



RESOCONTO INTERMEDIO DI GESTIONE
AL 31 MARZO 2009





**RESOCONTO INTERMEDIO DI GESTIONE
AL 31 MARZO 2009**

Indice

RELAZIONE INTERMEDIA SULLA GESTIONE AL 31 MARZO 2009

- 6 La struttura Enel
- 7 Premessa
- 8 Sintesi dei risultati
- 10 Fatti di rilievo del primo trimestre 2009
- 13 Prevedibile evoluzione della gestione
- 14 Aspetti normativi e tariffari
- 33 Sintesi della gestione
- 36 Risultati per area di attività
- 40 – Mercato
- 42 – Generazione ed Energy Management
- 45 – Ingegneria e Innovazione
- 46 – Infrastrutture e Reti
- 48 – Iberia e America Latina
- 52 – Internazionale
- 56 – Energie Rinnovabili
- 59 – Capogruppo, Servizi e Altre attività
- 61 Dati patrimoniali e finanziari

BILANCIO CONSOLIDATO INTERMEDIO AL 31 MARZO 2009

- 66 Conto economico consolidato sintetico
- 67 Prospetto dell'utile/(perdita) complessivo rilevato nel periodo
- 68 Situazione patrimoniale consolidata sintetica
- 69 Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato
- 70 Rendiconto finanziario consolidato sintetico
- 71 Note illustrative al Bilancio consolidato intermedio al 31 marzo 2009

RELAZIONI

- 96 Relazione della Società di revisione

Relazione intermedia sulla gestione al 31 marzo 2009

La struttura Enel

Corporate Enel SpA

Mercato

Enel Servizio Elettrico
Enel Energia
Vallenergie

Generazione ed Energy Management

Enel Produzione
Enel Trade
Enel Trade Hungary
Enel Trade Romania
Nuove Energie
Hydro Dolomiti Enel
Enel Stoccaggi

Ingegneria e Innovazione

Enel Produzione

Infrastrutture e Reti

Enel Distribuzione
Enel Rete Gas
Enel Sole
Deval
Enel Linee Alta Tensione ⁽¹⁾

Iberia e America Latina

Endesa

Internazionale

Slovenské elektrárne
Enel Maritza East 3
Enel Operations Bulgaria
Enel Distributie Muntenia
Enel Distributie Banat
Enel Distributie Dobrogea
Enel Energie Muntenia
Enel Energie
Enel Productie
Enel Romania
Enel Servicii Comune
RusEnergoSbyt
SeverEnergia
OGK-5
Enel France
Enelco
Marcinelle Energie

Energie Rinnovabili

Enel Green Power
Enel.si
Enel Latin America BV ⁽²⁾
Enel Unión Fenosa Renovables
Blu Line
Enel North America
Enel Green Power Bulgaria
Enel Erelis
International Wind Power
Wind Parks of Thrace
International Wind Parks
of Thrace
Hydro Constructional
International Wind Parks of Crete

Servizi e Altre attività

Enel Servizi
Sfera
Enelpower
Enel.NewHydro
Enel.Factor
Enel.Re

(1) Ceduta in data 1° aprile 2009.

(2) Include Enel Latin America LLC, Inelec e Americas Generation Corporation (già Enel Panama ed Enel Fortuna) a partire dal 1° gennaio 2009.

Nel presente Resoconto, al fine di consentire una migliore valutazione dell'andamento della gestione economico-finanziaria del Gruppo, vengono utilizzati alcuni "indicatori alternativi di *performance*" non previsti dai principi contabili IFRS-EU, il cui significato e contenuto, in linea con la raccomandazione CESR/05-178b pubblicata il 3 novembre 2005, sono di seguito illustrati.

- > Il *Margine operativo lordo* rappresenta per Enel un indicatore della *performance* operativa ed è calcolato sommando al "Risultato operativo" gli "Ammortamenti e perdite di valore";
- > l'*Indebitamento finanziario netto* rappresenta per Enel un indicatore della propria struttura finanziaria ed è determinato dai "Finanziamenti a lungo termine" e dai "Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine", al netto delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" e delle attività finanziarie correnti e non correnti (crediti finanziari e titoli diversi da partecipazioni) incluse nelle "Altre attività correnti" e nelle "Altre attività non correnti";
- > le *Attività nette destinate alla vendita* sono definite come somma algebrica delle "Attività destinate alla vendita" e delle "Passività destinate alla vendita";
- > il *Capitale investito netto* è definito quale somma delle "Attività correnti", delle "Attività non correnti" e delle "Attività nette destinate alla vendita", al netto delle "Passività correnti" e delle "Passività non correnti", escludendo le voci precedentemente considerate nella definizione di indebitamento finanziario netto.

Sintesi dei risultati

Dati di sintesi

	1° trimestre	
	2009	2008
Dati economici (milioni di euro)		
Ricavi	14.863	15.082
Margine operativo lordo	3.850	3.374
Risultato operativo	2.740	2.180
Risultato netto del Gruppo e dei terzi	2.124	1.126
Risultato netto del Gruppo	1.908	947
Dati patrimoniali e finanziari (milioni di euro)		
Capitale investito netto	78.812	76.262 ⁽¹⁾
Indebitamento finanziario netto	50.831	49.967 ⁽¹⁾
Patrimonio netto (incluse quote dei terzi)	27.981	26.295 ⁽¹⁾
Cash flow da attività operativa	1.115	1.017
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	1.109	1.153
Dati per azione (euro)		
Risultato netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo	0,31	0,15
Patrimonio netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo	3,54	3,30 ⁽¹⁾
Dati operativi		
Energia netta prodotta da Enel (TWh)	63,2	57,9
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)	91,9	99,5
Energia venduta da Enel (TWh) ⁽²⁾	67,7	70,4
Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m ³)	2,8	2,9
Gas vettoriato (miliardi di m ³)	1,7	1,6
Dipendenti alla fine del periodo (n.) ⁽³⁾	76.163	75.981 ⁽¹⁾
Indicatori di mercato		
Prezzo medio del greggio Brent (dollari/bbl)	45,8	97,0
Prezzo medio dell'olio combustibile BTZ (dollari/t) ⁽⁴⁾	258,1	501,4
Prezzo medio del carbone (dollari/t CIF ara) ⁽⁵⁾	70,7	138,5
Prezzo medio del gas (GBPence/therm) ⁽⁶⁾	48,0	52,8
Cambio medio dollaro USA per euro	1,303	1,498
Euribor a sei mesi (media del periodo)	2,11%	4,48%

(1) Riferiti al 31 dicembre 2008.

(2) Escluse cessioni ai rivenditori.

(3) Include 1.323 unità al 31 marzo 2009 (1.413 unità al 31 dicembre 2008) riferite al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(4) Indice Platt's CIF Med.

(5) Indice API #2.

(6) Indice Belgium Zeebrugge.

Nel primo trimestre 2009 i *ricavi* ammontano a 14.863 milioni di euro, in diminuzione dell'1,5% rispetto ai 15.082 milioni di euro del medesimo periodo del 2008. Tale andamento riflette sostanzialmente la riduzione dei ricavi da vendita di energia elettrica correlabile al calo della domanda nei principali mercati in cui Enel opera.

Il *marginale operativo lordo* si attesta a 3.850 milioni di euro rispetto ai 3.374 milioni di euro del primo trimestre 2008, registrando un incremento di 476 milioni di euro (+14,1%) prevalentemente riconducibile alla crescita della Divisione Generazione ed Energy Management e delle attività all'estero.

Il *risultato operativo* del primo trimestre 2009, pari a 2.740 milioni di euro, è in aumento di 560 milioni di euro (+25,7%). In particolare, tale andamento risente, oltre che della crescita del margine operativo lordo, della rilevazione nel primo trimestre 2008 della perdita di valore, per 168 milioni di euro, delle attività nette del Gruppo Viesgo oggetto di cessione a E.On nel mese di giugno 2008.

Il *risultato netto del Gruppo* ammonta a 1.908 milioni di euro rispetto ai 947 milioni di euro dei primi tre mesi del 2008. Tale risultato include gli effetti, pari a 970 milioni di euro, collegati alla variazione di *fair value* della *put option* concessa da Enel ad Acciona. In particolare, la valutazione di tale opzione alla data del presente Resoconto risente delle aspettative di esercizio anticipato della stessa in base all'accordo, siglato il 20 febbraio 2009, per l'acquisizione della partecipazione del 25,01% posseduta, direttamente e indirettamente, da Acciona in Endesa.

L'*indebitamento finanziario netto* si attesta, al 31 marzo 2009, a 50.831 milioni di euro, con un incremento di 864 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008. Al 31 marzo 2009 l'indebitamento finanziario netto presenta un'incidenza sul patrimonio netto complessivo di 1,82 (1,90 al 31 dicembre 2008).

I *dipendenti* del Gruppo al 31 marzo 2009 sono 76.163, in aumento di 182 unità rispetto ai 75.981 dipendenti di fine 2008, quale saldo tra variazioni di perimetro positive per 148 risorse, 782 assunzioni e 748 cessazioni.

Fatti di rilievo del primo trimestre 2009

Acquisizione del 20% degli impianti di Electricity Supply Board (ESB)

In data 8 gennaio 2009, al termine dell'*iter* autorizzativo da parte delle autorità regolatorie irlandesi ed europee, Endesa ha perfezionato per un corrispettivo di 440 milioni di euro l'acquisizione di Endesa Ireland, società irlandese dove precedentemente era confluito il 20% degli *asset* di generazione di Electricity Supply Board (ESB). Gli impianti aggiudicati, per una potenza di 1.068 MW distribuita in quattro centrali in esercizio e 300 MW relativi a due siti in costruzione, costituiscono circa il 16% della capacità totale installata in Irlanda.

