e del gruppo"*: la nuova interpretazione stabilisce che per:
 - gli accordi di pagamento tramite i quali una controllante assegna diritti su strumenti rappresentativi del proprio capitale a dipendenti della società controllata, quest'ultima deve misurare i servizi ricevuti dai propri dipendenti come *share based payment*;
 - gli accordi di pagamento tramite i quali una controllata assegna ai propri dipendenti diritti su strumenti rappresentativi del capitale della sua controllante, la società controllata deve contabilizzare l'operazione con i suoi dipendenti come regolata per cassa, indipendentemente dalle modalità di reperimento delle azioni per soddisfare gli obblighi di pagamento.
 L'applicazione, su base retroattiva, di tale interpretazione non ha comportato impatti per la società.
- *"IFRIC 13 - Programmi di fidelizzazione della clientela"*: regola il trattamento contabile dell'obbligazione connessa ai diritti a premi riconosciuti ai clienti, nell'ambito dei programmi di fidelizzazione della clientela e stabilisce che il *fair value* delle obbligazioni legate alla concessione di tali premi debba essere scorporato dal ricavo di vendita e differito fino al momento in cui l'obbligazione nei confronti dei clienti non sia estinta. L'applicazione, su base retroattiva, di tale interpretazione non ha comportato impatti per la società.
- *"IFRIC 14 IAS 19 - Il limite relativo ad una attività a servizio di un piano a benefici definiti, le previsioni di contribuzione minima e la loro interazione"*: fornisce indicazioni inerenti all'applicazione delle regole disposte dallo IAS 19 in merito all'*asset ceiling*. Definisce inoltre, gli effetti sulle passività e/o sulle attività a servizio di un piano a benefici definiti o per altri benefici a lungo termine di un c.d. *minimum funding requirement* (previsione contrattuale o di legge riguardante l'obbligo per le società di versare un livello minimo di contribuzioni al piano). L'applicazione, su base prospettica, di tale interpretazione non ha comportato impatti per la società.
- *"Miglioramenti agli International Financial Reporting Standards"*: comprendono una serie di modifiche a singoli principi inerenti la presentazione, rilevazione e misurazione delle poste di bilancio, nonché variazioni terminologiche o editoriali, che non comportano impatti contabili.

Principi non ancora applicabili e non adottati

La Commissione Europea nel corso dell'esercizio 2009 ha omologato i seguenti nuovi principi o interpretazioni, non ancora applicabili al 31 dicembre 2009:

- *"Revisione dello IAS 27 – Bilancio consolidato e separato"*: stabilisce che gli effetti contabili delle variazioni dell'interessenza azionaria detenuta nella società controllata che non determinano la perdita del controllo devono essere rilevate nel patrimonio netto. In caso di cessione di quote di controllo, l'eventuale interessenza residua deve essere rimisurata al relativo *fair value* alla data in cui il controllo è ceduto. Il nuovo principio dovrà essere applicato, retroattivamente, a partire dagli esercizi che hanno inizio dopo il 30 giugno 2009. Enel Green Power Spa non prevede impatti derivanti dall'applicazione delle predette modifiche.
- *"Modifiche allo IAS 39 – Strumenti finanziari: Rilevazione e valutazione – Elementi qualificabili per la copertura"*. Con tale integrazione al vigente IAS 39, si è inteso chiarire le condizioni per cui, taluni strumenti finanziari/non finanziari possono essere considerati come elementi coperti (*"hedged item"*) in una relazione di copertura. Precisa, in proposito, che una società possa coprire anche solo una tipologia di variazione nel *cash flow* o nel *fair value* di un elemento coperto (ossia che il prezzo di una *commodity* oggetto di copertura subisca incrementi oltre un prezzo prefissato), c.d. *one-sided risk*. A tal proposito, si chiarisce, inoltre, che un'opzione acquistata designata come di copertura in una *one-sided risk hedge relationship*, è perfettamente efficace solo se il rischio coperto è rappresentato esclusivamente dalla variazione dell'*intrinsic value* dello strumento di copertura e non anche del suo *time value*. Tali modifiche dovranno essere applicate, retroattivamente, a partire dagli esercizi che hanno inizio dopo il 30 giugno 2009. Enel Green Power Spa non prevede impatti derivanti dall'applicazione delle predette modifiche.
- *"Modifiche allo IAS 32 – Strumenti finanziari: Esposizione nel bilancio"*. La modifica chiarisce che i diritti, le opzioni o i warrant che danno il diritto di acquisire un numero fisso di strumenti rappresentativi di capitale della stessa entità che emette tali diritti per un ammontare fisso di una qualsiasi valuta, devono essere classificati come strumenti rappresentativi di capitale se (e solo se) l'entità offre i diritti, le opzioni o i warrant proporzionalmente a tutti i detentori della stessa classe di propri strumenti rappresentativi di capitale non costituiti da derivati. Le modifiche dovranno essere applicate, retroattivamente, a partire dagli esercizi che hanno inizio dopo il 31 gennaio 2010. Enel Green Power Spa non prevede impatti derivanti dall'applicazione delle predette modifiche.
- *"Revisione dell'IFRS 3 – Aggregazioni aziendali"*: sono apportate modifiche significative alla metodologia di contabilizzazione delle operazioni di aggregazione aziendale. Le previsioni più importanti riguardano:
 - l'obbligo di rilevazione a Conto economico delle variazioni di corrispettivo riconosciute successivamente dall'acquirente, nonché dei costi di transazione dell'operazione di aggregazione;
 - la possibilità di optare, con riferimento alla metodologia di rilevazione iniziale dell'avviamento per il criterio del c.d. *full goodwill*, ovvero del *partial goodwill*;

- l'obbligo, nel caso di acquisto di ulteriori quote partecipative successivamente all'acquisizione del controllo, di rilevazione della differenza positiva tra prezzo d'acquisto e la corrispondente quota di patrimonio netto contabile a rettifica del patrimonio netto.

Il principio dovrà essere applicato, prospetticamente, a partire dagli esercizi che hanno inizio dopo il 30 giugno 2009. Enel Green Power Spa non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

- *"IFRIC 12 – Accordi per servizi in concessione"*. L'interpretazione dispone che in presenza di determinate caratteristiche dell'atto di concessione, le infrastrutture asservite all'erogazione di servizi in concessione siano iscritte nelle attività immateriali e/o nei crediti finanziari, a seconda se - rispettivamente - il concessionario abbia diritto ad addebitare il cliente finale per il servizio fornito, e/o abbia diritto a ricevere un corrispettivo predeterminato dall'ente pubblico concedente. Enel Green Power Spa non prevede impatti dall'applicazione della presente interpretazione.
- *"IFRIC 15 – Accordi per la costruzione di immobili"*. Tale interpretazione precisa i criteri di rilevazione contabile dei ricavi e dei costi derivanti dalla sottoscrizione di un contratto di costruzione di un immobile, chiarendo quando applicare le disposizioni previste dallo IAS 11 *Lavori su ordinazione* e dallo IAS 18 *Ricavi*. Regola, altresì, il trattamento contabile da applicare ai ricavi derivanti dalle prestazioni di servizi aggiuntivi per l'immobile in costruzione. La nuova interpretazione dovrà essere applicata, retroattivamente, a partire dagli esercizi che hanno inizio dopo il 31 dicembre 2009.
Enel Green Power Spa non prevede impatti dall'applicazione della presente interpretazione.
- *"IFRIC 16 – Coperture di un investimento netto in una gestione estera"*. L'interpretazione si applica alle società che intendono coprire il rischio di cambio derivante da un "investimento netto in una gestione estera". Le principali disposizioni della sopra citata interpretazione sono di seguito riportate:
 - può essere oggetto di copertura solo la differenza cambio tra la valuta funzionale (e non di presentazione) della gestione estera e quella della sua controllante (quest'ultima intesa a qualsiasi livello – ultimo o intermedio);
 - con riferimento al bilancio consolidato, il rischio di cambio connesso all'investimento netto in una gestione estera può essere designato come coperto una volta sola, anche se più di una società del Gruppo ha coperto la propria esposizione;
 - lo strumento di copertura può essere detenuto da qualsiasi società del Gruppo (esclusa quella coperta);
 - in caso di dismissione della gestione estera, nel bilancio consolidato, l'importo riclassificato a Conto economico dalla riserva di traduzione connessa allo strumento di copertura è pari all'ammontare di utili/perdite equivalenti alla porzione efficace dello strumento di copertura.

La nuova interpretazione dovrà essere applicata, prospetticamente, a partire dagli esercizi che hanno inizio dopo il 30 giugno 2009. Enel Green Power Spa non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

- *"IFRIC 17 - Distribuzione ai soci di attività non rappresentate da disponibilità liquide"*. L'interpretazione chiarisce le modalità di rilevazione contabile dei dividendi erogati in beni, diversi dal denaro, ai possessori di capitale. In particolare:
 - i dividendi devono essere rilevati quando deliberati;
 - la società deve valutare i dividendi al *fair value* dell'attività netta da erogare;
 - la società deve registrare la differenza tra valore di libro e *fair value* a Conto economico.
 La nuova interpretazione dovrà essere applicata, prospetticamente, a partire dagli esercizi che hanno inizio dopo il 31 ottobre 2009. Enel Green Power Spa non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.
- *"IFRIC 18 - Cessioni di attività da parte della clientela"*: chiarisce le modalità di rilevazione e valutazione di immobili, impianti o macchinari ricevuti dai propri clienti, ovvero di liquidità, destinate alla costruzione/acquisto degli stessi, da utilizzare per collegare il cliente ad un determinato network e/o fornire al cliente un continuo e duraturo accesso alla fornitura di determinati beni/servizi. La nuova interpretazione dovrà essere applicata, prospetticamente, a partire dagli esercizi che hanno inizio dopo il 31 ottobre 2009. Enel Green Power Spa non prevede impatti derivanti dall'applicazione della nuova interpretazione.

Nel corso del 2009 l'*International Accounting Standard Board (IASB)* e l'*International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC)* hanno pubblicato nuovi principi ed interpretazioni che, al 31 dicembre 2009, non risultano ancora omologati dalla Commissione Europea. Di seguito se ne riportano i principali:

- *"Amendment to IFRS 2 - Group cash-settled share-based payment transactions"*, emesso a giugno 2009. Le modifiche, che incorporano le linee guida precedentemente contenute nell'IFRIC 8 e nell'IFRIC 11, chiariscono il trattamento contabile da applicare nel caso di transazioni basate su azioni regolate per cassa che coinvolgono diverse società del Gruppo (ad es.: il caso in cui una controllante sia obbligata a pagare ai dipendenti di una propria controllata, per i servizi prestati, ammontari basati sul valore delle proprie azioni). Le modifiche saranno applicabili retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2010 o successivamente.
- *"IFRS 9 - Financial Instruments"*, emesso a novembre 2009: costituisce la prima delle tre fasi del progetto di sostituzione dello IAS 39. Il nuovo standard definisce i nuovi criteri per la classificazione delle attività finanziarie, basati sul c.d. *business model* dell'impresa e sulle caratteristiche dei flussi di cassa contrattuali associati alle predette attività finanziarie. Con riferimento ai criteri di valutazione, il nuovo standard prevede che, inizialmente, le attività finanziarie debbano essere valutate al *fair value*, ivi inclusi, nei casi in cui le predette attività non siano valutate al *fair value* con contropartita Conto economico, gli eventuali costi di transazione. Successivamente, devono essere valutate al *fair value*, ovvero al costo ammortizzato. In merito ai criteri di valutazione degli investimenti in strumenti di capitale non detenuti per finalità di *trading*, è possibile optare irrevocabilmente per la presentazione delle variazioni di *fair value* tra gli *other comprehensive income*; i relativi dividendi dovranno essere in ogni caso rilevati a Conto economico. Il nuovo principio sarà applicabile

retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2013 o successivamente.

- *"Revised IAS 24 – Related party disclosures"*, emesso a novembre 2009: prevede la facoltà per le società controllate o sottoposte a influenza notevole da parte di Enti pubblici di fornire una specifica informativa, più sintetica, per le transazioni avvenute con tali Enti pubblici e con altre società anch'esse controllate o sottoposte a influenza notevole da parte dello stesso Ente pubblico. La nuova versione dello IAS 24, inoltre, ha apportato una modifica alla definizione di parti correlate rilevante ai fini dell'informativa nelle note di commento. La nuova versione dello IAS 24 sarà applicabile retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2011 o successivamente.
- *"Amendments to IFRIC 14 – Prepayments of a Minimum Funding Requirement"*, emesso a novembre 2009: chiarisce le circostanze in cui una società che effettua dei versamenti anticipati a copertura di un minimum funding requirement (cioè un livello minimo di contribuzione al piano) può rilevare tali versamenti come un'attività. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2011 o successivamente.
- *"IFRIC 19 – Extinguishing financial liabilities with equity instruments"*, emesso a novembre 2009: tale interpretazione chiarisce il criterio di contabilizzazione che il debitore deve applicare in caso di estinzione di passività tramite emissione di strumenti di capitale a favore del creditore. In particolare, è previsto che gli strumenti di capitale emessi costituiscono il corrispettivo per l'estinzione delle passività e devono essere valutati al *fair value* alla data di estinzione. L'eventuale differenza tra il valore contabile della passività estinta ed il valore iniziale degli strumenti di capitale emessi deve essere rilevata a Conto economico. L'interpretazione sarà applicabile retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° luglio 2010 o successivamente.



4. Gestione del Rischio

La società non stipula contratti derivati ai fini speculativi.

Rischio Mercato

Enel Green Power Spa, nell'esercizio della propria attività, è esposta a diversi rischi di mercato ed in particolare al rischio di oscillazione dei tassi di interesse, dei tassi di cambio e dei prezzi delle *commodity*.

Il rischio di tasso di interesse è connesso alla variabilità degli oneri finanziari del debito a medio - lungo termine; nell'ambito dell'attività di vendita a termine dell'energia attraverso indicizzazioni al prezzo delle *commodity* energetiche denominate in dollari statunitensi, la Società è esposta contemporaneamente al rischio *commodity* e al rischio tasso di cambio. Un'ulteriore fonte di esposizione al rischio cambio deriva inoltre dalla presenza di flussi finanziari connessi con finanziamenti infragruppo denominati in valuta estera.

Per contenere tali esposizioni all'interno dei limiti definiti all'inizio dell'esercizio nell'ambito delle politiche di gestione del rischio, Enel Green Power Spa stipula contratti derivati *Over the Counter (OTC)* infragruppo; in particolare, la controparte per le operazioni in derivati su *commodity* è Enel Trade Spa mentre per le operazioni in derivati su tasso di interesse e di cambio è la Capogruppo Enel Spa.

Le operazioni in derivati possono essere designate come di *Cash Flow Hedge (CFH)*, qualora se ne ravvisi l'opportunità e siano soddisfatti i requisiti formali previsti dallo IAS 39, altrimenti sono classificate come di *Trading*.

Il *fair value* di un contratto derivato, che rappresenta il corrispettivo per l'eventuale estinzione anticipata alla data di rilevazione, è determinato utilizzando le quotazioni ufficiali per gli strumenti scambiati in mercati regolamentati. Il *fair value* degli strumenti non quotati in mercati regolamentati è determinato mediante modelli di valutazione appropriati per ciascuna categoria di strumento finanziario e utilizzando i dati di mercato relativi alla data di chiusura dell'esercizio contabile (quali tassi di interesse, tassi di cambio, volatilità) attualizzando i flussi di cassa attesi in base alla curva dei tassi di interesse di mercato alla data di riferimento e convertendo i valori in divise diverse dall'euro ai cambi di fine esercizio forniti dalla Banca Centrale Europea.

Il valore nozionale di un derivato è l'importo contrattuale in base al quale sono scambiati i differenziali; tale ammontare può essere espresso sia in base a un valore sia in base a quantità (quali per esempio tonnellate, convertite in euro moltiplicando l'ammontare nozionale per il prezzo fissato). Gli ammontari espressi in valute diverse dall'euro sono convertiti in euro applicando il tasso di cambio in essere alla data di chiusura del bilancio.

Rischio tasso di interesse

Il duplice obiettivo di riduzione dell'ammontare di indebitamento finanziario soggetto alla variazione dei tassi di interesse e di riduzione del costo della provvista viene raggiunto ponendo in essere, tramite la controllante Enel Spa, contratti di *interest rate swap*, che prevedono lo scambio, a intervalli di tempo specificati, di flussi di interesse a tasso variabile contro flussi di interesse a tasso fisso, entrambi calcolati su un medesimo capitale nozionale di riferimento; la scadenza dei contratti derivati non eccede la scadenza della passività finanziaria sottostante.