Accordo con Acegas-Eps e Tei per la realizzazione di linee elettriche di interconnessione tra Italia e Slovenia

Il 5 febbraio 2009 Acegas-Eps, Enel e Tei hanno siglato l'atto costitutivo della società Adria Link, nella quale i tre soci assumono quote paritarie, con lo scopo di realizzare e gestire infrastrutture elettriche di interconnessione tra l'Italia e la Slovenia, in linea con le previsioni del cosiddetto "Decreto Scajola" che, recependo i contenuti del Regolamento Europeo CE 1228/2003, si propone di favorire l'interscambio energetico tra i Paesi comunitari consentendo così efficienze a livello europeo nell'utilizzo delle centrali elettriche e conseguentemente una riduzione dei costi di produzione e di vendita dell'energia. In questo contesto, Adria Link intende sviluppare due progetti di interconnessione che prevedono la costruzione di due elettrodotti in cavo interrato che consentiranno un incremento degli scambi transfrontalieri (NTC - *Net Transfer Capacity*) di circa 250 MW, collegando, rispettivamente, la stazione elettrica di Zaule (Trieste) con la stazione di Dekani in Slovenia e la stazione elettrica di Redipuglia (Gorizia) con la stazione di Vrtojba in Slovenia. Gli investimenti previsti sono pari a circa 31 milioni di euro, parte dei quali destinata alla riduzione degli impatti ambientali e paesaggistici.

Accordo con Acciona per l'acquisizione del 25,01% di Endesa

In data 20 febbraio 2009 Enel ha stipulato l'accordo per l'acquisizione della partecipazione del 25,01% posseduta, direttamente e indirettamente, da Acciona in Endesa; al perfezionamento di tale ulteriore acquisizione Enel raggiungerà il 92,06% del capitale della principale azienda elettrica spagnola. Il prezzo di

acquisto è stato determinato in 11,1 miliardi di euro, in linea con i criteri previsti dal contratto firmato tra Enel e Acciona lo scorso 26 marzo 2007. Tale corrispettivo sarà oggetto di aggiustamento per tenere conto degli interessi che matureranno fino alla data di esecuzione della transazione e dei dividendi che saranno erogati da Endesa ad Acciona. L'accordo, realizzato anche mediante l'esercizio anticipato della *put option* da parte di Acciona rispetto alla data di decorrenza prevista (marzo 2010), è soggetto ad alcune condizioni sospensive e prevede altresì la cessione ad Acciona da parte di Endesa di alcuni *asset* operativi eolici e idroelettrici, per un prezzo pari a 2,9 miliardi di euro.

Nella stessa data, il Consiglio di Amministrazione di Endesa ha deliberato in merito alla distribuzione di un dividendo di 6,2 miliardi di euro, di cui la quota Enel (67,05%) è pari a circa 4,2 miliardi di euro, quella di Acciona (25,01%) a circa 1,5 miliardi di euro e quella degli azionisti terzi (7,94%) a circa 0,5 miliardi di euro. Lo stesso Consiglio di Amministrazione ha nel contempo approvato la cessione ad Acciona di alcuni impianti di produzione di energia elettrica in esercizio in Spagna e Portogallo per complessivi 2.105 MW, di cui 1.423 MW da fonti rinnovabili e 682 MW da fonte idroelettrica convenzionale. Al finanziamento dell'operazione concorre un prestito che Enel ha sottoscritto nel mese di aprile 2009 per 8 miliardi di euro quale aumento della Linea di Credito Sindacata di originali 35 miliardi di euro che prevedeva la facoltà di incrementare, fino a un ammontare massimo di 8,5 miliardi di euro, la *tranche C* (pari a 10 miliardi di euro con scadenza nel 2012), nel caso di eventuale esercizio della *put option* da parte di Acciona nel 2010. Il prestito di 8 miliardi è concordato con un *pool* di 12 banche con scadenza di una quota, pari a poco meno del 70%, a 5 anni (5,5 miliardi di euro in scadenza nel 2014) e, per la restante parte, a 7 anni (2,5 miliardi di euro in scadenza nel 2016).

Il contratto di finanziamento di 8 miliardi di euro si articola in due contratti:

- > un contratto di finanziamento, detto "*facility C increase*" che incrementa la *tranche C* per un ammontare complessivo pari a 8 miliardi di euro con scadenza nel 2012 e
- > un contratto di finanziamento detto "*rollover*", anch'esso di ammontare complessivo pari a 8 miliardi di euro, destinato a sostituire il "*facility C increase*" e contenente l'impegno delle istituzioni finanziarie a rinnovare il "*facility C increase*" a partire dal 2012, con due nuove *tranche* di finanziamento, la prima di 5,5 miliardi di euro con scadenza nel 2014 e la seconda di 2,5 miliardi di euro con scadenza nel 2016.

Accordo Enel-EdF per lo sviluppo del nucleare in Italia

In data 24 febbraio 2009, nel quadro del Protocollo di Intesa italo-francese per la cooperazione energetica, Enel ed EdF hanno firmato un *Memorandum of Understanding* (MoU) che pone le premesse per un programma di sviluppo congiunto dell'energia nucleare in Italia da parte delle due aziende. In particolare, al termine dell'*iter* legislativo e tecnico per il ritorno del nucleare in Italia, Enel ed EdF si impegnano a sviluppare, costruire e far entrare in esercizio almeno 4 unità di generazione, avendo come riferimento la tecnologia EPR (*European Pressurized water Reactor*), il cui primo impianto è in costruzione a Flamanville in Normandia e che vede la partecipazione di Enel con una quota del 12,5%. L'obiettivo è di rendere la prima unità italiana operativa sul piano commerciale non oltre il 2020. Con tale MoU, Enel ed EdF si impegnano a costituire una *joint venture* paritetica

che sarà responsabile dello sviluppo degli studi di fattibilità per la realizzazione delle unità di generazione nucleare EPR. Successivamente, completate le attività di studio e prese le necessarie decisioni di investimento, è prevista la costituzione di società *ad hoc* per la costruzione, proprietà e messa in esercizio di ciascuna unità di generazione nucleare EPR, caratterizzate da:

- > partecipazione di maggioranza per Enel nella proprietà degli impianti e nel ritiro di energia;
- > *leadership* di Enel nell'esercizio degli impianti;
- > apertura della proprietà anche a terzi, con il mantenimento per Enel ed EDF della maggioranza dei veicoli societari.

L'accordo Enel-EdF ha una durata di 5 anni, con possibilità di estensione.

Nella stessa data, Enel ha espresso in un secondo MoU la volontà di partecipare all'estensione del precedente accordo sul nucleare a suo tempo raggiunto con EDF per la realizzazione in Francia di altri 5 reattori EPR, a partire da quello che recentemente il Governo francese ha autorizzato nella località di Penly.

Procedura di dismissione della rete di distribuzione del gas

Con riferimento alla procedura di vendita delle attività e passività inerenti alla rete di distribuzione del gas naturale in Italia, in data 10 marzo 2009, a seguito del completamento delle attività di *due diligence*, Enel ha ricevuto due offerte da investitori. Dall'esame di dette offerte e dal completamento di ulteriori approfondimenti e discussioni con gli offerenti, Enel ha deciso di concedere a uno di essi un periodo di negoziazione in esclusiva fino all'8 maggio 2009, ulteriormente prorogato fino al 12 maggio 2009 e successivamente fino al 28 maggio 2009. Durante il periodo di negoziazione in esclusiva e allo stato attuale delle trattative in corso le parti sono pervenute a una valutazione concorde delle attività e delle passività oggetto della cessione. Tale valutazione ha comportato al 31 marzo 2009 l'adeguamento del valore delle attività, i cui effetti sono stati opportunamente riflessi nei risultati del periodo chiuso alla stessa data.

Prevedibile evoluzione della gestione

I primi mesi del 2009 evidenziano una contrazione generalizzata della domanda di energia elettrica nei principali Paesi in cui il Gruppo è presente. Ciò è il risultato di un contesto macroeconomico critico che si pensa possa caratterizzare l'intero anno. Tuttavia, Enel sarà in grado di mantenere un adeguato livello di redditività grazie al suo *mix* produttivo ben bilanciato e alle strategie di copertura dei margini di generazione, in particolare anche attraverso la contrattualizzazione anticipata delle vendite di energia.

L'avvio della nuova fase del progetto Zenith, che sarà esteso anche ad altre realtà internazionali del Gruppo, consentirà di ottenere ulteriori benefici in termini di efficienza e contenimento di costi, nonché di miglioramento della gestione della cassa operativa.

Proseguirà, inoltre, l'attività di consolidamento e integrazione delle realtà acquisite con l'obiettivo di estrarre ulteriore valore rispetto alle sinergie operative già individuate.

L'aumento di capitale sociale deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 6 maggio 2009 su delega dell'Assemblea degli Azionisti e i programmi di miglioramento del *cash flow* operativo, unitamente alle operazioni di ottimizzazione del portafoglio, contribuiranno a garantire la stabilità finanziaria del Gruppo.

Tutte le azioni poste in essere coerentemente con le strategie definite produrranno effetti positivi anche nel 2009 contribuendo alla crescita dei risultati operativi del Gruppo.

Aspetti normativi e tariffari

Il pacchetto clima ed energia

In data 6 aprile 2009 il Consiglio dei Ministri dell'Unione Europea ha adottato il testo finale del pacchetto clima ed energia contenente disposizioni relative alla politica energetica europea per la lotta ai cambiamenti climatici, già approvato presso il Parlamento Europeo il 17 dicembre 2008. Il pacchetto stabilisce gli obiettivi di ridurre del 20% le emissioni di gas serra al 2020 rispetto ai livelli del 1990 e di garantire uno sviluppo delle fonti rinnovabili di energia tale da assicurare nel 2020 la copertura del 20% dei consumi energetici finali.

Tra i maggiori temi di interesse occorre evidenziare:

- > revisione del sistema di *emission trading* con:
 - definizione di *cap* di emissione a livello europeo, con conseguente eliminazione dei piani nazionali di assegnazione;
 - introduzione dell'asta per l'assegnazione delle quote (con deroghe per cogenerazione ad alto rendimento, settori particolarmente esposti alla concorrenza internazionale, Paesi con problematiche associate al livello di interconnessione e dipendenza da singoli combustibili fossili);
 - limitazione della possibilità di accesso all'uso dei crediti da *clean development mechanism*;
- > definizione di obiettivi per i singoli Stati membri per lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia con:
 - delega agli Stati membri per la definizione degli obiettivi settoriali;
 - introduzione di strumenti di cooperazione tra gli Stati membri e di *trading* delle garanzie d'origine nella loro accezione più ampia;
 - limitata possibilità di *trading* con Paesi terzi;
- > introduzione di misure per lo sviluppo della tecnica della cattura e sequestro dell'anidride carbonica (CCS - *Carbon Capture and Storage*) con:
 - valutazione di fattibilità (disponibilità di siti appropriati, fattibilità tecnica ed economica di strutture di trasporto, possibilità tecnica ed economica di installare a posteriori le strutture per la cattura della CO₂) e, nel caso in cui la stessa abbia dato esiti positivi, previsione della creazione di spazi per installare strutture strumentali alla CCS per tutti gli impianti autorizzati dopo l'entrata in vigore della direttiva e con una capacità installata superiore ai 300 MW. La stessa proposta prevede per tali impianti anche uno studio di fattibilità dell'applicazione della CCS;
 - definizione di obblighi e responsabilità per i gestori dei depositi geologici;
 - disponibilità di meccanismi per il finanziamento di progetti dimostrativi.

Contratti pluriennali di importazione di energia elettrica

Enel è attualmente titolare di un contratto di importazione di energia elettrica con Atel (sulla frontiera elvetica, con scadenza 31 dicembre 2011). L'energia importata

in esecuzione di tale contratto è ceduta all'Acquirente Unico (AU), a un prezzo stabilito, e destinata alla fornitura del mercato di maggior tutela.

Per l'anno 2009 il Ministro dello Sviluppo Economico con decreto del giorno 11 dicembre 2008 ha riconfermato la riserva di capacità di trasporto sulla frontiera Italia-Svizzera, ha fissato il prezzo di cessione all'AU pari a 78 euro/MWh per il primo trimestre 2009 e, infine, ha modificato le modalità di aggiornamento del prezzo di cessione introducendo una metodologia di calcolo basata su un'indicizzazione trimestrale del PUN (Prezzo Unico Nazionale). Per il secondo trimestre 2009 il prezzo di cessione all'AU, calcolato secondo il criterio di cui sopra, è pari a 65,87 euro/MWh.

Mercato

Decreto "Tariffa sociale"

A seguito del decreto interministeriale 28 dicembre 2007 che definisce i criteri per l'applicazione della nuova tariffa sociale per i clienti domestici in condizioni di disagio economico e per quelli che utilizzano apparecchiature elettromedicali "salvavita", l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG), con la delibera ARG/elt n. 117/08, ha definito le modalità applicative della stessa prevedendo il riconoscimento in bolletta di una componente tariffaria compensativa. La compensazione riconosciuta (per i clienti in stato di disagio economico da 60 euro a 135 euro per il 2008, da 58 euro a 130 euro per il 2009) sarà finanziata mediante la nuova componente tariffaria "A₅".

Per quanto riguarda la fornitura di gas naturale, dal 1° gennaio 2009 l'art. 3 del decreto legge "Anti-crisi" stabilisce l'introduzione di una compensazione della spesa per le famiglie economicamente svantaggiate. La compensazione viene riconosciuta in forma differenziata per zone climatiche, nonché in forma parametrata al numero dei componenti della famiglia, in modo tale da determinare una riduzione della spesa (al netto delle imposte) indicativamente del 15%.

Con la delibera ARG/gas 20/09 l'AEEG ha avviato il procedimento per la definizione delle modalità applicative della compensazione prevedendo la creazione di una apposita componente tariffaria a carico della clientela non domestica per finanziare la compensazione.

Energia elettrica

Liberalizzazione del servizio di vendita

In esito alle aste per l'assegnazione del servizio di salvaguardia per il periodo 2009-2010, su un totale di 12 aree messe a gara, Enel Energia si è aggiudicata le aree del centro-sud già servite nel 2008 (a eccezione di Toscana, Umbria e Marche), nonché le aree di Piemonte, Valle d'Aosta, Liguria e Lombardia. Il valore medio del premio offerto da Enel Energia nelle 8 aree aggiudicate è di circa 21,5 euro/MWh. Per il 2009 l'AEEG ha previsto alcune novità regolatorie a tutela del contratto di trasporto fra distributore ed esercente la salvaguardia. In particolare, ha previsto l'introduzione del principio di copertura dei crediti in capo ai distributori per possibili inadempienze del contratto di trasporto da parte dell'esercente la salvaguardia (delibera ARG/elt n. 143/08) e l'obbligo per gli aggiudicatari delle aste del servizio di salvaguardia di versare almeno il 90% delle garanzie finanziarie relative ai contratti di trasporto fissate dal distributore (delibera ARG/elt n. 146/08).

Tariffe e aggiornamenti tariffari

Con le delibere ARG/elt n. 190/08 e n. 191/08 l'AEEG ha definito le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela per il primo trimestre 2009 che implicano, per il cliente domestico tipo (consumo 2.700 kWh e potenza impegnata 3 kW), una tariffa finale di circa 171,5 euro/MWh, con una riduzione del 5,1% rispetto al trimestre precedente. In particolare, la componente PED, a copertura dei costi di approvvigionamento e dispacciamento, è stata fissata a 97,27 euro/MWh, con una diminuzione di circa 15 euro/MWh. L'AEEG ha inoltre introdotto la componente PPE a copertura degli squilibri del sistema di perequazione relativi al 2008, posta pari a 5,25 euro/MWh, mantenendo, al contempo, la componente UC1, ridotta a 1,5 euro/MWh, a copertura del deficit di perequazione residuo relativo agli anni 2006 e 2007. Inoltre, al fine di accelerare il recupero dei crediti di perequazione da parte delle imprese di vendita esercenti il servizio di maggior tutela, la delibera n. 190/08 ha previsto che il corrispettivo PPE venga trattenuto da queste ultime a titolo di acconto sui pagamenti definitivi da parte della Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico.

Con le delibere ARG/elt n. 35/09 e n. 36/09 l'AEEG ha definito le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela per il secondo trimestre 2009 che implicano per il cliente domestico tipo una tariffa finale di circa 168 euro/MWh, con una riduzione del 2% rispetto al primo trimestre 2009. In particolare, la componente PED, pari a 93,45 euro/MWh, si è ridotta di circa 3,8 euro/MWh. L'AEEG ha mantenuto invariate, rispetto al trimestre precedente, le componenti PPE e UC1 nonché gli oneri di sistema.

L'Autorità ha inoltre adeguato, rispetto al trimestre precedente, la componente $DISP_{BT}$ aumentando il gettito tariffario a copertura dei costi di commercializzazione della vendita per gli esercenti la maggior tutela; ciò in considerazione delle informazioni raccolte presso gli operatori, che hanno evidenziato un livello di svalutazione crediti superiore a quello riflesso nelle tariffe del 2008.

Il riconoscimento dei maggiori ricavi tariffari agli esercenti la maggior tutela avverrà per il 2008 nell'ambito del meccanismo di perequazione previsto dalla delibera ARG/elt n. 25/08 al fine di compensare gli squilibri tra i ricavi derivanti dal corrispettivo RCV (a copertura dei costi di commercializzazione della vendita) e i costi effettivi. Per il 2009, invece, il riconoscimento dei maggiori ricavi avverrà direttamente attraverso il corrispettivo RCV, incrementato a partire dal 1° aprile 2009 per tener conto dei maggiori oneri relativi alla svalutazione dei crediti.

Con la delibera ARG/elt n. 34/09 l'AEEG ha dato direttive a Terna di procedere tempestivamente alla determinazione delle partite relative al conguaglio *load profiling* per il 2007, stabilendone i criteri di fatturazione. L'AEEG ha inoltre posticipato il conguaglio *load profiling* per il 2008 dal 31 maggio al 30 settembre 2009.

Regole per la cessione dell'energia CIP 6 da parte del Gestore dei Servizi Elettrici

Con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 25 novembre 2008 sono state definite le modalità di assegnazione dell'energia CIP 6 al mercato per l'anno 2009, prevedendo un prezzo per il primo trimestre pari a 78 euro/MWh e mantenendo inalterata la formula di aggiornamento in corso d'anno. La quantità complessivamente assegnabile è scesa a 4.300 MW, di cui il 20% è destinata all'Acquirente Unico in qualità di fornitore del mercato tutelato. Per il secondo trimestre 2009, il prezzo dell'energia prodotta da impianti CIP 6, aggiornato con la formula sopra citata, è pari a 65,87 euro/MWh.