Nella seguente tabella vengono forniti, alle date del 31 dicembre 2009 e del 31 dicembre 2008, il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su tasso di interesse con ulteriore evidenza del trattamento contabile adottato:

	Nozionale		Fair value		Nozionale asset		Fair value asset		Nozionale liability		Fair value liability	
Migliaia di euro	al 31.12.2009	al 31.12.2008	al 31.12.2009	al 31.12.2008	al 31.12.2009	al 31.12.2008	al 31.12.2009	al 31.12.2008	al 31.12.2009	al 31.12.2008	al 31.12.2009	al 31.12.2008
Derivati CFH (tasso di interesse)	250.939	218.382	(11.481)	(11.567)	0	0	0	0	250.939	218.382	(11.481)	(11.567)

Nella seguente tabella sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai predetti strumenti finanziari derivati:

	Fair Value	Stratificazione dei flussi di Cassa attesi					
Migliaia di euro	al 31.12.2009	2010	2011	2012	2013	2014	oltre
Derivati CFH (tasso di interesse)	(11.481)	(6.331)	(3.379)	(2.128)	(1.271)	(676)	(122)

L'ammontare dell'indebitamento a tasso variabile non coperto dal rischio di tasso di interesse rappresenta il principale elemento di rischio per l'impatto che potrebbe verificarsi sul conto economico conseguentemente ad un aumento dei tassi di interesse di mercato.

In base all'analisi dell'indebitamento di Enel Green Power Spa, si rileva che l'indebitamento a medio e lungo termine è quasi esclusivamente a tasso variabile e risulta coperto all'81% da operazioni in derivati su tasso di interesse (*interest rate swap*). Tale indebitamento, inoltre, è interamente espresso in euro e non si configura l'esistenza di una esposizione alla variabilità dei tassi di cambio sul mercato.

Al 31 dicembre 2009 se i tassi di interesse a tale data fossero stati di 1 punto base più alti, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di 68 migliaia di euro a seguito dell'incremento del *fair value* dei derivati su tassi di CFH. Al 31 dicembre 2009 se i tassi di interesse a tale data fossero stati di 1 punto base più bassi, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più basso di 68 migliaia di euro a seguito del decremento del *fair value* dei derivati su tassi di CFH.

L'impatto negativo (positivo) in termini di maggiori (minori) oneri finanziari annui rivenienti dall'ammontare non coperto del debito a medio lungo termine è stimabile in circa 4 migliaia di euro.

Rischio tasso di cambio

Al fine di ridurre il rischio di cambio derivante da attività, passività e flussi di cassa attesi in divisa estera, Enel Green Power Spa stipula con Enel Spa contratti *forward* allo scopo di coprire i flussi di cassa in valute diverse dall'euro, tipicamente dollari statunitensi. Generalmente la scadenza dei contratti *forward* non eccede i 12 mesi.

Al 31 dicembre 2009 risultano in essere contratti *forward* per un ammontare nozionale complessivo di 17.521 migliaia di euro. I contratti *forward* in essere al 31 dicembre 2009 sono utilizzati per coprire il rischio cambio connesso alle vendite di energia e a flussi finanziari relativi a finanziamenti infragruppo.

Nella seguente tabella vengono forniti, alle date del 31 dicembre 2009 e del 31 dicembre 2008, il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su tasso di cambio suddivisi per trattamento contabile adottato e tipologia di strumento.

	Nozionale		Fair value		Nozionale asset		Fair value asset		Nozionale liability		Fair value liability	
	al 31.12.2009	al 31.12.2008	al 31.12.2009	al 31.12.2008	al 31.12.2009	al 31.12.2008	al 31.12.2009	al 31.12.2008	al 31.12.2009	al 31.12.2008	al 31.12.2009	al 31.12.2008
Risparmio												
Derivati Trading:												
Derivati su cambio (forward)	17.521	111.802	(156)	(4.888)	5.262	11.629	144	290	12.258	136.234	(361)	(3.478)
Totale derivati di trading	17.521	111.802	(156)	(4.888)	5.262	11.629	144	290	12.258	136.234	(361)	(3.478)

Nella seguente tabella sono riepilogati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai predetti strumenti finanziari derivati:

Migliaia di euro	Fair Value		Stratificazione dei Flussi di Cassa attesi				
	al 31.12.2009	2010	2011	2012	2013	2014	altre
Derivati Trading:							
Derivati su cambio (forward) - Fair Value negativo	144	350	0	0	0	0	0
Derivati su cambio (forward) - Fair Value positivo	(301)	(301)	0	0	0	0	0
Totale derivati di trading	(157)	(351)	0	0	0	0	0

Rischio prezzo energia

Con l'obiettivo di ridurre il rischio di oscillazione dei prezzi dell'energia vengono utilizzate varie tipologie di contratti derivati, in particolare CFD e swap.

L'esposizione al rischio legata alla variazione del prezzo dell'energia deriva essenzialmente dall'attività di vendita di energia a prezzo variabile (vendite in Borsa).

In relazione all'energia venduta sulla Borsa dell'energia elettrica, Enel Green Power Spa ricorre alla stipula di "Contratti per differenza (CFD) a due vie" con Enel Trade Spa, nei quali le differenze sono regolate a favore della controparte nel caso in cui il Prezzo Unico Nazionale (PUN) superi il prezzo strike, e a favore di Enel Green Power Spa nel caso contrario. Per tali contratti non è previsto un premio fisso.

Enel Green Power Spa ha in essere "contratti per differenza (CFD) a due vie" con Enel Trade Spa. L'esposizione residua, derivante dalle vendite sulla Borsa non coperte da CFD a due vie, è valutata e gestita in funzione di una stima dell'andamento dei costi di generazione in Italia. Le posizioni residue così determinate sono aggregate su fattori di rischio omogenei che possono essere gestiti attraverso altre operazioni di copertura sul mercato, in particolare swap. Tali swap vengono contrattualizzati in dollari e, pertanto, nasce l'esigenza di coprirsi dal rischio cambio. A tal fine, la Società stipula contratti *forward* per coprirsi dal rischio di cambio.

Tali contratti vengono normalmente posti in essere con nozionale e data di scadenza uguali a quella dell'esposizione sottostante, o del flusso di cassa atteso, cosicché ogni variazione nel fair

value e/o nei flussi di cassa attesi di tali contratti, derivante da un possibile apprezzamento o deprezzamento dell'euro verso le altre valute, è interamente bilanciato da una corrispondente variazione del fair value e/o nei flussi di cassa attesi della posizione sottostante.

Nella tabella seguente viene fornito il nozionale e il fair value dei contratti derivati su commodity in essere al 31 dicembre 2009 e al 31 dicembre 2008:

	Nozionale		Fair value		Nozionale profit		Fair value profit		Nozionale liability		Fair value liability	
	al 31.12.2009	al 31.12.2008	al 31.12.2009	al 31.12.2008	al 31.12.2009	al 31.12.2008	al 31.12.2009	al 31.12.2008	al 31.12.2009	al 31.12.2008	al 31.12.2009	al 31.12.2008
Derivati Cash Flow Hedge:												
CFD a 2 vie con Enel Trade Spa	448.864	808.238	72.749	122.041	448.864	808.238	72.749	122.041	0	0	0	0
	14.145	0	(193)	0	0	0	0	0	14.145	0	(193)	0
Totale derivati di CFH	462.909	808.238	72.556	122.041	448.864	808.238	72.749	122.041	14.145	0	(193)	0
Derivati Trading:												
CFD a 2 vie con Enel Trade Spa	0	4.134	0	(1.93)	0	0	0	0	0	4.134	0	(1.93)
Derivati su commodity verso Enel Trade Spa	4.917	118.307	(193)	(9.33)	0	118.307	0	(9.33)	4.917	0	(193)	0
Totale derivati di trading	4.917	122.441	(193)	(10.26)	0	118.307	0	(9.33)	4.917	4.134	(193)	(1.887)
TOTALE DERIVATI SU COMMODITY	467.826	930.679	72.363	111.781	448.864	926.545	72.749	112.708	19.062	4.134	(193)	(1.887)

Si precisa che la Società analizza i contratti di compravendita di energia elettrica conclusi, al fine di individuare se gli stessi si qualificano come un contratto derivato da valutare ai sensi dello IAS 39 o se lo stesso, pur non configurandosi come un contratto derivato, contenga eventuali derivati impliciti che debbano essere valutati ai sensi dello IAS 39.

Al momento non sono emersi derivati impliciti da scorporare, mentre i contratti che si qualificano come derivati sono coerentemente valutati.

Nella seguente tabella sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai predetti strumenti finanziari derivati:

Migliaia di euro	Fair Value		Sireffificazione dei flussi di cassa attesi				
	al 31.12.2009	2010	2011	2012	2013	2014	oltre
Derivati Cash Flow Hedge:							
CFD a 2 vie con Enel Trade Spa	72.749	72.592	166	0	0	0	0
Derivati su commodity verso Enel Trade Spa	(637)	(637)	0	0	0	0	0
Totale derivati di CFH	72.112	71.955	166	0	0	0	0
Derivati Trading:							
CFD a 2 vie con Enel Trade Spa	0	0	0	0	0	0	0
Derivati su commodity verso Enel Trade Spa	(193)	(193)	0	0	0	0	0
Totale derivati di trading	(193)	(193)	0	0	0	0	0

AS
SW

Nella successiva tabella è indicato il fair value che tali contratti assumerebbero nel caso di un incremento e di un decremento del 10% dei prezzi delle commodity energetiche sottostanti il modello di valutazione dei prezzi dell'energia del mercato in Italia, nel caso dei CFD, e delle quotazioni dei fattori di rischio sottostanti, nel caso dei derivati su combustibili.

Migliaia di euro	Fair Value	
	al 31.12.2009	al 31.12.2008
Derivati Cash Flow Hedge:		
Decremento 10%	110.471	230.479
<i>CFD a 2 vie con Enel Trade Spa</i>	<i>72.749</i>	<i>122.194</i>
Incremento 10%	35.026	74.215
Decremento 10%	464	0
<i>Derivati su commodity verso Enel Trade Spa</i>	<i>(637)</i>	<i>0</i>
Incremento 10%	(1.737)	0
Totale derivati CFH	72.112	133.194
Derivati Trading:		
Decremento 10%	0	(86)
<i>CFD a 2 vie con Enel Trade Spa</i>	<i>0</i>	<i>(1.087)</i>
Incremento 10%	0	(606)
Decremento 10%	294	47.616
<i>Derivati su commodity verso Enel Trade Spa</i>	<i>(193)</i>	<i>43.356</i>
Incremento 10%	(680)	39.095
Totale derivati di trading	(193)	42.269
TOTALE DERIVATI SU COMMODITY	71.919	175.463

Rischio di credito

Enel Green Power Spa è caratterizzata da significative concentrazioni del rischio di credito verso entità del gruppo Enel. Nell'ambito della propria attività caratteristica la società impegna solo in via residuale linee di credito commerciali verso controparti esterne, rappresentate essenzialmente dal Gestore Servizi Energetici (GSE).

Un'indicazione quantitativa sintetica dell'esposizione massima al rischio di credito è desumibile dal valore contabile delle attività finanziarie espresse al lordo del relativo fondo svalutazione, cui si aggiungono gli strumenti finanziari derivati con fair value positivo.

Al 31 dicembre 2009 l'esposizione massima al rischio di credito ammonta a 394 milioni di euro (286 milioni di euro al 31 dicembre 2008) ed è così composta:

Milioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	Variazione
Crediti finanziari e titoli a medio e lungo termine	1	1	0
Attività finanziarie non correnti	0	50	(50)
Crediti commerciali	312	106	206
Crediti finanziari e titoli a breve termine	8	2	6
Attività finanziarie correnti	73	127	(54)
Totale	394	286	108

Rischio di liquidità

La gestione del rischio di liquidità è centralizzato presso la Tesoreria di Gruppo in Enel Spa che assicura l'adeguata copertura degli eventuali fabbisogni di liquidità non disponibili prontamente tramite i flussi di cassa generati dall'ordinaria attività. Data la dinamica dell'operatività, la strategia di Gruppo privilegia l'impiego di linee di credito dedicate.

La previsione dei fabbisogni di liquidità è determinata sulla base dei flussi di cassa previsti dall'ordinaria gestione aziendale.

Gestione del capitale proprio

Gli obiettivi della società nella gestione del capitale sono ispirati alla creazione di valore per l'Azionista, alla garanzia degli interessi degli stakeholders e alla salvaguardia della continuità aziendale, nonché al mantenimento di un adeguato livello di patrimonializzazione e di equilibrio finanziario, coerentemente con gli obiettivi strategici definiti dalla Capogruppo tesi a supportare efficientemente lo sviluppo dell'attività aziendale.

INFORMAZIONI SUL CONTO ECONOMICO

Ricavi

5.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni – Euro 1.050.723 migliaia

I ricavi delle vendite e delle prestazioni risultano così articolati:

Migliaia di euro

	2009	2008
Ricavi delle vendite e delle prestazioni:		
- da Terzi	898.220	104.256
GME Spa (Borsa)	474.680	78.015
Terna Spa (MSD - Sbilanciamento)	28.599	1.609
Acquirente Unico Spa (Contratti Bilaterali)	46.000	0
GSE Spa - CIP 6	154.534	7.394
GSE Spa - Impianti non rilevanti	23.892	2.317
Ricavi da Certificati Verdi	170.515	14.921
- da Società del Gruppo	138.009	0
Enel Produzione Spa (Contratti Bilaterali)	16.688	0
Enel Trade Spa (Contratti Bilaterali)	121.321	0
Ricavi da trasporto di energia elettrica	8.602	582
Ricavi da management fee e altri servizi di coordinamento	5.892	0
Totale	1.050.723	104.838

Come anticipato, Enel Green Power Spa ha stipulato con la società del Gruppo, Enel Produzione Spa, un contratto in base al quale la società opera per conto di Enel Green Power Spa sul Mercato dell'energia. Pertanto, pur avendo rilevato ricavi verso terzi per la vendita di energia, la Società regola finanziariamente tali partite con la società Enel Produzione Spa.

Enel Green Power Spa opera autonomamente per la sola cessione di energia per impianti CIP 6 al GSE le cui convenzioni scadranno a giugno 2010.

Nel 2009 Enel Green Power Spa ha venduto complessivamente 11.733 GWh principalmente in Borsa (7.951 GWh realizzando circa 503 milioni di euro).

Ha, inoltre, venduto energia tramite contratti bilaterali, principalmente alla società del gruppo Enel Trade Spa (1.673 GWh realizzando circa 121 milioni di euro di ricavi), all'Acquirente Unico Spa (636 GWh realizzando circa 46 milioni di euro di ricavi) e ad Enel Produzione Spa (244 GWh realizzando circa 17 milioni di euro di ricavi).

Infine, le vendite di energia elettrica a prezzo incentivato al GSE sono state pari a 1.229 GWh realizzando circa 179 milioni di euro, di cui 155 milioni di euro per CIP 6, comprensive di 18 milioni di euro di rettifiche positive relative agli esercizi precedenti.

La produzione di energia utile ai fini dell'assegnazione di Certificati Verdi è stata pari a 1.910 GWh per complessivi 171 milioni di euro ed è stata valorizzata come segue:

- 296 GWh a 89,85 €/MWh per complessivi 27 milioni di euro di vendita certificati verdi ad Enel Trade Spa effettuata nel mese di dicembre;
- 1.614 GWh a 89,17 €/MWh per complessivi 144 milioni di euro di ricavi attesi dalla vendita dei Certificati Verdi al GSE, valorizzati alla migliore stima del prezzo di ritiro 2010 calcolato in base al disposto della normativa vigente (media ponderata degli scambi avvenuti negli anni 2007-2009).

Tali ricavi sono attribuibili per 84 milioni di euro ai 938 GWh prodotti da impianti geotermoelettrici qualificati IAFR, per 44 milioni di euro ai 488 GWh da eolico e per 43 milioni di euro ai 484 GWh da impianti idroelettrici qualificati IAFR.

I ricavi per *management fee* e altri servizi di coordinamento sono rilevati nei confronti delle società estere rientranti nel perimetro della Divisione Energie Rinnovabili, in particolare verso le società del Centro e Sud America (3.430 migliaia di euro) e verso Enel North America Inc. (2.021 migliaia di euro). A seguito della riorganizzazione del Gruppo, infatti, Enel Spa fattura ad Enel Green Power Spa il costo per *management fee* e *service fee* attribuito all'intera Divisione Energie Rinnovabili; Enel Green Power Spa fattura quindi alle società della Divisione il costo per *management fee* e *service fee*, tenendo conto dei servizi prestati sia attraverso Enel Spa, sia da Enel Green Power Spa stessa ed addebitati alle varie società controllate sulla base di specifici contratti che prevedono parametri predefiniti per la determinazione dei corrispettivi.

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono così suddivisi per area geografica:

Migliaia di euro

	2009	2008
Italia	1.044.831	104.838
U.E.	441	0
Nord America	2.021	0
Centro e Sud America	3.430	0
Totale	1.050.723	104.838

5.b Altri ricavi – Euro 36.178 migliaia

Il dettaglio degli altri ricavi è riportato di seguito:

Migliaia di euro

	2009	2008
Altri ricavi da terzi	26.420	695
Contributi in Conto Esercizio	12.654	42
Rendita idroelettrica	3.400	0
Rimborsi da terzi	4.117	142
Proventi per cessione energia termica	3.836	387
Altri ricavi	2.413	124
Altri ricavi da società del Gruppo	9.758	770
Totale	36.178	1.465

I contributi in conto esercizio si riferiscono ai contributi riconosciuti alla Società a fronte di specifici accordi.

La rendita idroelettrica si riferisce all'integrazione dei ricavi riconosciuti dall'Autorità Energia Elettrica e il gas alla Società in base alla delibera arg/elt/63/09, come anticipato nel capitolo "Aspetti normativi e tariffari".

I rimborsi da terzi si riferiscono ai corrispettivi ricevuti da terzi (enti, consorzi e acquedotti) per l'attingimento dell'acqua dalle centrali idroelettriche e dai bacini di proprietà di Enel Green Power Spa.

I proventi per cessione energia termica sono rilevati a fronte di contratti per teleriscaldamento con privati, aziende ed enti pubblici (il vapore geotermico non utilizzato per produrre energia elettrica viene utilizzato per riscaldare aziende e abitazioni).

Gli altri ricavi da società del gruppo si riferiscono per 4.287 migliaia di euro al riaddebito dei costi del personale principalmente verso la società del Centro e Sud America (2.516 migliaia di euro) e dell'area Nord America (1.128 migliaia di euro); accolgono, inoltre, per 1.790 migliaia di euro i ricavi verso la controllata Portoscuso Energia Srl per i servizi di ingegneria e per lo sviluppo e la progettazione definitiva ed esecutiva per il progetto eolico sito in Portoscuso.



Costi

Comprende le seguenti voci:

6.a Materie prime e materiali di consumo – Euro 30.278 migliaia

Il dettaglio degli acquisti è riportato nel prospetto seguente:

Migliaia di euro

	2009	2008
Acquisto energia:	9.034	204
- da terzi	4.099	189
- da società del Gruppo	4.935	15
Acquisto materiali e apparecchi non destinati a magazzino	11.349	980
Acquisto materiali e apparecchi destinati a magazzino	9.694	969
Altri acquisti di materie prime e materiali di consumo	201	193
Totale	30.278	2.346
<i>di cui capitalizzati</i>	<i>(5.720)</i>	<i>(619)</i>

Gli acquisti energia da società del gruppo si riferiscono principalmente all'energia acquistata da Enel Energia Spa (3.782 migliaia di euro) per il funzionamento dei servizi ausiliari di centrale, direttamente o indirettamente connessi alla produzione di energia elettrica, per i servizi di illuminazione e per la forza motrice.

Gli acquisti energia da terzi si riferiscono sostanzialmente all'energia acquistata dal GME Spa (1.646 migliaia di euro) e da Terna Spa (2.451 migliaia di euro).

L'acquisto dei materiali non destinati a magazzino si riferisce per 6.755 migliaia di euro all'acquisto di reagenti per il funzionamento degli impianti di produzione (in particolare, idrato di sodio per gli impianti Amis) e per 4.594 migliaia di euro a materiali vari principalmente destinati al mantenimento ed alla manutenzione degli impianti di produzione.

L'acquisto dei materiali destinati a magazzino si riferisce a parti di ricambio per impianti di produzione geotermica (3.231 migliaia di euro), a parti di ricambio per impianti di perforazione geotermica (1.392 migliaia di euro), ad altri materiali di consumo geotermico (3.855 migliaia di euro) e ad altri materiali (1.216 migliaia di euro).

6.b Servizi – Euro 156.128 migliaia

La voce è composta da costi per servizi, pari a euro 122.330 migliaia, e da costi per godimento beni di terzi, pari a euro 33.798 migliaia, come evidenziato nel prospetto seguente:

Migliaia di euro

	2009	2008
Servizi da società del Gruppo	67.639	8.179
Enel Spa	25.367	4.887
Enel Servizi Srl	19.506	1.856
Enel Produzione Spa	15.938	1.349
Enel Ingegneria e Innovazione Spa	4.806	0
Altre società del gruppo	2.022	87
Godimento beni di terzi (società del Gruppo)	3.131	211
Servizi da terzi	54.691	3.249
Lavori di manutenzione e riparazione	20.138	1.569
Corrispettivi di Borsa	7.530	59
Consulenze tecniche e specialistiche	5.259	411
Prestazioni professionali e tecniche	4.464	77
Servizi e altre spese connesse al personale	3.364	140
Oneri accesso alla rete	2.911	247
Costi per assicurazioni	2.795	0
Spese telefoniche e postali	2.166	275
Altri costi per servizi	6.064	471
Godimento beni di terzi	30.667	2.519
Totale	156.128	14.158

I costi per servizi da Enel Spa si riferiscono ai contratti stipulati con la controllante relativi alle management fee (11.226 migliaia di euro), alla comunicazione e alle pubbliche relazioni (3.395 migliaia di euro), al *financial service*, al marchio e ad altre prestazioni (10.746 migliaia di euro).

I costi per servizi da Enel Servizi Srl si riferiscono ai contratti stipulati con la società di servizi del Gruppo relativi al global service (3.875 migliaia di euro), ai servizi informatici (3.839 migliaia di euro), al service amministrativo (3.245 migliaia di euro), al service degli acquisti (2.917 migliaia di euro), all'amministrazione del personale (2.718 migliaia di euro), ai servizi di ristorazione (1.409 migliaia di euro) e ad altri servizi (1.503 migliaia di euro).

I costi per servizi da Enel Produzione Spa si riferiscono principalmente ai servizi di *energy management* effettuati.

I costi per servizi da Enel Ingegneria e Innovazione si riferiscono alle prestazioni effettuate dalla società del gruppo sulla base di specifici contratti stipulati nel corso del 2009.

I costi per servizi da terzi accolgono per 20.138 migliaia di euro i costi per lavori di manutenzione e riparazione e per la realizzazione degli impianti di terzi (appalti per opere idrauliche, meccaniche, elettriche ed elettromeccaniche); accolgono, inoltre, i seguenti costi:

- fee e corrispettivi per il diritto di utilizzo di capacità di trasporto a GME Spa (6.977 migliaia di euro);
- corrispettivi per prestazioni professionali e tecniche e consulenze strategiche, di direzione e organizzazione aziendale (complessivamente pari a 9.723 migliaia di euro);
- costi per servizi connessi al personale, principalmente spese di viaggio e trasferte (2.778 migliaia di euro);
- oneri accesso alla rete dovuti a Terna Spa per il servizio di trasmissione dell'energia in proporzione all'energia prodotta e immessa nella rete, come disposto dall'art. 16 della delibera n.228/01 (2.911 migliaia di euro).
- premi assicurativi per polizze di varia natura connesse alla copertura dei rischi, principalmente per rischio incendio (1.504 migliaia di euro);
- spese telefoniche verso Wind Telecomunicazioni Spa (2.161 migliaia di euro).

I costi per godimento beni di terzi (30.667 migliaia di euro) si riferiscono principalmente ai canoni di derivazione acque, ai canoni demaniali e ai sovraccanoni bacini imbriferi montani (BIM) e rivieraschi dovuti agli enti pubblici locali a fronte di concessioni di utilizzo di acque pubbliche a scopo idroelettrico (28.160 migliaia di euro).

6.c Costo del personale – Euro 122.199 migliaia

Nel prospetto seguente è riportato il dettaglio del costo del personale:

Migliaia di euro		
	2009	2008
Salari e stipendi	79.786	5.439
Oneri sociali	24.407	1.518
Trattamento di fine rapporto	4.840	535
Altri costi	13.166	(3.679)
Totale	122.199	3.813
<i>di cui capitalizzati</i>	<i>(16.138)</i>	<i>(1.187)</i>

Gli oneri sociali sono così composti:

Migliaia di euro		
	2009	2008
Oneri sociali su benefici a breve termine	23.197	1.412
INAIL	1.016	85
INPS	22.181	1.327
Oneri sociali su programmi a contributi definiti	1.210	106
ASDE	12	2
FONDENEL	262	10
FISDE	94	0
FOPEN	842	94
Totale	24.407	1.518

HP

Gli altri costi del personale del 2009 accolgono per 9.624 migliaia di euro gli oneri per incentivi all'esodo del personale. Al 31 dicembre 2008 i costi del personale beneficiavano per 3.822 migliaia di euro della sopravvenienza attiva rilevata sul fondo esodo incentivato che era stato trasferito nell'ambito della scissione da Enel Produzione Spa e che era risultato eccedente. Nel prospetto che segue è evidenziata la consistenza media dei dipendenti per categoria di appartenenza, nonché la consistenza effettiva al 31 dicembre 2009.

	Consistenza			
	media	Finale	media	Finale
	2009		2008	
Dirigenti	40	44	13	13
Quadri	171	195	100	99
Impiegati	727	759	677	675
Operai	688	670	702	697
Totale	1.626	1.668	1.492	1.484

6.d Ammortamenti e perdite di valore – Euro 304.691 migliaia

La voce è così composta:

Migliaia di euro		
	2009	2008
Ammortamenti attività materiali	299.855	25.578
Ammortamenti attività immateriali	228	7
Perdite di valore	4.608	0
Totale	304.691	25.585

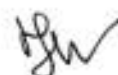
Gli ammortamenti delle attività materiali si riferiscono agli impianti di produzione per 274.340 migliaia di euro, ai fabbricati per 22.751 migliaia di euro e ad altre attività materiali per 2.764 migliaia di euro.

Le perdite di valore del 2009 si riferiscono alla svalutazione di alcuni crediti rilevati tra le altre attività correnti.

6.e Altri costi operativi – Euro 40.294 migliaia

Gli altri costi operativi risultano così composti:

Migliaia di euro		
	2009	2008
Accantonamenti netti a fondi per rischi ed oneri	7.719	1.847
Contributi e quote associative	25.627	1.253
Imposte e tasse	3.614	452
Minusvalenze	1.339	239
Emolumenti al Collegio Sindacale	103	100
Altri costi operativi	1.892	35
Totale	40.294	3.926



Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi riflettono gli accantonamenti effettuati principalmente per il fondo vertenze (9.999 migliaia di euro) e per i possibili contenziosi in materia di Imposta Comunale sugli Immobili (ICI) (3.902 migliaia di euro) ed il rilascio del fondo costituito nel 2007 a garanzia del buon funzionamento della centrale Berlin III (7.417 migliaia di euro); in particolare, Enel Green Power era responsabile delle eventuali forniture di ricambi e/o riparazioni per i primi due anni di esercizio della centrale e, al 31 dicembre 2009, scaduti i termini per tali garanzie, si è proceduto al rilascio del fondo.

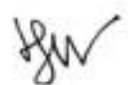
I contributi e le quote associative si riferiscono principalmente ad importi riconosciuti a Comuni, Province e Regioni, sedi di centrali, sulla base di specifici accordi tra le parti.

In particolare, accolgono i contributi riconosciuti alla Regione Toscana nell'ambito dell'Accordo Volontario Attuativo del Protocollo di Intesa stipulato tra Enel e la Regione Toscana che prevede un contributo a carico di Enel Green Power Spa calcolato in funzione della produzione complessiva dell'anno precedente.

Le imposte e tasse si riferiscono per 2.584 migliaia di euro all'Imposta Comunale sugli Immobili e per 1.030 migliaia ad altre imposte.

6.f Costi per lavori interni capitalizzati – Euro (21.858) migliaia

Gli oneri capitalizzati si riferiscono per 16.138 migliaia di euro a costi del personale (1.187 migliaia di euro nel 2008) e per 5.720 migliaia di euro a costi per materiali (619 migliaia di euro nel 2008).



7. Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity – Euro 117.842 migliaia

La voce si riferisce per 125.012 migliaia di euro a proventi e per 7.170 migliaia di euro ad oneri derivanti dalla gestione del rischio commodity, come esposto nel prospetto seguente:

Migliaia di euro		
	2009	2008
Proventi realizzati su derivati:	168.769	12.942
di trading - non copertura su cambio commodity	411	0
di trading - non copertura su prezzo commodity	34.414	12.942
CFH - copertura prezzo commodity	133.944	0
Rettifiche di proventi da valutazione a.p. per partite chiuse nell'anno su derivati:	(44.147)	0
di trading - non copertura su cambio commodity	(791)	0
di trading - non copertura su prezzo commodity	(43.356)	0
Proventi da valutazione su derivati:	390	12.815
di trading - non copertura su cambio commodity	390	12.815
Totale proventi da gestione rischio commodity	125.012	25.757

Migliaia di euro		
	2009	2008
Oneri realizzati su derivati di trading e non copertura su prezzo commodity	(13.106)	(2.265)
di trading - non copertura su cambio commodity	(6.457)	0
di trading - non copertura su prezzo commodity	(433)	(2.265)
CFH - copertura prezzo commodity	(6.216)	0
Rettifiche di oneri da valutazione a.p. per partite chiuse nell'anno:	6.129	0
di trading - non copertura su cambio commodity	5.042	0
di trading - non copertura su prezzo commodity	1.087	0
Oneri da valutazione:	(193)	(5.435)
di trading - non copertura su prezzo commodity	(193)	0
CFH - copertura prezzo commodity	0	(5.435)
Totale oneri da gestione rischio commodity	(7.170)	(7.700)

I proventi netti derivanti dalla gestione del rischio *commodity* si riferiscono per 155.663 migliaia di euro a proventi netti realizzati su contratti derivati su *commodity* chiusi al 31 dicembre 2009, per 38.018 migliaia di euro a oneri netti per rettifiche di proventi da valutazione relativi ad anni precedenti e per 197 migliaia di euro a proventi netti da valutazione di contratti derivati su *commodity* in essere al 31 dicembre 2009.

I contratti sono tutti posti in essere con la società del Gruppo Enel Trade Spa per la parte relative alla *commodity* e con Enel Spa per la copertura del rischio connesso alla differenza cambi, in quanto i contratti di copertura con Enel Trade Spa sono stipulati in dollari.



8. Proventi da partecipazioni - Euro 14.596 migliaia

I proventi da partecipazioni si riferiscono esclusivamente ai dividendi, relativi agli esercizi 2007 e 2008, percepiti dalla società La Geo Sa de Cv (partecipata da Enel Green Power Spa al 36,2%).

9. Proventi/(Oneri) finanziari netti- Euro (83.795) migliaia

Il dettaglio è di seguito esposto:

Migliaia di euro

	2009	2008
Proventi finanziari:	3.083	67
Differenze positive di cambio	1.322	0
Proventi finanziari da strumenti derivati	1.132	48
Altri interessi attivi e proventi finanziari da terzi	629	19
Oneri finanziari:	(86.878)	(8.816)
Differenze negative di cambio	(2.319)	(260)
Oneri finanziari da strumenti derivati	(5.470)	(124)
Altri interessi passivi ed oneri finanziari	(79.089)	(8.432)
Totale proventi (oneri) finanziari	(83.795)	(8.749)

Gli oneri finanziari si riferiscono per 71.348 migliaia di euro agli interessi maturati sul conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante Enel Spa.

Gli oneri netti relativi agli strumenti derivati su tassi e cambi risultano pari a 4.388 migliaia di euro.

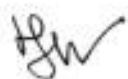
10. Imposte - Euro 182.279 migliaia

Il dettaglio delle imposte è esposto nel prospetto seguente:

Migliaia di euro

	2009	2008
Imposte correnti	205.112	22.116
Imposte anticipate	(26.262)	1.125
Imposte differite	3.429	3.320
Totale	182.279	26.561

Le imposte correnti, determinate applicando le aliquote in vigore per l'anno di imposta 2009 (27,5% per l'IRES e 4,07% per l'IRAP), sono pari a 205.112 migliaia di euro e comprendono l'effetto dell'applicazione dell'addizionale IRES (6,5%, la c.d. "Robin Tax"), pari a 34.438 migliaia di euro, e una rettifica positiva per imposte relative all'esercizio precedente, pari a 5.395 migliaia di euro, di cui 2.417 migliaia di euro riferibili alla rettifica per minori imposte dovute dalla branch presente in El Salvador.