Istruttorie e indagini conoscitive

Il 2 ottobre 2008 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) ha avviato un procedimento per presunto abuso di posizione dominante (A/410) nei confronti di Enel Distribuzione, Enel Servizio Elettrico ed Enel SpA. L'AGCM contesta alle due società del Gruppo attive nel servizio di salvaguardia da luglio 2007 ad aprile 2008 di aver ostacolato l'ingresso di un concorrente (Exergia) su tale mercato. Secondo Exergia, le informazioni fornite dalle suddette società sarebbero risultate erronee, incomplete e in alcuni casi tardive. Inoltre, sempre secondo Exergia, Enel Distribuzione avrebbe preteso il pagamento di somme non dovute e per tale ragione non provveduto

al pagamento degli oneri di trasporto per le attività nel frattempo regolarmente eseguite dal distributore. Enel Distribuzione, Enel Servizio Elettrico ed Enel SpA hanno presentato impegni al fine di giungere alla chiusura anticipata del procedimento senza accertamento dell'infrazione. La decisione sugli impegni è attesa a breve. La chiusura del procedimento è prevista per il 31 ottobre 2009.

Il 23 dicembre 2008 l'AGCM ha avviato un procedimento per inottemperanza al provvedimento assunto il 4 settembre 2008 (PS/91). L'Autorità contesta a Enel Energia di aver reiterato alcune delle condotte per le quali la stessa società era stata già sanzionata nell'ambito del procedimento PS/91. In particolare, nel periodo compreso fra novembre e dicembre 2008, l'AGCM ha ricevuto segnalazioni di consumatori che contestano l'attivazione di forniture non richieste, alcune delle quali attraverso canale telefonico. La chiusura del procedimento è prevista per il 16 maggio 2009 e, in caso di accertamento delle infrazioni contestate, l'AGCM potrebbe irrogare una sanzione economica compresa fra 10.000 e 150.000 euro.

Il 22 gennaio 2009 l'AGCM ha chiuso il procedimento n. PS/491 senza irrogare alcuna sanzione nei confronti di Enel Energia, alla quale si contestava la mancata lettura e verifica dei gruppi di misura e l'emissione di fatture presuntive in relazione ai consumi di energia elettrica non rispondenti a consumi effettivi.

Il 26 marzo 2009 il Tar Lazio ha accolto parzialmente il ricorso proposto da Enel SpA ed Enel Energia contro il provvedimento adottato dall'AGCM a conclusione del procedimento PS/91, considerando che la diffusione pubblicitaria non costituisca una pratica commerciale a sé stante, ma piuttosto risulti integrata nella più ampia pratica di commercializzazione dei prodotti di Enel Energia.

L'accoglimento parziale del ricorso ha comportato, di conseguenza, l'annullamento delle due sanzioni (ciascuna pari a 100.000 euro) irrogate rispettivamente a Enel SpA ed Enel Energia dall'AGCM per la pratica della quale le due società erano state dichiarate responsabili.

Gas

Tariffe e aggiornamenti tariffari

Come disposto dall'art. 3, comma 8, del decreto legge n. 185/08, al fine di assicurare una riduzione delle tariffe in linea con la diminuzione dei prodotti petroliferi, con delibera ARG/gas n. 192/08 l'AEEG ha eliminato la soglia di invarianza da cui dipendono gli aggiornamenti delle condizioni economiche di fornitura. Con stessa delibera l'AEEG ha aggiornato le condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il primo trimestre 2009 fissando un prezzo pari a 79,33 centesimi di euro/m³.

Con delibera ARG/gas n. 40/09 l'AEEG ha aggiornato le condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il secondo trimestre 2009 definendo un prezzo pari a 73,41 centesimi di euro/m³, con una riduzione del 7,5% rispetto al trimestre precedente. L'aumento della componente a copertura dei costi di trasporto e

stoccaggio ha parzialmente compensato la forte diminuzione della componente materia prima.

Nel corso del primo semestre 2009 la diminuzione della componente materia prima è stata pari al 18,8%, attribuibile al calo del prezzo internazionale dei prodotti petroliferi registrato a partire dalla seconda parte del 2008.

Standard di comunicazione

Con delibera ARG/gas n. 185/08 l'AEEG ha definito le "Istruzioni Operative" (flussi e contenuti minimi informativi) per le comunicazioni tra distributori e venditori prorogando inoltre al 1° luglio 2009, rispetto al 1° aprile 2009, l'adozione obbligatoria di strumenti di comunicazione evoluti da parte dei grandi distributori. Con determinazione n. 3/09 le "Istruzioni Operative" sono state aggiornate regolando anche il processo di comunicazione di messa a disposizione di dati tecnici dal distributore al venditore, in coerenza con la nuova disciplina dei reclami che individua il venditore come unica interfaccia del cliente.

Generazione ed Energy Management

Decreto legge "Anti-crisi"

Il decreto legge n. 185/08 del 29 novembre 2008 (c.d. decreto "Anti-crisi") ha introdotto nuove disposizioni sul mercato elettrico all'ingrosso e sulle tariffe finali. In particolare, l'art. 3 del decreto legge prevede che l'AEEG adotti misure volte ad adeguare i prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale all'attuale diminuzione del prezzo del petrolio e attribuisce, sempre all'AEEG, la facoltà di proporre al Governo l'adozione di meccanismi per la promozione della concorrenza nelle zone dove si verificano anomalie di mercato. Lo stesso art. 3 formula alcuni indirizzi per la possibile adozione di un nuovo sistema di definizione dei prezzi di Borsa basato sul riconoscimento al produttore del prezzo offerto da ciascun impianto, in luogo del prezzo definito dall'impianto marginale come avviene nell'attuale sistema. Sono inoltre previste l'introduzione di un mercato infragiornaliero dell'energia in luogo dell'attuale mercato di aggiustamento e l'adozione di misure per la revisione del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) al fine di contenere gli oneri per i clienti finali.

Il decreto legge "Anti-crisi" è stato convertito in legge il 28 gennaio 2009 (legge n. 2/2009); il percorso di riforma delineato prevedeva l'emissione da parte del Ministro dello Sviluppo Economico di atti di indirizzo per la definizione delle nuove regole di mercato. Infatti, in data 29 aprile 2009 il suddetto Ministro ha emanato un decreto attuativo recante indirizzi e direttive per la riforma del mercato elettrico.

Ai sensi dell'art. 3, comma 8, della legge di conversione n. 2/2009, il 27 febbraio 2009 l'AEEG ha inviato la segnalazione PAS n. 3/09 al Governo, nella quale propone la cessione di capacità virtuale (*Virtual Power Plant* - VPP) da parte di alcuni operatori al fine di promuovere la concorrenza nelle zone Sicilia e Sardegna. In particolare, per quanto concerne Enel Produzione, è prevista la cessione di 1.840 MW in Sicilia e di 450 MW in Sardegna.

"Mercato dei Servizi di Dispacciamento" (MSD)

A fine 2008 l'AEEG ha introdotto per il 2009 alcune modifiche alla disciplina per il servizio di dispacciamento.

Con la delibera ARG/elt n. 203/08 l'AEEG ha eliminato la possibilità per Terna di

presentare le offerte integrative, ha ridotto la franchigia di sbilanciamento delle unità di consumo e ha previsto la loro partecipazione al mercato di aggiustamento. Con la delibera ARG/elt n. 206/08 l'AEEG ha definito uno schema di incentivazione per Terna relativamente all'approvvigionamento delle risorse sul MSD al fine di contenere gli oneri sui clienti finali. Tale schema si basa sui volumi approvvigionati, individuando come obiettivo di minima efficienza per il 2009 la quantità di risorse approvvigionata nel 2008. Una riduzione dei volumi 2009 fino al 5% rispetto all'obiettivo di minima efficienza comporta un premio fino a un massimo di 20 milioni di euro. A riduzioni maggiori, fino al 13%, corrispondono ulteriori premi, per un importo massimo di 20 milioni di euro.

Al contrario, sono previste penalità per l'aumento dei volumi rispetto al valore obiettivo. La penale è nulla per un incremento dei volumi fino al 5%, mentre a incrementi compresi tra il 5% e il 15% corrisponde una penale di massimo 5 milioni di euro.

Con la delibera ARG/elt n. 52/09 l'AEEG ha ridefinito la disciplina degli impianti essenziali ai sensi dell'art. 3, comma 11, della legge n. 2/09.

Oneri certificati verdi 2003 e 2004

Con la delibera ARG/elt n. 26/09, l'AEEG ha riconosciuto a Enel Produzione gli oneri derivanti dall'obbligo di cui all'art. 11 del decreto legislativo n. 79/99 per i primi tre mesi dell'anno 2004, calcolati facendo riferimento all'energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili e destinata ai clienti del mercato vincolato nei primi tre mesi dell'anno 2003, in misura pari a oltre 20 milioni di euro.

È attesa l'udienza del Consiglio di Stato sul ricorso in appello presentato dall'AEEG per il riconoscimento a Enel Produzione degli oneri dei certificati verdi relativi all'anno 2003.

Istruttorie e indagini conoscitive

Con la delibera VIS n. 3/09 l'AEEG ha avviato un'istruttoria formale per valutare le dinamiche di formazione dei prezzi degli ultimi mesi nel mercato dell'energia elettrica con specifico riferimento alla zona della Sicilia. Con la delibera VIS n. 15/09 il termine di conclusione di tale istruttoria è stato prorogato al 30 aprile 2009 e a oggi non ne è stato ancora pubblicato il resoconto.