Le imposte differite attive e passive, rilevate direttamente a patrimonio netto, complessivamente pari a 22.829 migliaia di euro, sono relative alle variazioni di fair value di derivati CFD a due vie (22.069 migliaia di euro) e di variazioni di fair value di derivati di copertura su tassi CFH (760 migliaia di euro).

Per il commento delle imposte anticipate e differite si rimanda agli appositi paragrafi dello Stato Patrimoniale.

Nel seguente prospetto è esposta la riconciliazione tra onere fiscale effettivo e teorico, determinato applicando al risultato ante imposte l'aliquota fiscale vigente nell'esercizio:

Migliaia di euro

	2009		2008	
<i>Risultato ante imposte</i>	503.812		67.590	
<i>Imposte teoriche IRES</i>	136.856	27,5%	19.207	27,5%
<i>Effetto Robin Tax</i>	34.436	6,5%	3.098	5,5%
<i>Differenze permanenti e partite minori</i>	(13.991)	(2,8%)	727	1,1%
<i>Differenze su stime anni precedenti</i>	(5.395)	(1,1%)	0	0,0%
<i>IRAP</i>	30.368	6,0%	3.529	5,2%
Totale Imposte sul reddito	182.278	36,2%	26.561	39,3%

L'incidenza fiscale effettiva dell'esercizio 2009 è pari al 36%.

INFORMAZIONI SULLO STATO PATRIMONIALE

Attivo

Attività non correnti

11. Immobili, impianti e macchinari – Euro 4.782.923 migliaia

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi all'esercizio sono di seguito rappresentati:

Migliaia di euro

	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinario	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Migliorie su immobili di terzi	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Costo originario	1.071.786	6.233.492	25.156	46.543	492	373.130	7.750.639
Fondo ammortamento	(245.274)	(2.750.488)	(21.655)	(39.272)	(79)	0	(3.056.768)
Apparto di bilancio al 1° dicembre 2008	826.512	3.483.004	3.540	7.271	413	373.130	4.693.870
di cui Beni gratuitamente devolvibili		817.444					817.444
Investimenti	50	2.303	60	31	0	75.714	78.158
Disinvestimenti	(6)	(231)	0	(3)	0	0	(239)
Passaggi in esercizio	155	7.253	0	0	0	(7.400)	0
Ammortamenti	(1.897)	(23.494)	(71)	(136)	0	0	(25.578)
Totale variazioni	(1.698)	(14.169)	(11)	(86)	0	68.306	52.342
di cui Beni gratuitamente devolvibili							
Valore di bilancio	1.071.981	6.239.226	25.244	46.572	492	441.436	7.824.951
Fondo ammortamento	(247.167)	(2.770.391)	(21.735)	(39.388)	(79)	0	(3.078.741)
Consistenza al 31 dicembre 2008	824.814	3.468.835	3.528	7.184	413	441.436	4.746.210
di cui Beni gratuitamente devolvibili		814.660					814.660
Investimenti	11.599	72.752	432	1.096	0	255.314	341.143
Disinvestimenti	(1.032)	(5.809)	(10)	(14)	0	0	(6.865)
Riclassifiche	0	0	0	0	0	0	0
Passaggi in esercizio	13.800	80.082	0	276	0	(94.158)	0
Ammortamenti	(22.751)	(274.236)	(815)	(1.452)	(5)	0	(299.260)
Altri movimenti	0	1.695	0	0	0	0	1.695
Totale variazioni	1.606	(125.516)	(394)	(134)	(5)	161.156	36.713
di cui Beni gratuitamente devolvibili		(31.764)					(31.764)
Valore di bilancio	1.085.688	6.371.359	25.613	46.743	492	602.592	8.142.483
Fondo ammortamento	(269.268)	(3.038.027)	(22.479)	(39.692)	(84)	0	(3.359.560)
Consistenza al 31 dicembre 2009	826.419	3.343.318	3.135	7.851	408	602.592	4.782.923
di cui Beni gratuitamente devolvibili		782.896					782.896

L'incremento degli immobili, impianti e macchinari di 36.713 migliaia di euro rispetto al valore del 31 dicembre 2008 (4.746.210 migliaia di euro) è attribuibile sostanzialmente al saldo netto tra gli investimenti (341.143 migliaia di euro), gli ammortamenti (299.260 migliaia di euro) ed i disinvestimenti dell'esercizio (6.865 migliaia di euro).

La voce Impianti e macchinario si riferisce principalmente agli impianti di produzione idroelettrici, geotermici ed eolici.

Handwritten signature

Nella seguente tabella vengono riportati i valori netti al 31 dicembre 2009 e al 31 dicembre 2008 degli immobili, impianti e macchinari in base alla natura:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2009	al 31.12.2008	Variazione
Terreni e fabbricati	826.419	824.814	1.605
Impianti di produzione:			
- idroelettrici	1.630.522	1.685.486	(54.964)
- geotermoelettrici	1.309.844	1.406.705	(96.861)
- eolici	400.891	374.402	26.489
- altri	2.061	2.242	(181)
Totale impianti di produzione	3.343.318	3.468.835	(125.517)
Attrezzature e altri beni	10.186	10.712	(526)
Totale beni in esercizio	4.179.923	4.304.361	(124.438)
Milioni su immobili di terzi	408	413	(5)
Immobilizzazioni in corso e acconti	602.592	441.436	161.156
TOTALE	4.782.923	4.746.210	36.713
- di cui beni gratuitamente devolvibili	782.896	814.660	(31.764)

La voce "immobilizzazioni in corso e acconti" risulta così composta:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2009	al 31.12.2008	Variazione
Terreni e fabbricati	1.577	553	1.024
Impianti di produzione:			
- idroelettrici	62.493	37.148	25.345
- geotermoelettrici	167.231	138.271	28.960
- eolici	259.974	232.016	27.958
- altri	917	942	(25)
Totale impianti di produzione	490.615	408.377	82.238
Attrezzature e altri beni	5.500	2.658	2.842
Totale beni in esercizio	497.692	411.588	86.104
Acconti	104.900	29.848	75.052
TOTALE	602.592	441.436	161.156

Nel seguito vengono sintetizzati per tipologia gli investimenti effettuati:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2009	al 31.12.2008	Variazione
Impianti di produzione:			
- idroelettrici	47.336	2.730	44.606
- geotermoelettrici	132.347	26.316	106.031
- eolici	80.198	20.441	59.757
- altri	292	17	275
Totale impianti di produzione	260.173	49.504	210.669
Attrezzature e altri beni	5.918	261	5.657
Totale beni in esercizio	266.091	49.765	216.326
Acconti	75.052	28.393	46.659
TOTALE	341.143	78.158	262.985
- di cui beni gratuitamente devolvibili	5.176	419	4.757

hw

12. Attività immateriali – Euro 2.802 migliaia

Le attività immateriali, tutte a vita utile definita, sono così costituite:

Migliaia di euro			
	Software tutelati	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Costo originario	892	898	1.388
Fondo ammortamento	(692)	0	(692)
Apporto di scissione al 1° dicembre 2008	0	696	696
Investimenti	222	192	414
Ammortamenti	(6)	0	(6)
Totale variazioni	216	192	408
<i>di cui Beni gratuitamente devolvibili</i>			
Valore di Bilancio	914	888	1.602
Fondo ammortamento	(698)	0	(698)
Consistenza al 31 dicembre 2008	216	888	1.104
Investimenti	1.920	0	1.920
Ammortamenti	(223)	0	(223)
Totale variazioni	1.697	0	1.697
Valore di Bilancio	2.835	888	3.723
Fondo ammortamento	(921)	0	(921)
Consistenza al 31 dicembre 2009	1.914	888	2.802

I Software tutelati sono costituiti in prevalenza da software per supportare esigenze gestionali e Software necessari per adeguamenti a standard aziendali.

Le immobilizzazioni in corso e acconti si riferiscono a costi capitalizzati per la realizzazione di sistemi informativi finalizzati a supportare esigenze gestionali.

13. Attività (passività) per imposte anticipate (differite) – Euro 75.126 migliaia ed euro (34.444) migliaia

Le "Attività per imposte anticipate" sono determinate applicando le aliquote fiscali in vigore alla data in cui la differenza temporanea che le ha generate si riverserà ed ammontano a 75.126 migliaia di euro (30.152 migliaia di euro al 31 dicembre 2008).

L'incremento delle attività per imposte anticipate di 44.973 migliaia di euro riflette essenzialmente la rilevazione di ammortamenti civilistici superiori alla quota fiscalmente deducibile degli impianti oggetto del conferimento in data 1° dicembre 2008; in particolare, si precisa che 17.709 migliaia di euro sono stati iscritti in contropartita di un debito verso Enel Produzione Spa in quanto relativo a differenze già esistenti alla data del conferimento ed i cui termini e modalità di regolamento saranno definite nel corso del 2010.

Il valore delle imposte anticipate al 31 dicembre 2009 è stato determinato applicando le aliquote stabilite dalla Legge Finanziaria 2009 e dal D.L.112/2008: per l'IRES il 34% (tenuto conto dell'addizionale IRES del 6,5%) e per l'IRAP il 4,07%.

Le "Passività per imposte differite", complessivamente pari a 34.444 migliaia di euro, si movimentano di 18.397 migliaia di euro decrementandosi essenzialmente per effetto della variazione di fair value di derivati di copertura CFD a due vie (21.827 migliaia di euro), con imputazione a patrimonio netto.

Nel seguito vengono dettagliati i movimenti delle "Imposte anticipate" e delle "Imposte differite" per tipologia di differenze temporanee, determinati sulla base delle aliquote fiscali vigenti:

Relazione e Bilancio di Enel Green Power Spa al 31 dicembre 2009 – Bilancio di esercizio

Migliaia di euro

	al 31.12.2008		Incrementi con imputazione a		Decrementi con imputazione a		Effetto variazione aliquote fiscali/introduzione nuove imposte con imputazione a		Altri movimenti al 31.12.2009	
	Conto economico	Patrimonio Netto	Conto economico	Patrimonio Netto	Conto economico	Patrimonio Netto	Conto economico	Patrimonio Netto		
Attività per imposte sul reddito anticipate:										
Accantonamenti per rischi e oneri a deducibilità differita	19.568	6.699	0	(9.407)	0	473	0	0	17.333	
Anticipo di attività materiali e immateriali a deducibilità differita	1.447	29.419	0	(2.728)	0	36	0	17.709	45.883	
TPR e altri benefici ai dipendenti	5.314	3.011	0	(1.401)	0	161	0	0	7.085	
Strumenti finanziari derivati	3.823	0	2.516	0	(1.630)	0	116	0	4.825	
Totale	30.152	39.129	2.516	(13.536)	(1.630)	670	116	17.709	75.126	
Passività per imposte sul reddito differite:										
Differenze relative ad attività materiali ed immateriali	3.319	3.359	0	(30)	0	101	0	0	6.749	
Strumenti finanziari derivati	49.522	0	8.467	0	(31.479)	0	1.185	0	27.695	
Totale	52.841	3359	8467	(30)	(31.479)	101	1.185	0	34.444	

14. Partecipazioni – Euro 2.215.340 migliaia

Il prospetto di seguito riportato evidenzia i movimenti intervenuti nell'esercizio per ciascuna partecipazione, con i corrispondenti valori di inizio e fine esercizio, nonché l'elenco delle partecipazioni possedute nelle società controllate e collegate:

Migliaia di euro	Valore a bilancio al 31.12.2008	Quota di possesso %	Acquisizioni	Ricapitalizzazione/ Ripatrimonializzazione	Rettifiche di valore	Valore a bilancio al 31.12.2009	Quota di possesso %
Partecipazioni in società controllate:							
Enel Green Power International Bv	0	0,0%	1.690.001	385.000	0	2.075.001	100,0%
Enel Si Srl	0	0,0%	9.220	0	0	9.220	100,0%
Geotermica Nicaraguense Sa	2.188	60,0%	0	0	0	2.188	60,0%
Renovables de Guatemala	0	0,0%	44.000	0	7.160	51.160	51,0%
Portoscuso Energia Srl	2.384	100,0%	0	1.000	0	2.384	100,0%
Partecipazioni in società collegate:							
La Geo Sa de Cv	75.387	38,2%	0	0	0	75.387	38,2%
TOTALE	78.499		1.743.221	386.000	7.160	2.215.340	

Come già anticipato, Enel Green Power Spa ha acquistato con efficacia 1° gennaio 2009 le partecipazioni in Enel Green Power International Bv da Enel Investment Holding Bv (1.690 milioni di euro) ed in Enel Si Srl da Enel Spa (9 milioni di euro).

Inoltre, con riferimento alla partecipazione in Enel Green Power International Bv, si evidenzia che nel corso del 2009 Enel Green Power ha effettuato versamenti complessivamente pari a 385 milioni di euro a titolo di *share premium contribution*.

A novembre 2009 si è perfezionato l'acquisto del 51% della società Renovables de Guatemala, come anticipato negli Eventi di rilievo, pari a 44.000 migliaia di euro ed è stato rilevato il diritto di opzione per l'acquisto della quota detenuta dalla Simest (8,8%) per un importo pari a 7.160 migliaia di euro; inoltre, Enel Green Power Spa possiede indirettamente tramite la controllata Enel Green Power International BV il 40% della società Renovables de Guatemala.

Nel corso del 2009 Enel Green Power Spa ha, inoltre, ripatrimonializzato la società controllata Portoscuso Energia Srl per un importo pari a 1 milione di euro.

Nel prospetto che segue è riportato l'elenco delle partecipazioni in imprese controllate e collegate al 31 dicembre 2009:

Migliaia di euro	Sede Legale	Valuta	Capitale sociale	Patrimonio netto	Utile/(Perdita) ultimo esercizio	Quota di possesso %	Valore a bilancio
Partecipazioni in società controllate:							
Enel Green Power International Bv	Olanda	Euro	244.532	2.085.813	(3.324)	100%	2.075.001
Enel Si Srl	Italia	Euro	5.000	15.309	4.310	100%	9.220
Geotermica Nicaraguense Sa	Nicaragua	Euro	3.193	(623)	(1.677)	60,00%	2.188
Renovables de Guatemala	Guatemala	Euro	69.447	88.605	(783)	51%	51.160
Portoscuso Energia Srl	Italia	Euro	10	761	(248)	100%	2.384
Partecipazioni in società collegate:							
La Geo Sa de Cv	El Salvador	Euro	146.742	195.944	37.384	38,20%	75.387
TOTALE PARTECIPAZIONI							2.215.340

Handwritten signature

15. Crediti finanziari e titoli a medio e lungo termine – Euro 1.437 migliaia

I crediti finanziari e titoli a medio e lungo termine comprendono esclusivamente prestiti a dipendenti a medio e a lungo termine, riconosciuti ai tassi di mercato, erogati a fronte dell'acquisto della prima casa o per gravi necessità familiari; tali prestiti vengono rimborsati dai dipendenti in base a prestabiliti piani di ammortamento.

Si evidenzia che nel bilancio 2008 tali prestiti ai dipendenti erano esposti nella voce "Attività finanziarie non correnti".

16. Attività finanziarie non correnti – Euro 166 migliaia

Le attività finanziarie non correnti, pari a 166 migliaia di euro, si riferiscono a derivati di cash flow hedge su commodity relativi a contratti finanziari per differenza stipulati con Enel Trade Spa in scadenza oltre il 2010 (50.507 migliaia di euro al 31 dicembre 2008).

Nella tabella che segue sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei contratti derivati, suddivisi per tipologia di contratti e per designazione:

Migliaia di euro	Nozionale		Fair value		Variazione fair value
	31.12.2009	31.12.2008	31.12.2009	31.12.2008	
Derivati cash flow hedge:					
Contratti per differenza a due vie	2.869	244.245	166	50.507	(50.341)
Totale derivati di CFH	2.869	244.245	166	50.507	(50.341)

Nella tabella che segue sono riepilogati i saldi del *fair value* dei derivati non correnti, suddivisi in funzione del criterio di misurazione.

Migliaia di euro	al 31.12.2009	Livello 1	Livello 2	Livello 3
		(prezzi quotati non aggiustati)	(stima con dati osservabili)	(stima con dati non osservabili)
Contratti per differenza a due vie	166	0	166	0
Totale	166	0	166	0

17. Altre attività non correnti – Euro 2.189 migliaia

La composizione della voce è la seguente:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2009	al 31.12.2008	Variazione
Depositi in contanti presso terzi	1.115	58	1.057
Acconti su partecipazioni	1.000	1.000	0
Altri crediti diversi	56	0	56
Depositi cauzionali attivi	18	24	(6)
Totale	2.189	1.082	1.107

I depositi in contanti presso terzi sono legati a pratiche amministrative in corso o a contratti di durata pluriennale, destinati ad essere utilizzati durevolmente (depositi versati a Comuni, Poste Italiane, Uffici del Registro).

Gli acconti su partecipazioni si riferiscono alle attività avviate per l'acquisto dell'intera partecipazione delle società De.Di Srl. Tale acquisizione rientra nell'ambito dello sviluppo di progetti per la generazione di energie da fonti rinnovabili. La società De.Di Srl, con sede legale in Capua (CE), è titolare di due progetti eolici, in corso di sviluppo, in provincia di Caserta, il primo di 40 MW di capacità nei comuni di Pontelatone e Camigliano (denominato Parco Eolico Pontelatone), ed il secondo di 18 MW di capacità nei comuni Giano Vetusto, Monte Verna e Castel di Sasso (denominato Parco Eolico Monte Verna).

Attività correnti

18. Rimanenze – Euro 12.943 migliaia

La composizione della voce è la seguente:

Migliaia di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	Variazione
Materiali ed apparecchi	12.819	11.479	1.340
Altre scorte	96	89	7
Acconti per magazzino	28	0	28
Totale	12.943	11.568	1.375

Le rimanenze si riferiscono per 11.416 migliaia di euro al magazzino geotermico, per 1.509 migliaia di euro al magazzino eolico e per 18 migliaia di euro al magazzino idroelettrico.

19. Crediti commerciali – Euro 312.260 migliaia

La composizione di tale voce è la seguente:

Migliaia di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	Variazione
Clienti terzi:			
- vendita/trasporto di energia elettrica	165.738	25.210	140.528
- altri crediti	6.776	802	6.174
Totale	172.514	25.812	146.702
Società del Gruppo:			
Crediti commerciali verso altre società del Gruppo			
Enel Produzione Spa	82.436	79.919	2.517
Enel Trade Spa	38.610	0	38.610
Area Centro e Sud America	6.989	60	6.929
Enel Distribuzione Spa	6.771	4	6.767
Enel North America Inc.	3.593	360	3.233
Altre società del gruppo Enel	1.347	86	1.281
Totale	139.746	80.409	59.337
Totale	312.260	106.221	206.039

I crediti verso terzi, pari a 172.514 migliaia di euro (25.812 migliaia di euro al 31 dicembre 2008), si riferiscono per 143.917 migliaia di euro alla vendita energia per certificati verdi (15.410 migliaia di euro al 31 dicembre 2008), per 3.968 migliaia di euro alla vendita energia all'Acquirente Unico, per 13.234 migliaia di euro alla vendita di energia da impianti non rilevanti (2.317 migliaia di euro al 31 dicembre 2008), per 4.498 migliaia di euro alla vendita di energia

prodotta da impianti CIP6 (7.394 migliaia di euro al 31 dicembre 2008) e alla vendita di energia e ad altri crediti per 6.897 migliaia di euro (691 migliaia di euro al 31 dicembre 2008).

La variazione dei crediti verso le altre società del gruppo si riferisce all'incremento dei crediti in essere verso Enel Trade Spa (38.610 migliaia di euro per ricavi energia e per certificati verdi), verso Enel Distribuzione Spa (6.767 migliaia di euro), verso le società dell'area Centro e Sud America (6.929 migliaia di euro per management fee e personale distaccato), verso Enel Produzione Spa (2.517 migliaia di euro principalmente per la vendita al GME che viene regolata con Enel Produzione) e a crediti per fatture da emettere verso le società estere per management fee.

Nella seguente tabella si riportano i crediti commerciali suddivisi per area geografica:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2009	al 31.12.2008	Variazione
Clienti:			
Italia	300.593	105.801	194.792
U.E.	1.084	0	1.084
Extra U.E.	10.583	420	10.163
Totale	312.260	106.221	206.039

20. Crediti finanziari e titoli a breve termine – Euro 7.714 migliaia

La composizione di tale voce è la seguente:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2009	al 31.12.2008	Variazione
Crediti finanziari e titoli a breve termine verso controllate:	7.539	2.328	5.211
Geotermica Nicaraguense Sa	7.539	2.328	5.211
Crediti finanziari e titoli a breve termine verso terzi:	175	125	50
Quota corrente prestiti a dipendenti per acquisto alloggio	129	104	25
Quota corrente prestiti a dipendenti per necessità familiari	46	21	25
Totale	7.714	2.453	5.261

I crediti finanziari verso la società Geotermica Nicaraguense si riferiscono ai finanziamenti erogati alla stessa al fine di dotarla dei mezzi finanziari necessari allo sviluppo dei due progetti di El Hoyo – Monte Galan e Managua-Chillipete ove la società è titolare di concessioni geotermiche.

I crediti finanziari verso terzi si riferiscono alla quota a breve dei prestiti ai dipendenti esposti nella voce "Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine".

21. Attività finanziarie correnti – Euro 72.761 migliaia

La composizione di tale voce è la seguente:

Migliaia di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	Variazione
Crediti finanziari verso controllante:	144	791	(647)
Derivati su tasso di cambio	144	0	144
Derivati su cambio connesso a commodity energetiche	0	791	(791)
Crediti finanziari verso altre società del Gruppo:	72.617	126.060	(53.443)
Enel Trade per derivati CFD	72.583	82.687	(10.104)
Enel Trade per derivati su commodity	0	43.356	(43.356)
Geotermica Nicaraguense Sa	34	17	17
Totale	72.761	126.851	(54.090)

La riduzione delle attività finanziarie correnti riflette sostanzialmente i minori crediti in essere verso Enel Trade Spa per la valorizzazione dei derivati di CFH e su commodity, con una riduzione di 53.460 migliaia di euro.

Nella tabella che segue sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei Contratti derivati al 31 dicembre 2009, suddivisi per tipologia di contratto e per designazione.

Migliaia di euro

	Nozionale		Fair Value		Variazione fair value
	31.12.2009	31.12.2008	31.12.2009	31.12.2008	
Derivati cash flow hedge:					
Enel Trade per derivati su commodity (CFD)	447.895	561.992	72.583	82.687	(10.104)
Totale derivati di CFH	447.895	561.992	72.583	82.687	(10.104)
Derivati non cash flow hedge:					
Enel Spa Derivati su cambio connesso a commodity energetiche	0	11.620	0	791	(791)
Enel Spa Derivati su tasso di cambio	5.262	0	144	0	144
Enel Trade Derivati su commodity	0	116.807	0	43.356	(43.356)
Totale derivati non CFH	5.262	128.427	144	44.147	(44.003)
Totale	453.157	690.419	72.727	126.834	(54.107)

Nella tabella che segue sono riepilogati i saldi del *fair value* dei derivati non correnti, suddivisi in funzione del criterio di misurazione.

Migliaia di euro

	31.12.2009	Livello 1 (prezzi quotati non aggiustati)	Livello 2 (stima con dati osservabili)	Livello 3 (stima con dati non osservabili)
Enel Trade per derivati su commodity (CFD)	72.583	0	72.583	0
Enel Spa Derivati su tasso di cambio	144	0	144	0
Totale	72.727	0	72.727	0

fw

22. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti – Euro 44 migliaia

Le disponibilità liquide sono così dettagliate:

Migliaia di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	Variazione
Depositi bancari	15	14	1
Denaro e valori in cassa	29	20	9
Totale	44	34	10

I depositi bancari accolgono le giacenze liquide connesse alla gestione operativa.
Le disponibilità liquide non sono gravate da vincoli.

Nel prospetto di seguito si riporta la riconciliazione delle disponibilità liquide e dei mezzi equivalenti esposte nel rendiconto finanziario:

Migliaia di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	Variazione
Finanziamenti a breve termine	(4.243.943)	(2.643.496)	1.600.447
Conto corrente intersocietario	(4.243.928)	(2.643.496)	1.600.432
Finanziamenti bancari a breve termine	(15)	0	15
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	44	34	10
Totale disponibilità liquide e mezzi equivalenti da rendiconto finanziario	(4.243.899)	(2.643.462)	(1.600.437)

23. Altre attività correnti – Euro 55.512 migliaia

La voce accoglie le seguenti partite:

Migliaia di euro

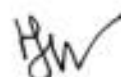
	al 31.12.2009	al 31.12.2008	Variazione
Altri crediti verso altre società del gruppo:			
Enel Trade Spa	15.330	12.941	2.389
La Geo sa de cv	6.638	12.847	(6.209)
Portoscuso Energia Srl	1.791	728	1.063
Altre società del gruppo	629	27	602
Totale Altri crediti verso altre società del Gruppo	24.388	26.543	(2.155)
Altri crediti verso terzi:			
Crediti per contributi in conto impianti	12.856	24.257	(11.401)
Crediti per esiti positivi di derivati su commodity energetiche	4.229	0	4.229
Anticipi a fornitori	3.601	0	3.601
Altri crediti verso terzi	3.835	1.562	2.273
Totale Altri crediti verso terzi	24.521	25.819	(1.298)
Quote di costi da differire	6.603	6.655	(52)
Totale	55.512	59.017	(3.505)

I crediti verso La Geo Sa de cv si riducono per l'incasso di alcune partite; in particolare, al 31 dicembre 2008 i crediti verso La Geo Sa de CV accoglievano la valorizzazione della quota di indebitamento non conferito unitamente all'impianto geotermico di Berlin III che è stato apportato nel 2007 e che ha comportato, in capo ad Enel Green Power Spa, il riconoscimento di un'ulteriore quota di partecipazione (6.699 migliaia di euro) e ai crediti per fatture emesse relative all'IVA che verrà riconosciuta ad Enel Green Power Spa quando l'Amministrazione Finanziaria di El Salvador rimborserà l' IVA a La Geo Sa de cv (6.148 migliaia di euro).

I crediti verso Enel Trade Spa, in aumento di 2.389 migliaia di euro, si riferiscono ai crediti per esiti di derivati su commodity.

I crediti per contributi in conto impianti, rappresentano la parte non ancora incassata dei contributi riconosciuti dal Ministero delle Attività Produttive ai sensi della Legge 488/92 e si riducono di 11.401 migliaia di euro a fronte degli incassi.

Le quote di costi da differire si riferiscono per 4.032 migliaia di euro alle quote di canoni demaniali per gli impianti idroelettrici e di altri sovraccanoni pagati anticipatamente e da differire ai futuri esercizi.



Passivo

Patrimonio netto

24. Patrimonio netto – Euro 2.290.743 migliaia

Si evidenzia che nel corso del 2009 il Patrimonio netto si è incrementato, oltre che per la rilevazione dell'utile dell'esercizio 2009 (321.533 migliaia di euro), anche per la movimentazione della riserva da valutazione di strumenti finanziari; in particolare, si evidenzia una variazione negativa del fair value degli strumenti finanziari derivati pari a 40.148 migliaia di euro (al netto della variazione pari a 22.828 milioni di euro relativa all'effetto fiscale rilevato a patrimonio netto).

Capitale sociale – Euro 600.000 migliaia

Il capitale sociale è rappresentato da 1.200.000.000 di azioni ordinarie senza valore nominale interamente versato e posseduto da Enel Spa.

Altre Riserve – Euro 1.328.181 migliaia

Riserva legale – Euro 120.000 migliaia

La riserva legale rappresenta il 20% del capitale sociale; tale riserva è stata attribuita alla Società in sede di scissione da Enel Produzione Spa.

Riserva da rivalutazione – Euro 137.964 migliaia

La riserva di rivalutazione rappresenta l'ammontare della rivalutazione eseguita nell'esercizio 2003 in conformità alla Legge n.350/2003. Tale riserva è in sospensione d'imposta (in caso di distribuzione l'ammontare lordo della riserva è assoggettato all'imposta ordinaria con riconoscimento di un credito d'imposta del 19%). Allo stato attuale la distribuzione di tale riserva è differita a tempo indefinito.

Riserva da valutazione di strumenti finanziari – Euro 35.762 migliaia

Comprende la riserva di valutazione di strumenti finanziari derivati la cui movimentazione è esposta nel prospetto seguente:

Migliaia di euro	Utile/Perdita lordi rilevati a patrimonio netto nell'esercizio		Imposte		Utile/Perdita lordi rilevati a patrimonio netto nell'esercizio		Imposte		Rilievi a costo economico lordi lordi		Utile/Perdita lordi rilevati a patrimonio netto nell'esercizio		Imposte		Utile/Perdita lordi rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	
	al 31.12.2008				al 31.12.2009				al 31.12.2009				al 31.12.2009			
Utile (perdita) da variazione di fair value della quota efficace dei derivati CFR	30.622	(21.252)	34.767		65.553	(24.440)	(24)	(47)	75.910		(67.694)	22.828	6.492	(1.774)	(5.762)	
Totale	50.820	(21.252)	34.767		65.553	(24.440)	134	(47)	75.910		(67.694)	22.828	6.492	(1.774)	(5.762)	

H&W

Altre - Euro 1.034.455 migliaia

Le Altre riserve si riferiscono alle riserve attribuite alla Società in sede di scissione da Enel Produzione Spa.

Tali Riserve accolgono per 177.625 migliaia di euro la Riserva indisponibile ai sensi della legge 488/92. Come evidenziato nel paragrafo "Proposte all'Assemblea" si richiede l'approvazione dello svincolo di quota parte della Riserva costituita nel 2008 per un importo pari a 107.263 migliaia di euro a seguito della conclusione della realizzazione di alcuni progetti.

Utili e perdite accumulate - Euro 41.029 migliaia

Gli Utili e perdite accumulate accolgono gli utili portati a nuovo dell'esercizio 2008.

Risultato netto d'esercizio - Euro 321.533 migliaia

Di seguito si riporta la tabella relativa alla disponibilità e distribuibilità del patrimonio netto:

Migliaia di euro	Importo	Possibilità di utilizzare	Quota disponibile pre Assemblea	Quota disponibile post Assemblea (approvazione vincolo di indisponibilità)	Per altre ragioni
Capitale sociale	500.000				
Riserve di capitale					
Altre	1.172.419	A, B, C	994.794	1.102.057	
Riserve di utili					
Riserva legale	120.000	B			
Riserve da valutazione strumenti finanziari derivati	25.762	A, B			
Risultati portati a nuovo	41.029				
Totale	1.969.210				
di cui quota distribuibile			994.794	1.102.057	

A: per aumento di capitale

B: per copertura perdite

C: per distribuzione ai soci

Passività non correnti

25. Finanziamenti a medio/lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) – Euro 234.992 migliaia

Tale voce include i finanziamenti con la Banca Europea degli Investimenti (mutuo BEI), con la banca Sanpaolo IMI, nonché quello acceso nel corso del 2009 con Banca Intesa San Paolo IMI.

Migliaia di euro

	Scadenza	Saldo contabile	Valore nozionale	Saldo contabile	Valore nozionale
		al 31.12.2009		al 31.12.2008	
Finanziamenti bancari:					
Tasso fisso - San Paolo IMI Spa	2013	83	83	101	101
Tasso variabile - Mutuo Banca Intesa	2017	44.000	44.000	0	0
Tasso variabile - Mutuo BEI	2016	190.909	190.909	218.182	218.182
Totale		234.992	234.992	218.283	218.283

In particolare, il finanziamento erogato dalla BEI era stato riconosciuto a fronte di un programma di investimenti nel settore della produzione di energia da fonti rinnovabili. Il piano del prestito prevede il rimborso in 22 rate costanti semestrali a partire da giugno 2006.

Il finanziamento bancario erogato dalla Banca Intesa San Paolo IMI si riferisce ad un mutuo agevolato ai sensi della Legge 365/2000, riconosciuto da Finpiemonte, per la ricostruzione degli impianti idroelettrici danneggiati dagli eventi alluvionali dell'autunno del 2000.

Il finanziamento bancario erogato dalla Banca Intesa San Paolo IMI, siglato nel novembre 2009 allo scopo di finanziare il progetto Palo Viejo in Guatemala, prevede un contributo in conto interessi riconosciuto da Simest (società finanziaria di sviluppo e promozione delle imprese italiane all'estero).