Misure per fronteggiare l'emergenza gas

La procedura di emergenza climatica, approvata con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 23 novembre 2007, definisce misure per far fronte alla mancanza di copertura del fabbisogno di gas naturale in caso di eventi climatici sfavorevoli e altre tipologie di emergenze.

A garanzia della sicurezza del sistema gas, nell'ambito della procedura di emergenza, il Ministro dello Sviluppo Economico ha inoltre introdotto, con proprio decreto dell'11 settembre 2007, la procedura relativa all'obbligo di contenimento dei consumi di gas.

Con decreto del 29 gennaio 2009 il Ministero dello Sviluppo Economico ha revocato l'obbligo di massimizzazione delle importazioni di gas, introdotto il 7 gennaio 2009. Tale misura era stata adottata in applicazione della procedura di emergenza climatica a seguito della forte riduzione registrata nelle forniture di gas all'Italia dovuta all'acuirsi delle tensioni fra Russia e Ucraina e a un guasto sul viadotto Transmed.

Emission trading

Nel primo trimestre 2009 le emissioni prodotte da Enel Produzione sono state pari a 9,4 Mton; considerando le quote assegnate dal Piano Nazionale di Allocazione, calcolate su base *pro rata temporis* per lo stesso periodo di competenza, pari a 9,4 Mton, al 31 marzo 2009 non si evidenzia alcun *deficit*.

Borsa del gas e mercato giornaliero del bilanciamento

L'AEEG è intervenuta per dare attuazione alle disposizioni della delibera n. 22/04 relativamente allo sviluppo in Italia di un mercato organizzato delle capacità e del gas. Con il documento di consultazione n. 10/08 dell'aprile 2008 l'AEEG ha proposto l'introduzione di un mercato giornaliero di bilanciamento e il 19 giugno 2008 è stato pubblicato un ulteriore documento di consultazione (n. 21/08) relativo all'introduzione di una Borsa del gas che dovrebbe essere implementata, in fasi successive, a partire dalla metà del 2009, con un anticipo di almeno un anno rispetto allo sviluppo previsto del mercato del bilanciamento.

A livello normativo, il disegno di legge n. AS 1195 all'esame della Commissione Industria del Senato introduce la Borsa del gas prevedendo che il Gestore del Mercato Elettrico gestisca tutti gli scambi di mercato secondo criteri di merito economico. La disciplina del mercato dovrà essere approvata con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico.

Obblighi di offerta al Punto di Scambio Virtuale (PSV) di quote di gas importato

Il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 19 marzo 2008 aveva definito per gli importatori le modalità di cessione, presso il mercato regolamentato, di quote di gas prodotto in Paesi non appartenenti all'Unione Europea. Con la delibera ARG/gas n. 112/08 l'AEEG ha definito le modalità di offerta presso il PSV (Punto di Scambio Virtuale) delle quote di gas soggette a obbligo di offerta per i mesi da novembre 2008 a marzo 2009 e i lotti annuali. La delibera ARG/gas n. 24/09 ha confermato le modalità di offerta per i mesi da aprile 2009 a settembre 2009. La quota di Enel complessivamente offerta al PSV per l'anno termico 2008-2009 è di circa 6 milioni di m³. La procedura d'asta per i quantitativi dei lotti invernali (pari a 3,5 milioni di m³) si è conclusa il 13 ottobre 2008 con l'assegnazione di tutti i lotti offerti. Nessuno dei lotti estivi è invece stato assegnato nella sessione del 24 marzo 2009 in quanto i prezzi offerti sono risultati inferiori ai prezzi minimi di vendita fissati da Enel Trade.

Infrastrutture e Reti

Efficienza energetica

L'AEEG con delibera EEN n. 36/08 ha aggiornato il contributo tariffario dei Titoli di Efficienza Energetica per il 2009, attualmente pari a 100 euro/Tep, definendo un valore pari a 88,92 euro/Tep in base a un meccanismo legato all'andamento dei valori medi annuali delle tariffe domestiche di elettricità e gas e del prezzo del gasolio per autotrazione. L'aggiornamento avviene in diminuzione o in aumento nel caso in cui si siano registrati, rispettivamente, aumenti medi e riduzioni del valore medio nel corso dell'anno precedente.

Separazione funzionale e contabile

Il 23 settembre 2008, con la delibera ARG/com n. 132/08, l'AEEG ha pubblicato le

linee guida per la definizione del programma degli adempimenti che dovrà essere predisposto dagli Amministratori indipendenti delle società oggetto di separazione funzionale. In ottemperanza alle disposizioni in materia di *unbundling*, il 16 aprile 2009 è stata varata la separazione funzionale di Enel Distribuzione. In particolare, si è provveduto a individuare i nuovi componenti del Consiglio di Amministrazione di Enel Distribuzione, a verificare la sussistenza dei requisiti di indipendenza previsti per alcuni dei suoi membri e a definire le regole di *governance* e la struttura organizzativa e gestionale. Entro il 31 dicembre 2009 dovranno essere completati gli adempimenti finalizzati alla separazione funzionale di Enel Distribuzione.

Energia elettrica

Tariffe di distribuzione

Con la delibera ARG/elt n. 188/08 del 19 dicembre 2008 l'AEEG ha aggiornato le tariffe di trasmissione, distribuzione e misura per l'anno 2009. In particolare, la tariffa media unitaria di distribuzione e misura è stata incrementata del 2,6% rispetto al 2008. Tale aggiornamento è stato effettuato secondo nuovi criteri, definiti in occasione dell'avvio del periodo regolatorio 2008-2011, che prevedono un *X-factor* dell'1,9%, applicato solo sulla componente costi operativi e sulle componenti ammortamento e remunerazione del capitale aggiornate sulla base del deflatore degli investimenti fissi lordi e dei nuovi investimenti. Nel precedente periodo regolatorio l'*X-factor*, pari al 3,5%, era applicato sulle componenti costi operativi e ammortamenti, mentre l'aggiornamento per tener conto dei nuovi investimenti era previsto solo sulla componente remunerazione del capitale.

Con la delibera ARG/elt n. 31/09 del 18 marzo 2009 l'AEEG ha definito le modalità di trasferimento dalle tariffe di distribuzione a quelle di trasmissione dei ricavi afferenti alle linee di distribuzione in alta tensione cedute a Terna a partire dal 1° aprile 2009.

In particolare, la delibera ha previsto il trasferimento dei ricavi a copertura dei costi diretti, lasciando in capo a Enel Distribuzione i ricavi relativi alle extra efficienze realizzate in passato e trattenute grazie al meccanismo del *profit sharing*.

Istruttorie e indagini conoscitive

Con delibera n. 237/06 l'AEEG ha avviato un'istruttoria formale (poi rinnovata con delibera n. 314/07) per l'eventuale irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria nei confronti di Enel Distribuzione per aver disatteso l'obbligo di effettuare almeno un tentativo annuo di lettura dei consumi dei clienti con potenza impegnata fino a 30 kW, previsto dalla delibera n. 200/99. Con delibera VIS n. 22/09 l'AEEG, a conclusione dell'istruttoria nel corso della quale Enel ha dimostrato, con evidenza documentale, l'attuazione di tutti gli impegni assunti a favore dei clienti finali per l'eliminazione o l'attenuazione delle conseguenze delle violazioni contestate, ha sanzionato Enel Distribuzione per un importo pari a circa 2 milioni di euro.

Gas

Tariffe di distribuzione

Con la delibera ARG/gas n. 159/08 l'AEEG ha definito le metodologie di determinazione delle tariffe gas per il nuovo periodo regolatorio 2009-2012. La parte delle tariffe a copertura dei costi operativi (per i quali è riconosciuto un *X-factor* pari al 3,2%) è definita sulla base di valori unitari funzione della dimensione

dell'impresa e della densità dei clienti, mentre la parte a copertura dei costi di capitale è definita sulla base dei valori patrimoniali delle singole imprese. Per la determinazione della *Regulatory Asset Base* (RAB) è stato, pertanto, esteso il criterio del costo storico rivalutato a tutti gli ambiti tariffari, superando il criterio parametrico vigente nel precedente periodo regolatorio. In assenza di dati puntuali del costo storico relativo ad acquisizioni precedenti all'anno 2004 si tiene conto del valore dei cespiti iscritti a bilancio, comprensivo delle rivalutazioni. Poiché nel nuovo periodo regolatorio è previsto il passaggio dall'anno termico all'anno solare, l'AEEG, con la delibera ARG/gas n. 128/08, ha prorogato per il quarto trimestre 2008 la validità delle tariffe di distribuzione di gas relative all'anno termico 2007-2008. Le tariffe di distribuzione del nuovo periodo saranno definite entro il 30 giugno 2009. Con delibera ARG/gas n. 197/08 è stato posticipato al 1° luglio 2009 il passaggio della responsabilità di raccolta, validazione e registrazione delle misure gas dal venditore al distributore, previsto inizialmente dalla delibera ARG/gas n. 159/08 per l'inizio del 2009.

Concessioni di distribuzione di gas naturale

Il decreto legge n. 159/07 convertito in legge n. 222/2007, collegato fiscale alla Legge Finanziaria 2008, ha stabilito che, entro il 1° marzo 2008, fossero individuati dai Ministri dello Sviluppo Economico e per gli Affari Regionali e le Autonomie Locali i criteri di gara e di valutazione delle offerte per l'affidamento del servizio di distribuzione di gas e che gli stessi Ministri determinassero, entro il 1° dicembre dello stesso anno, gli ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare, a partire da quelli tariffari, e misure di incentivazione delle relative operazioni di aggregazione. Le nuove gare devono essere bandite entro due anni dall'individuazione degli ambiti territoriali.