La movimentazione dell'esercizio del valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine è riepilogata nella seguente tabella:

Migliaia di euro	Valore nozionale	Rimborsi	Nuove emissioni	Obbligazioni proprie riacquistate	Differenze di cambio	Valore nozionale
	al 31.12.2009					al 31.12.2009
Finanziamenti bancari:						
Tasso fisso - San Paolo IMI Spa	101	(18)	0	0	0	83
Tasso variabile - Mutuo Banca Intesa	0	0	44.000	0	0	44.000
Tasso variabile - Mutuo BEI	218.182	(27.273)				190.909
Totale	218.283	(27.291)	44.000	0	0	234.992

HW

Nella seguente tabella è riportato il confronto, per ogni categoria, tra il valore contabile e il *fair value* dell'indebitamento a lungo termine, comprensivo della quota in scadenza nei prossimi 12 mesi:

Migliaia di euro	Valore contabile	Fair value	Valore contabile	Fair value
	al 31.12.2009		al 31.12.2008	
Finanziamenti bancari:				
Tasso fisso - San Paolo IMI Spa	83	81	101	101
Tasso variabile - Mutuo Banca Intesa	44.000	46.240	0	0
Tasso variabile - Mutuo BEI	190.909	189.343	216.182	204.393
Totale	234.992	235.664	218.283	204.494

Nelle successive tabelle è indicata la composizione dei finanziamenti a lungo termine distinguendo tra quote con scadenza superiore a 12 mesi e quote correnti:

Migliaia di euro	Scadenza	Saldo contabile	Quote corrente	Quote con scadenza	Quota scadente nel				
		al 31.12.2009	< 12 mesi	> 12 mesi	2011	2012	2013	2014	oltre
Finanziamenti bancari:									
Tasso fisso - San Paolo IMI Spa	2013	83	19	64	20	21	23	0	0
Tasso variabile - Mutuo Banca Intesa	2017	44.000	0	44.000	0	0	8.800	8.800	26.400
Tasso variabile - Mutuo BEI	2016	190.909	27.273	163.636	27.273	27.273	27.273	27.273	54.544
Totale		234.992	27.292	207.700	27.293	27.294	36.096	36.073	80.944

I debiti finanziari non sono coperti da garanzie reali.

Viene di seguito rappresentato l'indebitamento finanziario a lungo termine per valuta di origine e per tasso di interesse:

Migliaia di euro	Saldo contabile		Valore nozionale	Tasso di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo
	al 31.12.2008	al 31.12.2009		al 31.12.2009	
Euro	218.283	234.992	234.992	1,27%	1,27%
TOTALE	218.283	234.992	234.992		

Finanziamenti a lungo termine (escluse le quote correnti)

Migliaia di euro	al 31.12.2009	al 31.12.2008	Variazione
Finanziamenti bancari:			
Tasso fisso - San Paolo IMI Spa	64	83	(19)
Tasso variabile - Mutuo Banca Intesa	44.000		44.000
Tasso variabile - Mutuo BEI	163.636	190.909	(27.273)
Totale	207.700	190.992	16.708

Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine

Migliaia di euro	al 31.12.2009	al 31.12.2008	Variazione
Finanziamenti bancari:			
Tasso fisso - San Paolo IMI Spa	19	18	1
Tasso variabile - Mutuo BEI	27.273	27.273	0
Totale	27.292	27.291	1

26. TFR e altri benefici ai dipendenti – Euro 43.301 migliaia

Il dettaglio della voce è esposto nella tabella seguente:

Migliaia di euro	al 31.12.2009	al 31.12.2008	variazione
Tfr e altri benefici relativi al personale	26.661	26.390	271
Sconto Energia	7.196	6.434	762
Mensilità aggiuntive e indennità sostitutiva del preavviso	5.475	4.553	922
Premio fedeltà	2.495	2.399	96
Assistenza Sanitaria Asom	1.420	619	801
Altri benefici ai dipendenti	54	0	54
Totale	43.301	40.395	2.906

La società riconosce ai dipendenti varie forme di benefici individuati nelle prestazioni connesse a trattamento di fine rapporto di lavoro, Indennità per Mensilità Aggiuntive e Indennità Sostitutiva del Preavviso, Premi di Fedeltà, Assistenza Sanitaria e Sconto Energia (energia a tariffa ridotta). La voce accoglie gli accantonamenti destinati a coprire i benefici successivi al rapporto di lavoro per programmi a benefici definiti e altri benefici a lungo termine spettanti ai dipendenti in forza di legge o di contratto.

Tali obbligazioni, considerate "obbligazioni a benefici definiti", in linea con le previsioni dello IAS 19, sono state determinate sulla base del "metodo della proiezione unitaria del credito", con il quale la passività è calcolata in misura proporzionale al servizio già maturato alla data, rispetto a quello che presumibilmente potrebbe essere prestato in totale.

Nel seguito si evidenzia la variazione intervenuta nell'esercizio delle passività attuariali e la riconciliazione delle stesse con le passività rilevate in bilancio rispettivamente, al 31 dicembre 2009 e al 31 dicembre 2008:

Migliaia di euro	al 31.12.2009	al 31.12.2008	variazione
Benefici dovuti al momento della cessazione del rapporto di lavoro e altri benefici a lungo termine			
Passività attuariale a inizio esercizio	33.376	0	33.376
Costo normale	292	21	271
Oneri finanziari	1.736	130	1.606
Erogazioni	(4.425)	(908)	(3.517)
Utile/perdita attuariale	(57)	44	(101)
Utili/perdite attuariali del periodo non riconosciuti	0	403	(403)
Trasferimenti tra società /altre variazioni	2.896	34.089	(31.193)
Adeguamento saldi attuario	920	0	920
Passività attuariale a fine periodo	34.738	33.779	959
Benefici successivi al rapporto di lavoro per programmi a benefici definiti			
Passività attuariale a inizio esercizio	34.738	33.376	1.362
Passività attuariale a inizio esercizio	7.019	0	7.019
Costo normale	338	21	317
Oneri finanziari	363	27	336
Erogazioni	(86)	0	(86)
Utile/perdita attuariale	(37)	0	(37)
Riallineamenti attuariali	966	0	966
Trasferimenti tra società/altre variazioni	0	6.971	(6.971)
(Utili) perdite attuariali del periodo non riconosciuti	0	(323)	323
Passività attuariale a fine periodo	8.563	6.696	1.867
Passività riconosciuta a bilancio a fine esercizio	8.563	7.019	1.544
Totale	43.301	40.395	2.906

Il costo normale per benefici ai dipendenti rilevati nel 2009 è pari a 5.504 migliaia di euro rilevato tra i costi del personale, mentre i costi per oneri di attualizzazione rilevati tra gli oneri finanziari sono pari a 2.099 migliaia di euro.

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici ai dipendenti sono le seguenti:

	al 31.12.2009	al 31.12.2008
Tasso di attualizzazione	4,3%	4,8%
Tasso di incremento del costo del lavoro	3,0%	3,5%
Tasso di incremento del costo delle spese sanitarie	3,0%	3,5%

27. Fondi rischi e oneri (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) – Euro 60.788 migliaia

I fondi rischi e oneri sono destinati a coprire le probabili passività che potrebbero derivare alla Società da vertenze giudiziali e da altro contenzioso, senza considerare gli effetti di quelle vertenze che si stima abbiano un esito positivo e di quelle per le quali un eventuale onere non sia ragionevolmente quantificabile.

La movimentazione dei fondi rischi e oneri è di seguito riportata:

Milioni di euro	Accantonamenti	Utilizzi	Altri movimenti		Di cui quota corrente
	31.12.2008			31.12.2009	
Fondo contenzioso, rischi ed oneri diversi:					
- contenzioso legale	15.069	9.999	(1.601)	(848)	22.619
- relativi ad oneri su impianti di produzione	43.180	6.111	(12.077)	(7.544)	29.670
- altri	105	0	0	(105)	0
Totale	58.354	16.110	(13.678)	(8.497)	52.289
oneri per incentivi all'esodo	2.262	9.624	(2.514)	(873)	8.499
Totale	60.616	25.734	(16.192)	(9.370)	60.788

L'incremento del fondo contenzioso legale si riferisce sostanzialmente agli accantonamenti effettuati per tenere conto degli oneri che potrebbero derivare da vertenze in essere, tra le quali la più rilevante è rappresentata dal contenzioso con il socio INE, titolare della partecipazione nella società La Geo Sa de Cv (63,8%) che, a fronte della domanda di Enel Green Power Spa per ottenere la corretta esecuzione dei patti parasociali ha presentato domanda riconvenzionale per far valere ipotetici inadempimenti di Enel Green Power Spa nella realizzazione delle centrali geotermiche in El Salvador.

Fondo contenzioso legale – Euro 22.619 migliaia

Il fondo contenzioso legale è destinato a coprire le passività che potrebbero derivare da vertenze giudiziali e da altri contenziosi. Esso include la stima dell'onere a fronte dei contenziosi sorti nell'esercizio, oltre all'aggiornamento delle stime sulle posizioni sorte negli esercizi precedenti, in base alle indicazioni dei legali interni ed esterni.

Handwritten signature

Fondi rischi relativi ad oneri su impianti di produzione – Euro 29.670 migliaia

Si riferiscono principalmente ai seguenti fondi:

Fondo Imposta Comunale sugli Immobili – Euro 10.930 migliaia

Tale fondo è stato costituito a copertura del rischio di soccombenza nei contenziosi ancora aperti con gli Uffici del Territorio ed i Comuni relativamente all'Imposta Comunale sugli Immobili connessa ad Impianti di produzione di energia elettrica.

Fondo smantellamento e ripristino – Euro 10.544 migliaia

Tale fondo accoglie la stima dei futuri oneri da sostenere, in presenza di obbligazioni legali, contrattuali o implicite, per lo smantellamento degli impianti.

Fondo oneri ambientali – Euro 5.831 migliaia

Tale fondo accoglie la stima dei futuri oneri da sostenere per il disinquinamento o il ripristino delle condizioni ambientali originarie, nei casi in cui la propria attività ha arrecato danni all'ambiente.

Fondo oneri per incentivi all'esodo – Euro 8.499 migliaia

Il Fondo oneri per incentivi all'esodo accoglie l'accantonamento per la stima degli oneri connessi alle offerte vincolanti già sottoscritte o per le quali si ritiene probabile la sottoscrizione da parte dei dipendenti per risoluzioni consensuali anticipate del rapporto di lavoro derivanti da esigenze organizzative.

28. Passività finanziarie non correnti – Euro 20.641 migliaia

Sono costituite dalla valutazione al *fair value* dei contratti derivati di *cash flow hedge*; nella tabella che segue sono riportati il relativo valore nozionale e il *fair value*:

Migliaia di euro	Nozionale		Fair Value		Variazione del Fair Value
	al 31.12.2009	al 31.12.2008	al 31.12.2009	al 31.12.2008	
Derivati cash flow hedge:					
- tassi di interesse	190.909	218.182	(13.481)	(11.587)	229.769
- valutazione opzione acquisto	7.602	0	(7.160)	0	0
Totale	198.511	218.182	(20.641)	(11.587)	229.769

I contratti derivati su tasso di interesse in essere al 31 dicembre 2009 riguardano il finanziamento BEI, come commentato nella relativa voce del Passivo. Relativamente alle scadenze contrattuali dei flussi di cassa si rimanda a quanto precedentemente rappresentato nella Nota n.4 "Gestione del rischio".

Le passività finanziarie non correnti accolgono per 7.160 migliaia di euro il fair value dell'opzione di riacquisto della quota detenuta da Simest (8,8%) nella società Renovables de Guatemala Sa.

Nella tabella che segue sono riepilogati i saldi del *fair value* dei derivati non correnti, suddivisi in funzione del criterio di misurazione:

Migliaia di euro

	al 31.12.2009	Livello 1 (prezzi quotati non aggiustati)	Livello 2 (stima con dati osservabili)	Livello 3 (stima con dati non osservabili)
Derivati di cash flow hedge	(13.481)	0	(13.481)	0
Valutazione opzione acquisto	(7.160)	0	(7.160)	0
Totale	(20.641)	0	(20.641)	0

29. Altre passività non correnti – Euro 37.748 migliaia

La voce si riferisce sostanzialmente ai debiti per contributi da erogare ai Comuni della Regione Toscana, sedi di centrali geotermiche in base a quanto previsto dall'art.4 dell'Accordo Volontario Attuativo del Protocollo di Intesa del 20 dicembre 2007; in particolare, tale Accordo, firmato nel mese di aprile 2009, prevede che Enel Green Power Spa corrisponda agli enti locali, a titolo di compensazione ambientale e territoriale, un importo definito per ciascun megawatt autorizzato (30.326 migliaia di euro).

Accoglie, inoltre, i contributi in conto impianti già incassati concessi dal Ministero delle Attività Produttive ai sensi della Legge 488/92 (7.422 migliaia di euro).

Passività correnti

30. Finanziamenti a breve termine – Euro 4.243.943 migliaia

L'indebitamento a breve termine si riferisce sostanzialmente alla posizione a debito della società nei confronti della controllante per i rapporti intrattenuti tramite il conto corrente intersocietario (2.643.496 migliaia di euro al 31 dicembre 2008).

Con riferimento all'indebitamento a breve termine verso la controllante, si evidenzia che lo stesso matura interessi passivi ad un tasso pari all'EURIBOR – media mensile base 360 più uno spread dello 0,75% (pari all'1,229% nel mese di dicembre 2008).

31. Debiti commerciali – Euro 232.073 migliaia

Il dettaglio dei debiti commerciali è esposto nel prospetto che segue:

Migliaia di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	Variazione
Debiti verso terzi:			
- per fatture da ricevere	94.003	64.569	29.434
- per fatture ricevute	55.244	1.784	53.460
Totale	149.247	66.353	82.894
Debiti commerciali verso controllante	29.642	4.874	24.768
Debiti verso altre società del Gruppo:			
Enel Servizi Srl	14.319	2.491	11.828
Enel Factor Spa	16.570	0	16.570
Enel Produzione Spa	15.234	1.828	13.406
Enel Energia Spa	4.159	15	4.144
Altre società del gruppo	2.902	95	2.807
Totale	53.184	4.429	48.755
Totale	232.073	75.656	156.417

I debiti verso terzi si riferiscono principalmente ai debiti verso fornitori per acquisti di materiali, apparecchi e per appalti e prestazioni varie.

I debiti verso Enel Servizi Srl sono relativi ai contratti di service in essere quali, principalmente, il contratto di global service, di amministrazione, di amministrazione del personale e altre prestazioni.

I debiti verso Enel Factor Spa sono relativi a cessioni di credito effettuate da fornitori di Enel Green Power Spa a favore di Enel Factor Spa.

I debiti verso Enel Produzione Spa si riferiscono sostanzialmente ai servizi di Energy Management e ad altri servizi effettuati sulla base di specifici contratti.

Nella seguente tabella si riportano i debiti commerciali suddivisi per area geografica:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2009	al 31.12.2008	Variazione
Clienti:			
Italia	224.095	75.656	148.439
U.E.	7.835	0	7.835
Extra U.E.	143	0	143
Totale	232.073	75.656	156.417

32. Debiti per imposte sul reddito – Euro 184.790 migliaia

I debiti per imposte sul reddito si riferiscono alle imposte correnti stimate che risultano dovute per l'esercizio 2009. In particolare si riferiscono per 126.958 migliaia di euro ai debiti verso la Controllante Enel Spa per la posizione debitoria IRES (aliquota 34%) trasferita alla stessa per effetto dell'adesione al regime di tassazione di Gruppo del Consolidato Fiscale Nazionale.

La posizione debitoria relativa all'addizionale IRES (aliquota 6,5%), che dovrà invece essere regolata autonomamente è pari a 30.690 migliaia di euro.

La voce accoglie, inoltre, per 27.142 migliaia di euro il debito stimato per IRAP.

33. Passività finanziarie correnti – Euro 81.030 migliaia

Le passività finanziarie correnti sono riferite principalmente a interessi passivi maturati sull'indebitamento in essere a fine esercizio e alla valutazione al *fair value* dei derivati.

Migliaia di euro			
	al 31.12.2009	al 31.12.2008	Variazione
Debiti finanziari verso controllante:			
Derivati su cambio connesso a commodity energetiche	46	5.479	(5.431)
Derivati sul tasso di cambio	253	0	253
altri debiti finanziari	79.727	7.560	72.147
Debiti finanziari verso altre società del Gruppo:			
Enel Trade Derivati su commodity energetiche	193	1.067	(894)
Enel Trade per derivati CFH su commodity energetiche	637	0	637
Debiti finanziari verso terzi:			
Altre passività finanziarie correnti verso terzi	172	340	(168)
Totale	81.030	14.486	66.544

Nella tabella che segue sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei contratti derivati:

Migliaia di euro	Nozionale		Fair Value		Variazione del Fair Value
	31.12.2009	31.12.2008	31.12.2009	31.12.2008	
Derivati cash flow hedge:					
Enel Trade Derivati CFI su commodity energetiche	14.145	0	637	0	637
Totale	14.145	0	637	0	637
Derivati non cash flow hedge:					
Enel SpA Derivati su cambio connesso a commodity energetiche	4.845	130.234	49	5.479	(9.431)
Enel SpA Derivati su cambio	7.414	0	253	0	253
Enel Trade Derivati su commodity energetiche	4.677	4.134	193	1.087	(594)
Totale	16.936	134.368	494	6.566	(6.072)
Totale	31.081	134.368	1.131	6.566	(5.435)

Nella tabella che segue sono riepilogati i saldi del *fair value* dei derivati non correnti, suddivisi in funzione del criterio di misurazione.