Attualmente, considerata la conclusione del periodo transitorio prevista per fine 2009, circa il 50% delle concessioni Enel andrà in scadenza il 31 dicembre 2009. Successivamente, per effetto dell'art. 23 bis della legge n. 133/2008, nell'ambito della nuova disciplina dei servizi pubblici locali, il compito di definire i bacini di gara per l'affidamento di tutti i servizi pubblici di rilevanza economica è stato trasferito alle amministrazioni locali. A oggi non sono stati ancora definiti né i bacini né i criteri di gara.

Delibera n. 40/04 - sicurezza degli impianti di utenza a gas

La delibera ARG/gas n. 32/09 ha rinviato l'entrata in vigore (prevista per il 1° aprile 2009) del Titolo III della delibera n. 40/04, relativo agli accertamenti su impianti di utenza modificati o riattivati, in attesa della definizione della nuova disciplina sulla sicurezza degli impianti introdotta dal Ministero dello Sviluppo Economico (D.M. n. 37/08).

Iberia e America Latina

Spagna

Risoluzione Ministero dell'Industria 19 aprile 2007 e 29 maggio 2007

Con riferimento alla Risoluzione del Ministero dell'Industria del 19 aprile 2007 (e successive modificazioni) relativa alle aste di *Virtual Power Plant* da tenersi con cadenza prima trimestrale e poi semestrale, il 24 marzo 2009 si è tenuta la settima asta per un valore complessivo di 2.230 MWs (MW semestrali equivalenti)

di capacità virtuale divisa in 1.700 MWs di energia di base (con *strike price* a 22 euro/MWh) e 530 MWs di energia di punta (con *strike price* a 29 euro/MWh) con consegna a partire dal mese di aprile 2009. Endesa ha partecipato all'asta con una quota pari al 50% della potenza complessivamente da assegnare. In totale sono stati aggiudicati 1.260 MWs.

Con riguardo alla Risoluzione del Ministero dell'Industria del 29 maggio 2007 relativa alle aste denominate CESUR (*Compra de Electricidad para el Suministro de Ultimo Recurso*), il 26 marzo 2009 si è tenuta l'ottava asta; 21 operatori si sono aggiudicati la fornitura trimestrale, a partire dal secondo trimestre del 2009, di una quantità di energia pari a 2.400 MW a un prezzo di 36,58 euro/MWh per il prodotto *base load* e a 450 MW a 38,22 euro/MWh per il prodotto *peak load*. Quanto alle percentuali d'obbligo d'acquisto dei distributori per l'ottava asta, a Endesa è stato assegnato il 38% dell'energia messa all'asta.

Ordine ministeriale n. 3789/08

Il 29 dicembre 2008 il Ministero dell'Industria ha pubblicato l'ordine ministeriale n. 3789/08 relativo all'obbligo di contrattazione a termine per i distributori per il primo semestre 2009. A partire dal 1° gennaio 2009, alcuni distributori, tra cui Endesa, parteciperanno ad aste settimanali per l'acquisto a termine di energia sul mercato (OMIP).

Ordine ministeriale n. 3801/08

Il 31 dicembre 2008 il Governo ha pubblicato l'ordine ministeriale n. 3801/08 al fine di definire le tariffe elettriche per l'anno 2009 e di modificare alcuni aspetti rilevanti del mercato elettrico spagnolo. A gennaio l'incremento medio delle tariffe finali è stato pari al 3,4% per i clienti connessi in bassa tensione e al 3,8% per i clienti in alta tensione; le tariffe di accesso sono aumentate in media del 38,9%.

L'ordine ministeriale ha inoltre previsto alcuni interventi, tra cui:

- > cambio di struttura della tariffa sociale, eliminandone la progressività; non è più previsto il consumo gratuito dei primi 12,5 kWh/mese, né il sovrapprezzo applicato ai consumi superiori a 500 kWh/mese;
- > abolizione della tariffa integrale di alta tensione G4 per i grandi consumatori, definendo però un regime transitorio che prevede a gennaio 2009 un incremento del 5% del prezzo pagato a fine 2008 e un ulteriore aumento del 5% mensile a partire da febbraio 2009 fino all'entrata in vigore della TUR (*Tarifa de Ultimo Recurso*), prevista per il 1° luglio 2009;
- > aggiornamento dei valori di tariffe, premi, limiti superiori e inferiori degli impianti rinnovabili ex regio decreto n. 661/2007.

Consiglio di Amministrazione CNE del 17 marzo 2009

Durante la sessione ordinaria del Consiglio di Amministrazione della CNE (Comisión Nacional de Energía), quest'ultima ha provveduto a rettificare la Risoluzione del 3 luglio 2008 relativa alla lista degli operatori principali e dominanti del mercato elettrico spagnolo accogliendo il ricorso presentato da Acciona ed Enel. A seguito di tale rettifica, Enel (in quanto operatore estero in Spagna) non risulta più operatore dominante e principale nel mercato iberico e, a differenza di Endesa, non deve sottostare alle tre condizioni previste, ovvero:

- > eventuale obbligo di partecipazione ad aste virtuali di capacità (VPP);
- > divieto di acquisto di energia al di fuori del mercato iberico (Mibel);
- > limite di gestione degli impianti in regime speciale.

Sentenza Tribunal Supremo 28 gennaio 2009

La terza sezione del contenzioso amministrativo del Tribunal Supremo ha annullato la settima disposizione transitoria del regio decreto n. 1634/2006 che prevedeva la sospensione del pagamento del *capacity payment* per gli impianti di generazione nucleare. La decisione di fatto accoglie il ricorso presentato da Endesa nel febbraio 2007.

Regio decreto n. 485/2009

Con il regio decreto n. 485/2009 del 3 aprile 2009 il Governo ha riformato il sistema elettrico spagnolo prevedendo l'eliminazione definitiva della tariffa integrale. A partire dal 1° luglio 2009 il Ministero fisserà con cadenza almeno semestrale la c.d. *Tarifa de Ultimo Recurso* (TUR), riservata unicamente ai clienti in bassa tensione con una potenza contrattata inferiore o uguale a 10 KW (circa il 68% di tutti i clienti in bassa tensione) serviti da un fornitore di ultima istanza. Il regio decreto individua inoltre le cinque imprese, tra cui Endesa, con risorse e mezzi sufficienti per svolgere il ruolo di "fornitori di ultima istanza" (le altre quattro sono Iberdrola, Unión Fenosa, Hidrocanabrigo ed E.On).

Gli algoritmi di calcolo di definizione della TUR saranno oggetto di successivi provvedimenti, da pubblicarsi comunque entro il 1° luglio 2009.

Al fine di garantire sicurezza e continuità della fornitura, i fornitori di ultima istanza serviranno anche i clienti privi dei requisiti per la fornitura a TUR che siano temporaneamente sprovvisti di un contratto di approvvigionamento valido con un fornitore; il prezzo sarà fissato dal Ministero dell'Industria, Turismo e Commercio ed evolverà nel tempo in modo da incentivare il consumatore alla stipula di un contratto.

Risoluzioni della Comisión Nacional de la Competencia (CNC) del 6 aprile 2009

L'autorità *antitrust* spagnola, CNC, ha emesso quattro Risoluzioni con cui multa Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa e Viesgo per abuso di posizione dominante nel mercato della distribuzione di elettricità, consistito nel negare alla società britannica Centrica informazioni rilevanti sui punti di consegna, per poterle consentire di competere nel mercato.

Nello stabilire l'importo delle sanzioni la CNC ha considerato che le società di distribuzione di Endesa, Iberdrola e Unión Fenosa avrebbero inoltre tenuto una condotta discriminatoria, impedendo a Centrica l'accesso a informazioni che invece erano state trasmesse alle rispettive filiali per la commercializzazione.

Della sanzione di 35,8 milioni di euro complessivamente irrogata, Endesa ha ricevuto una sanzione di 15,3 milioni di euro; la società ha annunciato che farà ricorso contro la decisione della CNC.

Regio decreto legge n. 6/2009

In data 7 maggio 2009 è stato pubblicato il regio decreto legge n. 6/2009 che interviene con varie misure per il settore elettrico, tra cui:

- > l'individuazione di una soluzione alla questione del *deficit* di sistema, attraverso la concessione di una garanzia dello Stato sui diritti di credito relativi alla copertura dei *deficit* riconosciuti e non cartolarizzati anteriori al 31 dicembre 2008 e di quelli ulteriori che saranno prodotti fino al 31 dicembre 2012; la norma stabilisce, inoltre, che le future revisioni delle tariffe di accesso saranno tali da garantire, a partire dal 2013, entrate di sistema sufficienti a coprire il totale di costi delle attività regolate senza che si generino più *deficit ex ante*;
- > l'introduzione di una misura di carattere sociale, il cosiddetto "*bono social*",

- che prevede uno sconto in bolletta per alcune categorie di clienti, il cui finanziamento, per un importo non ancora definito, sarà completamente a carico dei generatori (Endesa contribuirà con una quota pari al 36,77%);
- > la soppressione della detrazione della CO₂ (ex decreto legge n. 11/2007) a partire dal 1° luglio 2009;
- > l'attribuzione agli operatori nucleari degli oneri relativi alla gestione della seconda parte del ciclo del combustibile nucleare (gestione residui radioattivi e combustibile esausto);
- > il passaggio graduale al *budget* dello Stato degli extra costi per la generazione extra peninsulare (dal 2009 al 2012).