Migliaia di euro	31.12.2009	Livello 1 (prezzi quotati non aggiustati)	Livello 2 (stima con dati osservabili)	Livello 3 (stima con dati non osservabili)
		31.12.2009	31.12.2008	31.12.2008
Enel Trade per derivati CFI su commodity energetiche	637	0	637	0
Enel Trade Derivati su commodity energetiche	193	0	193	0
Enel SpA Derivati su cambio	301	0	301	0
Totale	1.131	0	1.131	0

34. Altre passività correnti – Euro 76.722 migliaia

Le altre passività correnti sono così composti:

Migliaia di euro	al 31.12.2009	al 31.12.2008	Variazione
Altre passività correnti verso controllante:			
Derivati su tassi di interesse	329	2.265	(1.936)
Altri debiti diversi verso controllante	1.677	354	1.323
Totale Altre passività correnti verso controllante	2.006	2.619	(613)
Altre passività correnti verso società del Gruppo	18.827	6	18.821
Altri passività correnti verso terzi:			
Debiti per contributi di urbanizzazione	19.068	14.002	5.066
Debiti per canoni demaniali, derivazione acque e sovraccanoni	10.375	9.954	421
Debiti verso dipendenti	12.519	7.000	5.519
Debiti verso enti previdenziali	6.797	4.829	1.968
Altre passività correnti	7.130	3.430	3.700
Totale Altre passività correnti verso terzi	55.889	39.215	16.674
Totale	76.722	41.840	34.882

I debiti per contributi di urbanizzazione accolgono i debiti verso gli enti locali, sedi di centrali elettriche, per contributi relativi ad opere di urbanizzazione ed interventi vari sul territorio interessato alla costruzione dell'impianto; In particolare, si riferiscono ai contributi da erogare ai Comuni della Regione Toscana, sedi di centrali geotermiche, in base a quanto previsto dall'art.3 dell'Accordo Volontario Attuativo del Protocollo di Intesa del 20 dicembre 2007 che prevede un contributo a carico di Enel Green Power Spa calcolato in funzione della produzione complessiva dell'anno precedente.

I debiti per canoni demaniali accolgono canoni demaniali, sovraccanoni bacini imbriferi montani e rivieraschi ed altri canoni, dovuti a fronte di concessioni di utilizzo di acque pubbliche a scopo idroelettrico.

I debiti verso enti previdenziali accolgono i debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale per contributi a carico della società e del personale, aventi scadenza entro i 12 mesi.

I debiti verso enti previdenziali accolgono i contributi a carico della Società gravanti sulle retribuzioni del mese di dicembre da versare nel mese di gennaio 2009, nonché le relative quote del TFR destinate al fondo Pensione Dirigenti del Gruppo Enel (FONDENEL) e al fondo Pensione Dipendenti del Gruppo Enel (FOPEN) e gli oneri relativi ad altre competenze maturate dal personale, quali, principalmente, ferie maturate e non godute e straordinari.

35. INFORMATIVA SULLE PARTI CORRELATE

Le parti correlate sono state individuate sulla base di quanto disposto dai principi contabili internazionali.

Si definiscono parti correlate l'Enel Spa, le controllanti di Enel Spa, le società che hanno il medesimo soggetto controllante di Enel Spa, le società che direttamente o indirettamente, attraverso uno o più intermediari sono controllate, oppure sono soggette a controllo congiunto da parte di Enel Spa e nelle quali la medesima detiene una partecipazione tale da poter esercitare un'influenza notevole.

Nella definizione di parti correlate rientrano i Fondi pensione Fopen e Fondenel, i dirigenti con responsabilità strategiche, ivi inclusi i loro stretti familiari, della società e di Enel Spa nonché dalle società da queste direttamente e/o indirettamente controllate, soggette a controllo congiunto e nelle quali la società esercita un'influenza notevole. I dirigenti con responsabilità strategiche sono coloro che hanno il potere e la responsabilità, diretta o indiretta, della pianificazione, della direzione, del controllo delle attività della società e comprendono i relativi Amministratori.

Le operazioni effettuate con la controllante e le altre società del Gruppo sono evidenziate nel prospetto seguente:

Controparte	Tipologia di rapporto
Enel Spa	Prestazioni di servizi centralizzati (assistenza amministrativa, finanziaria, legale etc)
	Prestazioni di assistenza e consulenza a carattere istituzionale (management fee)
	Licenza di marchio
	Servizi di tesoreria
	Servizio con mandato - Piano di comunicazione
Enel Produzione Spa	Fornitura del servizio di gestione del patrimonio
	Servizi di manutenzione idroelettrica (SMI)
	Fornitura di assistenza specialistica (ASP)
	Prestazioni di servizi di energy management (OPR)
	Prestazioni di teleseguimento di impianti idroelettrici ed eolici (PT)
Enel Servizi Srl	Prestazioni di servizi relativi alla sicurezza delle dighe e delle opere idrauliche (SCI)
	Servizi di gestione - attività di esercizio e manutenzione, reperibilità e pronto intervento di impianti di SP (Esercizio)
	Outsourcing di servizi informatici
	Servizi di ristorazione
	Servizi di amministrazione
	Servizi di amministrazione del personale
	Gestione automezzi
	Gestione business travel
	Servizi generali a gestione diretta
	Fornitura del global service space
	Gestione delle assicurazioni
	Fornitura del servizio di agency
	Servizi di approvvigionamento
Enel Trade Spa	Accordo quadro relativo ad operazioni di copertura infragruppo
	Accordo quadro per la stipula di contratti differenziali a due vie

Enel Green Power Spa ha in essere contratti per management fee e service fee con le società estere rientranti nel perimetro della Divisione Energie Rinnovabili.

Tutte le operazioni fanno parte dell'ordinaria gestione e sono regolate a condizione di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate tra due parti indipendenti.

Di seguito si evidenziano i rapporti di natura commerciale, finanziaria e diversi tenuti dalla società con le proprie parti correlate.

Rapporti commerciali e diversi 2009

Migliaia di euro	Crediti	Debiti	Costi		Ricavi	
			Beni	Servizi	Beni	Servizi
	al 31.12.2009		2009		2009	
Impresa controllante:						
Enel Spa	424	158.606	0	25.367	0	14
Totale	424	158.606	0	25.367	0	14
Imprese controllate:						
Enel Latin America	6.990	0	0	0	0	6.733
Enel North America Inc.	3.594	0	0	0	0	3.233
Portoscuso Energia Srl	1.791	1.000	0	0	0	1.791
Blu Line Impex Srl	503	0	0	0	0	503
Perimetro Elica	399	0	0	0	0	399
Enel Erelis Sas	138	0	0	0	0	138
Enel Maritza East 4	30	0	0	0	0	30
Enel.si Srl	21	0	0	0	0	0
Totale	13.466	1.000	0	0	0	12.827
Altre società del Gruppo:						
Enel Produzione Spa	82.436	32.943	521	15.938	16.688	2.738
Enel Trade Spa	53.940	118	0	0	147.916	0
Enel Distribuzione Spa	6.788	53	979	89	5.699	0
Enel Servizi Srl	221	14.319	0	22.632	0	50
Hydro Dolomiti Enel Srl	187	266	0	828	0	0
Enel Romania Srl	14	0	0	0	0	14
Enel Ingegneria e Innovazione Spa	10	1.159	0	4.806	0	0
Sfera Srl	7	436	0	965	0	7
Concert Srl	2	81	0	14	0	0
Enel Energia Spa	0	4.159	3.782	27	0	0
Enel Servizio Elettrico Spa	0	804	0	0	0	0
Enel Sole Srl	0	103	0	103	0	0
Enel Factor Spa	0	16.570	0	0	0	0
Totale	143.605	71.011	5.282	45.402	170.303	2.809
Altre parti correlate:						
Acquirente Unico	8.197	0	0	0	0	46.000
GSE Spa	17.868	34	3	212	0	178.426
GME Spa	0	0	1.646	7.247	0	477.024
ENI	0	245	1.189	0	0	0
Terna Spa	16	359	2.451	3.020	0	27.718
Altre parti correlate	0	1.055	3.758	0	0	0
Totale	26.081	1.693	9.047	10.479	0	729.168
TOTALE	183.576	232.310	14.329	81.248	170.303	744.818

Rapporti commerciali e diversi 2008

Migliaia di euro	Crediti	Debiti	Costi		Ricavi	
			Beni	Servizi	Beni	Servizi
	al 31.12.2008		2008		2008	
Impresa controllante:						
Enel Spa	0	22.982	0	4.887	0	0
Totale	0	22.982	0	4.887	0	0
Impresa controllata:						
Portoscuso Energia Srl	728	0	0	0	0	0
Totale	728	0	0	0	0	0
Altre società del Gruppo:						
Enel Produzione Spa	79.925	1.834	0	1.349	0	295
Enel Trade Spa	12.942	0				
Enel North America Inc.	360	0	0	0	0	360
Enel Servizi Srl	66	2.491	0	2.067	0	55
Enel Latin America LLC	60	0	0	0	0	60
Enel Distribuzione Spa	25	0	0	0	4	0
Enel Energia Spa	0	15	15	0	0	0
Hydro Delomiti Enel Srl	0	69	0	69	0	0
Sfera Srl	0	18	0	18	0	0
Concert	0	5	0	0	0	0
Totale	93.378	4.433	15	3.503	4	770
Altre parti correlate:						
GSE Spa	9.801	2	0	20	0	9.801
GME Spa	0	0	189	37	78.015	0
Terna Spa	0	0	0	251	1.609	0
Totale	9.801	2	189	308	79.624	9.801
TOTALE	103.907	27.417	204	8.698	79.628	10.571

Rapporti finanziari 2009

Migliaia di euro	Crediti	Debiti	Oneri	Proventi
	al 31.12.2009		2009	2009
Impresa controllante:				
Enel Spa	144	4.337.436	78.693	1.142
Totale	144	4.337.436	78.693	1.142
Impresa controllata:				
Geotermica Nicaraguense Sa	7.573	0	220	1.135
Totale	7.573	0	220	1.135
Altre Società del Gruppo:				
Enel Trade Spa	72.749	830	5.755	125.002
Totale	72.749	830	5.755	125.002
TOTALE	80.466	4.338.266	84.668	127.279

Handwritten signature

Rapporti finanziari 2008

Migliaia di euro	Crediti	Debiti	Oneri	Proventi
	al 31.12.2008		2008	2008
Impresa controllante:				
Enel Spa	791	2.668.143	9.832	12.862
Totale	791	2.668.143	9.832	12.862
Impresa controllata:				
Geotermica Nicaraguense Sa	2.345	0	259	17
Totale	2.345	0	259	17
Altre Società del Gruppo:				
Enel Trade Spa	176.550	1.087	5.435	12.941
Totale	176.550	1.087	5.435	12.941
TOTALE	179.686	2.669.230	15.526	25.820

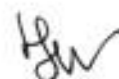
36. IMPEGNI CONTRATTUALI E GARANZIE

Migliaia di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	Variazione
Fidejussioni e garanzie prestate a:	25.986	4.311	21.675
collegate e altre	4.164	0	4.164
terzi	21.822	4.311	17.511
			0
Impegni assunti:	613.272	725.621	(112.349)
forniture e prestazioni	613.272	725.621	(112.349)
			0
Altri impegni:	0	1.074.666	(1.074.666)
rischio commodity	0	1.074.645	(1.074.645)
altro	0	21	(21)
			0
Totale	639.258	1.804.598	(1.165.340)

Enel Green Power nel 2009 ha stipulato contratti preliminari per l'acquisto di alcune partecipazioni; tali contratti si sono conclusi nei primi mesi del 2010 e si rimanda alla nota n.38 "Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio" per ulteriori informazioni.

Inoltre, si evidenzia che la Società ha in essere impegni con la Regione Toscana relativamente al Protocollo di Intesa, siglato nel 2007 in cui Enel si impegna a favore di attività di ricerca e di innovazione tecnologica nel campo delle energie rinnovabili. Gli impegni riferibili specificatamente alla società Enel Green Power non saranno definibili fino a quando non verrà concordato con la Regione l'elenco dettagliato delle attività da considerare idonee per gli scopi di cui sopra.



37. PASSIVITÀ E ATTIVITÀ POTENZIALI

Controversie connesse ad imposte

Allo stato, oltre a quelli in essere, potrebbero sorgere nuovi contenziosi relativamente all'imposta comunale sugli immobili.

Con l'articolo 1 – quinquies del decreto legge del 31 marzo 2005, n. 44 – "recante disposizioni urgenti in materia di enti locali" – aggiunto in sede di conversione, dalla legge 31 maggio 2005, n. 88, è stato previsto che l'articolo 4 della legge catastale, approvata con regio decreto legge del 13 aprile 1939, n. 652, si interpreta, limitatamente alle centrali elettriche "nel senso che i fabbricati e le costruzioni stabili sono costituiti dal suolo e dalle parti ad esso strutturalmente connesse, anche in via transitoria, cui possono accedere, mediante qualsiasi mezzo di unione, parti mobili allo scopo di realizzare un unico bene complesso".

Si fa notare che la Commissione Tributaria Regionale dell'Emilia Romagna, con Ordinanza n. 16/13/06 depositata il 13/07/06, aveva rimesso dinanzi alla Corte Costituzionale la questione di legittimità costituzionale dell'art. 1-quinquies citato, ritenendola rilevante e non manifestamente infondata.

Il 20 maggio 2008 è stata emessa dalla Corte Costituzionale la sentenza n. 162/2008 che ha ritenuto di considerare prive di fondamento le questioni sollevate dalla CTR dell'Emilia Romagna ed ha, pertanto, confermato la legittimità della nuova disposizione interpretativa, i cui principali effetti per il Gruppo sono quelli di seguito evidenziati:

rilevanza del valore delle "turbine" nella valutazione catastale degli impianti;

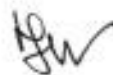
possibilità, da parte degli Uffici Locali del Territorio, di rettificare senza un termine di decadenza le rendite proposte dall'Enel.

Nella sentenza è stato, altresì, affermato che "... il principio per cui alla determinazione della rendita catastale concorrono gli elementi costitutivi degli opifici ... anche se fisicamente non incorporati al suolo vale per tutti gli immobili di cui all'articolo 10 del regio decreto legge n. 652 del 1939" e non solo per centrali elettriche.

Si segnala che nessun criterio valutativo risulta essere stato introdotto sinora per i beni mobili ritenuti catastalmente rilevanti, né in relazione al metodo di valutazione né in relazione alla effettiva individuazione dell'oggetto di valutazione e la Sentenza predetta non sembra fornire alcun indirizzo in merito.

Enel Green Power Spa, pertanto, relativamente ai contenziosi in essere, continuerà a stare in giudizio per richiedere un sostanziale ridimensionamento dei valori originariamente attribuiti dagli Uffici del Territorio a queste parti d'impianto, provvedendo all'adeguamento del Fondo rischi ed oneri in misura adeguata a contrastare l'eventuale rischio di totale soccombenza, anche in relazione ai nuovi accertamenti sinora pervenuti.

Non ha però ritenuto di dover effettuare ulteriori accantonamenti che tenessero conto di eventuali effetti retroattivi della norma sulle proposte di rendite sinora non oggetto di rilievi da parte degli Uffici del Territorio e dei Comuni.



38. FATTI DI RILIEVO INTERVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

Acquisizioni societarie

Accordo di collaborazione con Sharp

Nell'ambito della propria strategia di sviluppo della presenza nell'intera catena del valore del fotovoltaico, in data 4 gennaio Enel Green Power ha firmato con Sharp Corporation ("Sharp") e STMicroelectronics N.V. ("STM") un accordo finalizzato alla realizzazione della più grande fabbrica di pannelli fotovoltaici in Italia. L'impianto sarà localizzato a Catania e produrrà pannelli a film sottile a tripla giunzione. La fabbrica avrà inizialmente una capacità produttiva annuale di pannelli fotovoltaici pari a 160 MW, che potrà essere incrementata nel corso dei prossimi anni fino a 480 MW all'anno e sarà la più grande fabbrica di pannelli fotovoltaici a livello nazionale. È previsto che la produzione dei pannelli sia avviata all'inizio del 2011. Inoltre, nel centro di ricerca sito in Catania, Enel Green Power e Sharp stanno conducendo sperimentazioni sulla tecnologia solare a concentrazione.