Emission trading

Nel primo trimestre 2009 le emissioni prodotte da Endesa sono state pari a 7,7 Mton; considerando le quote assegnate dal Piano Nazionale di Allocazione calcolate su base *pro rata temporis* per lo stesso periodo di competenza, pari a 5,6 Mton, e gli acquisti effettuati nel corso del trimestre per 1,9 Mton, al 31 marzo 2009 si evidenzia un *deficit* residuo di 0,2 Mton. Tale *deficit* è stato valorizzato al valore di mercato di fine periodo.

Argentina

Aggiornamenti tariffari

A valle degli aumenti tariffari introdotti nel mese di luglio e agosto 2008 e nonostante il regolatore ENRE abbia introdotto alcune eccezioni all'applicabilità dell'aumento per particolari categorie di utenti, negli ultimi mesi si sono registrati episodi di protesta dei consumatori interessati dall'inasprimento delle tariffe finali (soprattutto contro gli ulteriori aumenti per i consumi superiori a 1.000 kWh per bimestre). Il Defensor del Pueblo ha assunto la difesa di alcuni consumatori presso le sedi giudiziarie federali: come misura cautelare in relazione a tale contenzioso amministrativo, il giudice ha disposto, il 28 gennaio 2009, che le tre società di distribuzione Edenor, Edesur ed Edelap si astengano dal procedere ai distacchi degli utenti morosi.

Revisione Tariffaria Integrale

Nonostante l'avvio della procedura per la Revisione Tariffaria Integrale (RTI) delle società di distribuzione Edenor, Edesur ed Edelap (la cui entrata in vigore era inizialmente prevista per febbraio 2009), il 20 febbraio 2009 il Governo ha deciso di abbandonare tale processo che, secondo gli accordi raggiunti con Edesur, Edenor ed Edelap nel 2008, avrebbe dovuto portare alla definizione di nuove tariffe di distribuzione per un periodo tariffario di 5 anni. Sebbene le società di distribuzione avessero solamente richiesto di prorogare il termine per la presentazione dei loro piani di investimento, il Governo ha preso la decisione di congelare momentaneamente il processo.

Brasile

Aggiornamenti tariffari

A seguito di un processo di consultazione svoltosi durante i primi mesi dell'anno, il 15 marzo 2009 è entrata in vigore la revisione tariffaria per la società di distribuzione Ampla, con un aumento medio dello 0,82% per i clienti finali (-1,23% per gli utenti in bassa tensione, tra -1,05% e +5,04% per l'alta tensione).

Provvedimenti di commercializzazione oltre frontiera

Il 18 febbraio 2009 il regolatore ANEEL ha autorizzato la società di interconnessione energetica CIEN (controllata al 90% da Endesa) a svolgere nel 2009 attività di *trading* (sia in *import* sia in *export*) di energia interrompibile relativa a capacità fino a un massimo di 2.000 MW tra Argentina e Uruguay. L'ammontare di energia disponibile per l'esportazione sarà stabilito dal Gestore del Sistema Elettrico Nazionale, su base settimanale, con riferimento al Programma Operativo mensile.

Secondo quanto stabilito dal Regolatore le operazioni di *trading* non dovranno comunque pregiudicare la sicurezza energetica del sistema interconnesso e nazionale.

Cile

Aggiornamenti tariffari del prezzo nodale

Il 21 gennaio 2009 la Comisión Nacional de Energía (CNE) ha provveduto ad aggiornare le tariffe elettriche attualmente in vigore. L'aggiornamento tariffario, valido retroattivamente a partire dal 19 gennaio 2009, è il risultato di una nuova indicizzazione del prezzo nodale e della recente approvazione (decreto n. 320 del Ministero dell'Economia) delle nuove tariffe di sub-trasmissione. In media le tariffe finali hanno fatto registrare una riduzione dei prezzi dell'1,6% nel mercato SIC (il principale dei quattro mercati in cui è diviso il Paese), mentre si è registrato un incremento del 13,6% nel mercato SING (il secondo mercato in termini di capacità installata).

Il 16 aprile 2009 il regolatore CNE ha inviato al Ministero dell'Economia l'*informe tecnico* con cui fissa il prezzo nodale in vigore dal 1° maggio 2009, determinando una riduzione dell'8,4% e del 19,8%, rispettivamente, nei mercati SIC e SING; ciò si tradurrà in riduzioni delle tariffe finali, rispettivamente, del 5% e del 13,1%.

Colombia

Agenda regolatoria per il 2009

Il 29 gennaio 2009 il regolatore CREG ha pubblicato l'agenda regolatoria per il 2009 individuando tre direttrici principali. La prima, e più importante, è relativa a questioni di politica energetica, architettura del mercato e meccanismi di aste competitive, interconnessione con Panama (per la cui realizzazione è stato recentemente firmato un accordo che prevede di sviluppare uno schema regolatorio coordinato) e progetti di elettrificazione rurale. La seconda area su cui si concentrerà il lavoro dell'Autorità riguarda il settore del gas naturale con alcuni specifici progetti in materia di distribuzione e *pricing*, mentre la terza area di indagine è relativa al gas liquefatto.

Metodologia di remunerazione delle attività di trasmissione

Il regolatore CREG ha pubblicato il 3 marzo 2009 la nuova metodologia per il calcolo della remunerazione dell'attività di trasmissione. Il principale cambiamento introdotto è relativo all'*asset base* oggetto di remunerazione; d'ora in poi esso comprenderà solo gli *asset* effettivamente usati per costruire, gestire, mantenere in esercizio e mantenere l'impianto: ciò consentirà di non remunerare gli impianti non ancora disponibili o non effettivamente utilizzati per erogare il servizio di trasmissione.

Perù

Aggiornamenti tariffari

Nell'ambito del processo per la determinazione delle tariffe dell'energia regulate per la fornitura dei clienti vincolati in vigore nel periodo maggio 2009 - aprile 2010, il 15 aprile 2009 il regolatore Osinergmin ha approvato incrementi delle tariffe finali compresi tra il 4,2% e il 6,8% per gli utenti domestici e tra il 4,3% e il 7,6% per i clienti industriali.

Tuttavia, coerentemente con quanto annunciato sin dal 15 aprile, Osinergmin ha successivamente realizzato nuovi calcoli per incorporare nelle tariffe finali i prezzi risultanti dalle procedure di gara tra generatori e distributori per la fornitura dei clienti vincolati.

Una volta in possesso di tutti gli indici di prezzo necessari, a fine aprile 2009 Osinergmin ha reso nota l'entità del riaggiustamento tariffario complessivo in vigore dal 1° maggio 2009: per i clienti domestici sono previsti incrementi compresi tra 1,7% e 3,5% (2,8% in media); nel caso dei clienti commerciali e industriali l'aumento previsto è dell'1% in media (3,1% al massimo).

Internazionale

Francia

TARTAM

La legge del 21 gennaio 2008, di modifica degli artt. 66 e seguenti della legge di programma del 13 luglio 2005, permette ai consumatori residenziali, in funzione della loro situazione, di accedere alle tariffe regolamentate per le nuove connessioni anteriori al 1° luglio 2010 e di ritornare alle tariffe regolamentate di vendita fino al 30 giugno 2010.

In seguito al fallimento delle negoziazioni sul futuro del sistema tariffario nel primo semestre 2008, a luglio 2008 anche la tariffa di ritorno TARTAM per le varie tipologie di clienti è stata rinnovata fino al 30 giugno 2010.

Nel mese di ottobre 2008 la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) ha annunciato che i ricavi per finanziare la compensazione ai fornitori per il TARTAM saranno insufficienti.

Il 4 novembre 2008 è stata creata la cosiddetta "Commissione Champsaur", incaricata di formulare una proposta per il periodo post-TARTAM: il dibattito in seno a tale Commissione si è recentemente concluso, con la pubblicazione – il 24 aprile 2009 – delle sue indicazioni, che suggeriscono di eliminare le tariffe regulate per i clienti industriali e di rivedere le tariffe per i piccoli consumatori, per i quali viene introdotta una reversibilità totale dal mercato libero. Nel segmento della generazione, lo stesso documento suggerisce che EDF metta a disposizione degli altri fornitori volumi di energia di base (con l'esplicita esclusione degli impianti nucleari di nuova generazione, nei quali Enel detiene una quota partecipativa), da definire con riferimento al portafoglio di clienti previsto in Francia; tali volumi saranno venduti a un prezzo regolato, che permetta la copertura dei costi operativi e di mantenimento delle centrali. Il meccanismo di accesso regolato alla produzione nucleare di base è stato preferito all'alternativa di una tassazione sulla produzione nucleare, in quanto più stabile, maggiormente compatibile con l'introduzione di una maggiore concorrenza nel settore dell'energia e maggiormente gradita agli operatori ascoltati dalla Commissione.

Aggiornamenti tariffari

A febbraio 2009, dopo la consultazione del primo semestre 2008, la CRE ha definito una nuova tariffa di rete che entrerà in vigore a breve e che prevede un'estensione della regolazione basata sulla RAB (*Regulatory Asset Base*).

Si prevede un aumento medio del 10% nei prossimi 4 anni, per coprire i nuovi investimenti di rete. Una volta pubblicata la proposta ufficiale dalla CRE, la tariffa verrà promulgata dopo un silenzio-assenso di due mesi del Ministero.