Nella stessa data, Enel Green Power e Sharp hanno inoltre sottoscritto un accordo per la creazione di una joint venture paritetica con l'obiettivo di sviluppare entro il 2016 nuovi campi fotovoltaici, per una capacità installata totale di circa 500 MW nella regione mediterranea, utilizzando i pannelli prodotti nell'impianto di Catania. L'efficacia degli accordi è condizionata all'approvazione da parte delle competenti autorità regolatorie.

Altomonte FV Srl

In data 7 gennaio Enel Green Power Spa ha acquisito da Resit Srl il 51% del capitale della società Altomonte FV Srl costituita il 28 dicembre 2009 e titolare del progetto di realizzazione di un impianto fotovoltaico della potenza di 20 MW nel territorio del Comune di Altomonte (CS). Per l'acquisizione e la realizzazione del progetto è previsto un investimento di circa 60 milioni di euro. Ad oggi risultano autorizzati 5 MW.

Maicor Wind e Enerlive

In data 13 gennaio Enel Green Power Spa ha acquisito da McKelcey Funds la maggioranza delle quote della società Maicor Wind Srl ed Enerlive Srl, società titolari di una pipeline di 3 progetti eolici in provincia di Catanzaro, per una potenza complessiva di 64 MW.

Per l'acquisizione e la realizzazione del progetto è previsto un investimento pari a circa 70 milioni di euro.

Italgest Wind Srl

In data 17 febbraio, nell'ambito dello sviluppo di progetti eolici in Puglia, Enel Green Power Spa ha acquisito da Italgest Energia SpA il 100% delle quote della società Italgest Wind Srl, società titolare di quattro progetti eolici in Puglia, per un totale di 184,1 MW, di cui 22 MW già autorizzati.

Il corrispettivo per l'acquisto da parte di Enel del 100% delle quote è stabilito in 6 milioni di Euro, più eventuali bonus legati all'avanzamento dell'iter di sviluppo/autorizzazione dei progetti dei 162 MW.

Taranto Solar Srl

In data 29 gennaio, nell'ambito dello sviluppo di progetti fotovoltaici in Puglia, è stata costituita la società Taranto Solar Srl titolare di un progetto per la realizzazione in più fasi di un impianto fotovoltaico nei due siti industriali del Gruppo Marcegaglia a Taranto, per una potenza complessiva di 4 MW.

L'investimento complessivo per la realizzazione dell'impianto ammonta a circa 12,9 milioni di euro.

Enel Green Power Strambino Solar Srl

In data 18 marzo, nell'ambito dello sviluppo di progetti fotovoltaici in Puglia, Enel Green Power Spa e Finpiemonte Partecipazioni hanno costituito la società Enel Green Power Strambino Solar Srl partecipando al capitale sociale rispettivamente per il 60% e per il 40%.; tale società è titolare del progetto di realizzazione di un impianto fotovoltaico "green field" di 3 MW circa all'interno di un'area industriale nel comune di Strambino (TO) di proprietà della SIT, società controllata da Finpiemonte Partecipazioni.

CIS INTERPORTO

Nell'ambito della realizzazione di impianti fotovoltaici in Italia, Enel Green Power ha stipulato un accordo con Centro Ingresso Sviluppo Campania (CIS) e Interporto Campano per la costruzione, in Campania, di un impianto fotovoltaico da 25 MW; il più grande progetto integrato su tetti con tecnologia innovativa in Italia e tra i più grandi a livello mondiale.

L'impianto, di proprietà di Enel Green Power, sorgerà nel Comune di Nola, in Provincia di Napoli, e sarà realizzato sulle coperture di immobili commerciali e logistici.

Il costo complessivo dell'impianto ammonta a circa 75 milioni di euro.

Costituzione Enel Green Power Calabria

In data 9 febbraio è stata costituita la società Enel Green Power Calabria Srl.

La costituzione della società è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power Spa del 1° febbraio 2010 al fine di poter procedere alla presentazione delle domande di autorizzazione unica per i progetti relativi alla realizzazione di un impianto eolico nel Comune di Bagaladi (RC) e nel Comune di Motta San Giovanni-Montebello Jonico (RC).

Progetto Desertec

In data 10 marzo, nell'ambito dell'ingresso di Enel Green Power Spa nella società di studio di diritto tedesco Dii GmbH approvato dal Consiglio di Amministrazione, la Società ha acquistato 1 azione per un importo pari a 10.000 euro corrispondente al 6,2% del capitale sociale.

39. COMPENSI DEGLI AMMINISTRATORI E DEI SINDACI

I compensi degli amministratori e sindaci, pari a 103 migliaia di euro, si riferiscono esclusivamente ai compensi dei sindaci; gli amministratori, in quanto dirigenti del gruppo Enel, non percepiscono nessun compenso.



40. COMPENSI ALLA SOCIETÀ DI REVISIONE AI SENSI DELL'ART. 149- DUODECIES DEL "REGOLAMENTO EMITTENTI CONSOB"

I corrispettivi di competenza dell'esercizio 2009 riconosciuti alla società di revisione e alle entità appartenenti al suo *network* a fronte di prestazioni di servizi, pari a 234 migliaia di euro, si riferiscono alla revisione del bilancio di esercizio, all'esame dei conti annui separati 2008 e alla revisione del bilancio consolidato.



41. ATTIVITÀ DI DIREZIONE E COORDINAMENTO

Si riportano i dati essenziali dell'ultimo bilancio di Enel Spa, che esercita attività di direzione e coordinamento su Enel Green Power Spa:

Milioni di euro	2008
Ricavi	734
Costi	813
Proventi da partecipazioni	3.187
Proventi / (Oneri) finanziari netti	(468)
Imposte	(101)
Risultato dell'esercizio	2.741

Milioni di euro al 31.12.2008

ATTIVITA'	
Attività non correnti	
Attività materiali e immateriali	24
Partecipazioni	23.701
Attività finanziarie non correnti	534
Altre attività non correnti	551
Totale	24.810
Attività correnti	
Crediti commerciali	484
Attività finanziarie correnti	37.343
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	614
Altre attività correnti	504
Totale	38.945
TOTALE ATTIVITA'	63.755
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	
PATRIMONIO NETTO	
15.121	
Passività non correnti	
Finanziamenti a lungo termine	39.045
Passività per imposte differite e fondi rischi e oneri	593
Passività finanziarie non correnti	1.157
Altre passività non correnti	1
Totale	40.796
Passività correnti	
Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	4.980
Debiti commerciali	324
Passività finanziarie correnti	1.611
Altre passività correnti	923
Totale	7.838
TOTALE PASSIVITA'	48.634
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	63.755

Corporate governance

Modello organizzativo e gestionale

Il Decreto Legislativo 8 giugno 2001 n. 231 dal titolo "Disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche, delle società e delle associazioni anche prive di personalità giuridica", e successive modifiche, ha introdotto la responsabilità amministrativa a carico della società per alcuni specifici reati (es. concussione, corruzione nei confronti di un pubblico ufficiale per un atto d'ufficio o contrario ai doveri d'ufficio, reati societari, ecc.) commessi, sia in Italia che all'estero, da persone fisiche che rivestono funzioni di rappresentanza, amministrazione, direzione, gestione o controllo della società o da persone fisiche sottoposte alla loro direzione o vigilanza.

Il 1° dicembre 2008 il Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power Spa ha deliberato il recepimento del "Modello di organizzazione e di gestione ex Decreto Legislativo 231/2001" approvato e varato dal Consiglio di Amministrazione di Enel S.p.A il 23 luglio 2002 (e successivamente integrato, aggiornato e modificato), in attuazione di quanto previsto dall'art. 6 del Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231/2001, e nominato il Compliance Officer, organismo di vigilanza sul funzionamento e l'osservanza del modello, dotato di autonomi poteri, di iniziativa e di controllo.

Scopo del modello è la costruzione di un sistema strutturato e organico di procedure nonché di attività di controllo, da svolgersi anche in via preventiva (controllo *ex ante*), volto a prevenire la commissione delle diverse tipologie di reati contemplate dal Decreto, in particolare, mediante l'individuazione delle "Aree di attività a Rischio" e la loro conseguente proceduralizzazione.

Il Modello in questione è costituito da una "Parte Generale" e da singole "Parti Speciali" predisposte per le diverse tipologie di reato contemplate nel Decreto Legislativo n. 231/2001 e che il Modello stesso intende prevenire.

Il Modello prevede l'individuazione e proceduralizzazione delle attività ricadenti tra quelle "a rischio" di reato ai sensi del Decreto Legislativo n. 231/2001 a cui si accompagna un'azione di monitoraggio che permetta di intervenire tempestivamente per prevenire o contrastare la commissione dei reati stessi.

Codice etico

La consapevolezza dei risvolti sociali e ambientali che accompagnano le attività svolte dal Gruppo Enel, unitamente alla considerazione dell'importanza rivestita tanto da un approccio cooperativo con gli stakeholder quanto dalla buona reputazione del Gruppo stesso, hanno ispirato la stesura del Codice Etico del Gruppo Enel, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel S.p.A. nel mese di marzo 2002 e aggiornato nei mesi di marzo 2004 e settembre 2009. Il Codice è vincolante per Enel Green Power Spa poiché espressivo degli impegni e delle responsabilità etiche nella conduzione degli affari e delle attività aziendali assunti da tutti i collaboratori delle Società del Gruppo Enel.



Piano di Tolleranza Zero alla Corruzione

In data 1° dicembre 2008, il Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power SpA ha deliberato l'adozione del "Piano di Tolleranza Zero alla Corruzione" (cosiddetto "Piano TZC", approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel S.p.A. nel mese di giugno 2006), confermando l'impegno del Gruppo, già descritto nel Codice Etico e nel Modello Organizzativo ex D.lgs 231/2001, al fine di assicurare condizioni di correttezza e di trasparenza nella conduzione degli affari e delle attività aziendali, a tutela della propria posizione ed immagine, delle aspettative dei propri azionisti, di tutti gli altri stakeholder del Gruppo e del lavoro dei propri dipendenti.

Il presente piano non sostituisce né si sovrappone al Codice Etico e al Modello Organizzativo ex D.Lgs 231/2001, ma rappresenta un approfondimento relativo al tema della "corruzione" (non solo nei confronti della Pubblica Amministrazione) ed è immediatamente applicabile in Italia e all'estero.



Relazioni



Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea dei Soci della ENEL Green Power S.p.A. convocata per l'approvazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2009.

Signori Soci,

Il Collegio Sindacale, nel corso dell'esercizio chiuso al 31/12/2009, ha svolto l'attività di vigilanza prevista dal D.Lgs. n. 58/98, nel rispetto di quanto previsto dalle Comunicazioni Consob vigenti e secondo i principi di comportamento raccomandati dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili.

Il Collegio, nel rispetto dell'art. 149 del richiamato Decreto Legislativo, ha vigilato sull'osservanza della legge e dell'atto costitutivo e sul rispetto dei principi di corretta amministrazione ed ha inoltre monitorato, per quanto di propria competenza, l'adeguatezza della struttura organizzativa e dei sistemi di controllo interno ed amministrativo-contabile, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante l'ottenimento di informazioni dai responsabili delle relative funzioni e l'esame dei documenti aziendali.

In particolare, il Collegio ha verificato che fossero oggetto di osservazione le operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale. In merito a ciò, si fa presente che il Presidente del Consiglio di Amministrazione, in conformità a quanto previsto dall'art. 2381, quinto comma, c.c., ha provveduto ad informare il Consiglio di Amministrazione ed il Collegio Sindacale sul generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione nonché sulle operazioni di maggior rilievo effettuate dalla Società stessa e dalle sue controllate.

I controlli sul bilancio d'esercizio e sulla regolare tenuta della contabilità



sociale sono stati invece svolti dalla società di revisione. A tale riguardo, la KPMG S.p.A. ha rilasciato la relazione di revisione sul bilancio di esercizio al 31/12/2009 senza evidenziare alcun rilievo, anche con riguardo alla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio.

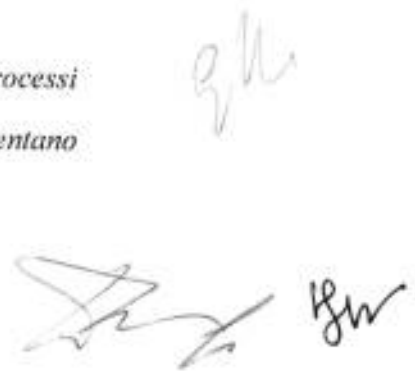
Il Collegio Sindacale ha vigilato sull'impostazione data al bilancio dell'esercizio e sulla sua generale conformità alla legge per quel che riguarda la sua formazione e struttura.

Il Collegio, attraverso la partecipazione alle riunioni del Consiglio di Amministrazione ed alle assemblee, ha potuto verificare la conformità delle deliberazioni assunte alle norme di legge e statutarie.

Il Collegio, nel corso delle riunioni avvenute durante l'anno 2009 e nel primo trimestre 2010, ha provveduto a monitorare, con periodici incontri con i rappresentanti della funzione di Controllo Interno, nonché con i rappresentanti dell'Organismo di Vigilanza ai sensi del D. Lgs. 231/2001, la struttura organizzativa della Enel Green Power S.p.A. ed il suo sistema di controllo interno.

Possiamo darVi atto che la Società ha attuato le procedure necessarie alla definizione di una struttura organizzativa adeguata alle sue dimensioni ed alle sue caratteristiche operative, nel rispetto delle regole contenute nel Codice Etico e nel "Modello di Organizzazione e Gestione" recepito ai sensi del D.Lgs. 231/2001, di volta in volta aggiornato al fine di recepire le nuove figure di reato ricomprese nel regime di responsabilità amministrativa e gli aggiornamenti richiesti dalle modifiche organizzative e/o legislative.

Possiamo inoltre dare atto che, per quanto da noi rilevato, anche i processi ed i sistemi di rappresentazione dei fatti di gestione presentano

The block contains several handwritten signatures and initials in dark ink. There is a large, stylized signature on the left, and several smaller initials or signatures to its right, including one that appears to be 'gh'.

caratteristiche di sostanziale adeguatezza.

Sulla base di accertamenti diretti e di incontri sia con i responsabili aziendali sia con la società di revisione – nel proseguimento del rapporto di collaborazione e scambio di dati e di informazioni tra gli organi di controllo – abbiamo proceduto a monitorare l'efficienza del sistema informativo-contabile nonché la sua adeguatezza ad assicurare la corretta rappresentazione della situazione economica, patrimoniale e finanziaria della Società quale risulta dal bilancio di esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 che Vi invitiamo, per quanto di nostra competenza, ad approvare.

In conclusione, nel corso dell'attività espletata, non sono emersi fatti significativi tali da richiedere particolare menzione nella presente relazione.

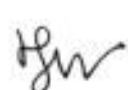
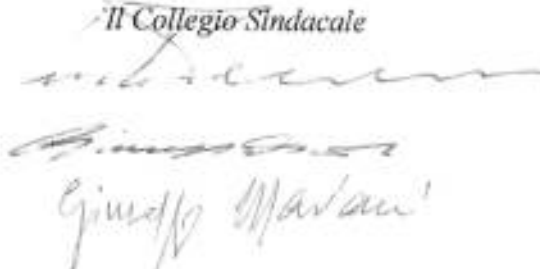
Roma, 23 marzo 2010

Il Collegio Sindacale

Prof. Leonardo Perrone – (Presidente)

Dott. Giuseppe Ascoli – (Sindaco Effettivo)

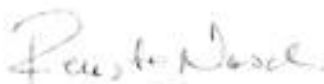
Dott. Giuseppe Mariani – (Sindaco Effettivo)



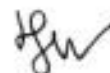
- 5 La Società, come richiesto dalla legge, ha inserito nelle note di commento i dati essenziali dell'ultimo bilancio della società che esercita su di essa l'attività di direzione e coordinamento. Il giudizio sul bilancio della Enel Green Power S.p.A. non si estende a tali dati.
- 6 La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione in conformità a quanto previsto dalle norme di legge compete agli amministratori della Enel Green Power S.p.A.. E' di nostra competenza l'espressione del giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio, come richiesto dalla legge. A tal fine, abbiamo svolto le procedure indicate dal principio di revisione n. 001 emanato dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e raccomandato dalla Consob. A nostro giudizio la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio d'esercizio della Enel Green Power S.p.A. al 31 dicembre 2009.

Roma, 23 marzo 2010

KPMG S.p.A.



Renato Naschi
Socio



Enel Green Power S.p.A. - Società con unico socio
Sede legale in Roma
Viale Regina Margherita 125, 00198
Registro delle Imprese di Roma
C.F. e P.I. 10236451000
Capitale Sociale 600.000.000 Euro i.v.
Direzione e Coordinamento di Enel Spa