Slovacchia

Nuove Regole di Mercato

Il 4 luglio 2007 il Governo ha approvato una decisione riguardante le nuove regole di mercato, come conseguenza della liberalizzazione fissata per il 1° luglio 2007. In particolare, il provvedimento prevede l'applicazione a partire dal 1° gennaio 2008 di un'addizionale, pari alla componente tariffaria pagata dai clienti finali a copertura dei *System Service* (circa 10 euro/MWh nel 2008), sull'elettricità prodotta in Slovacchia e poi esportata (*export fee*).

Il Regulatory Council Export di URSO ha stabilito di eliminare dal 1° aprile 2009 l'impatto della *export fee* (Decisione URSO n. 0304/2009/E del 23 marzo 2009).

Slovenské elektrárne ha richiesto la cancellazione di questa norma sia dalle regole di mercato di cui sopra, sia dal decreto n. 2/2008 dove è ancora presente.

Legge sull'economic interest

URSO, attraverso la Decisione n. 12/2009/E, ha definito per Slovenské elektrárne prezzi e volumi di vendita dell'energia per clienti residenziali e per piccole imprese (rispettivamente 60,2802 euro/MWh e 79,1675 euro/MWh per l'anno 2009). Slovenské elektrárne ha presentato ricorso nei confronti di questa decisione.

Emission trading

Nel primo trimestre del 2009 le emissioni prodotte da Slovenské elektrárne sono state pari a circa 0,81 Mton a fronte di quote assegnate dal Piano Nazionale di Allocazione calcolate su base *pro rata temporis* per lo stesso periodo di competenza, pari a circa 1,35 Mton.

Romania

Aspetti tariffari

Le tariffe di distribuzione vengono determinate attraverso un sistema che prevede la regolamentazione verso il cliente finale tutelando la profittabilità del distributore e riconoscendo i costi di distribuzione fino a un *cap* tariffario. Per il secondo periodo regolatorio (2008-2012) il WACC è pari al 10% e il fattore di efficienza viene calcolato basandosi sulla media aritmetica ottenuta nel periodo 2005-2007; gli investimenti riconosciuti saranno remunerati sulla base di quanto messo in opera su base mensile.

Il 22 dicembre 2008 sono state pubblicate le tariffe di distribuzione per il 2009, in linea con quanto previsto dalla metodologia. A fine dicembre 2008 sono state pubblicate le tariffe finali regionali per i clienti residenziali e non residenziali, quelle di trasmissione e degli *ancillary service*.

Vendita ai clienti finali

A seguito della completa liberalizzazione del mercato finale, avvenuta il 1° luglio 2007 coerentemente con le date europee, resta ancora da aggiornare la metodologia

di calcolo per le tariffe di vendita ai clienti vincolati (ai quali nel 2008 è stato destinato l'87% delle vendite delle società Enel in Romania). Di conseguenza, anche per il 2009 è stato confermato un margine regolato pari al 2,5% sui costi di acquisto dell'energia fornita agli stessi clienti vincolati. Il portafoglio di energia per i clienti vincolati, per ciascun fornitore, viene determinato in prezzi e volumi da ANRE con l'obiettivo di ottenere una tariffa finale unica su tutto il territorio nazionale: a fine dicembre 2008 ANRE (Autoritatea Nationala de Reglementare in domeniul Energiei) ha assegnato i portafogli di energia, con i relativi prezzi di acquisto, per ognuna delle società di vendita per l'anno 2009.

Russia

Apertura del mercato

Nell'ambito della progressiva apertura del mercato stabilita dal Governo russo, a gennaio 2009 è stato superato un nuovo scalino, che ha fissato i volumi di energia elettrica per la vendita sul mercato libero pari al 30% dei volumi 2007. Tale soglia è coerente con le previsioni del decreto governativo del 7 aprile 2007, n. 207, che ha stabilito la progressiva liberalizzazione del mercato fino al 100% dei volumi nel 2011, escludendo quelli dei clienti residenziali.

Capacity market

Il 31 ottobre 2008 il Market Council ha approvato le regole generali di funzionamento e di accreditamento delle Borse per la vendita di contratti *forward* di capacità ed energia elettrica sul mercato libero (in applicazione del decreto n. 476). Al momento, una Borsa (Arena) ha ottenuto l'accreditamento e ha avviato le contrattazioni per il 2009 a fine dicembre 2008.

A inizio dicembre 2008 si è svolta l'asta annuale per la selezione di capacità (KOM) per il 2009. I prezzi preliminari destagionalizzati di capacità per il 2009 ammontano a circa 117mila rubli/MW mese (valore medio annuo). Inoltre, ogni mese il gestore del mercato (Administrator of Trading System, ATS) pubblica i prezzi di riferimento per gli acquirenti di capacità (società di vendita e grandi consumatori) che non hanno sottoscritto contratti bilaterali di compravendita della stessa. I prezzi di riferimento di gennaio e febbraio 2009 si attestano a 153 e 159,5mila rubli/MW/mese, rispettivamente, per la zona europea (dove si trovano gli impianti di OGK-5) e al netto dei coefficienti stagionali.

Lo stesso decreto n. 476 prevede che il Ministero dell'Energia elabori le regole per il mercato di capacità a lungo termine (previsto a partire dal 2011); il decreto per il mercato a lungo termine è attualmente in discussione presso i Ministeri competenti e la sua approvazione, annunciata per marzo 2009, non è ancora avvenuta.

Il 3 marzo 2009 il Federal Tariff Service (FTS) ha approvato la delibera n. 32-e/1 (che sostituisce la delibera n. 219-e/4 del 17 ottobre 2006) sulla applicazione dei coefficienti per il calcolo delle penali di capacità nel caso di non adempimento degli obblighi di mantenimento della disponibilità di produrre. I coefficienti sono differenziati a secondo della gravità dell'indisponibilità e si applicano sia ai prezzi liberi sia alle tariffe di capacità.

Price cap nel mercato dell'energia

I prezzi liberi sul mercato elettrico all'ingrosso a pronti sono soggetti, dal 9 gennaio 2008, a un *price cap* che esclude le offerte di prezzo più alte dal calcolo per la formazione del prezzo marginale. La misura è stata rinnovata a inizio 2009, seppur in forma più morbida (il meccanismo è applicabile nel caso in cui il prezzo medio

giornaliero superi i livelli massimi dello stesso mese del 2008, corretti per l'incremento degli indici dei costi di combustibili: +5% zona Europa per il primo trimestre), e poi prolungata per i mesi di marzo e aprile 2009 con una decisione del Market Council.

Aggiornamenti tariffari

Il 6 novembre 2008 FTS ha approvato le tariffe semestrali regolate all'ingrosso di gas applicate da Gazprom per il 2009. La crescita media prevista era in linea con le aspettative del Governo (il decreto n. 333 del 2007 ha previsto il progressivo aumento del prezzo del gas regolato fino alla convergenza ai valori di *net-back* rispetto alle vendite sui mercati europei; l'obiettivo di incremento annuo per il 2009 è stato fissato dal Ministero dell'Economia nel maggio 2008, pari a +19,6% per il gas destinato ai clienti non domestici). A seguito della crisi economica il Governo ha tuttavia ritenuto necessario attuare un aumento più graduale dei prezzi del gas. Il 24 dicembre FTS ha approvato le tariffe per il 2009, prevedendo un adeguamento trimestrale (anziché semestrale) delle tariffe stesse: l'aumento previsto per il primo trimestre è del 5% e l'aumento medio per tutto il 2009 rispetto al 2008 è di circa il 16%.

Aggiornamenti antitrust

Il 27 marzo 2009 il FAS di Mosca (autorità *antitrust*) ha reso pubblica la decisione presa il 12 marzo 2009 sulla violazione, da parte di RusEnergosbyt, RusEnergosbyt M, Comune di Mosca, Prefetture di Est e Sud-Est di Mosca, della legge sulla protezione della concorrenza per quanto attiene al progetto pilota per un nuovo sistema di fornitura di energia elettrica ai clienti domestici nelle zone di Est e Sud-Est di Mosca. La sentenza è stata aperta su ricorso di RAO Sistemi Energetici dell'Est (azionista di Mosenergosbyt, che è il *Guarantee Supplier* delle aree della città di Mosca in cui RusEnergosbyt M è subentrata nella fornitura). Agli organismi pubblici della città e dei Municipi si contesta la messa in atto di azioni restrittive della concorrenza, e a tutte le parti in causa si contesta la conclusione di accordi preferenziali tra enti pubblici e società private. La decisione impone alle parti di porre fine alle condotte restrittive della concorrenza e RusEnergosbyt M è infine tenuta a rendere al *budget* federale quanto indebitamente percepito.

Energie Rinnovabili

Italia

Sostegno alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

Il 5 febbraio 2009 il Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) ha reso noto agli operatori il prezzo di riferimento dei certificati verdi (CV) per l'anno 2009: 88,66 euro/MWh (al netto dell'IVA), pari alla differenza tra il valore di riferimento, fissato in sede di prima applicazione dalla Finanziaria 2008, pari a 180 euro/MWh, il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nel 2008, definito dall'AEEG con la delibera ARG/elt n. 10/09.

Inoltre, il GSE ha reso noto il prezzo di ritiro garantito (entro giugno 2009) dei CV rilasciati per le produzioni riferite agli anni 2006, 2007 e 2008 (a eccezione di quelli relativi a impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento) al prezzo di 98 euro/MWh, al netto di Iva. Esso corrisponde al prezzo medio ponderato

delle contrattazioni di CV registrate sul mercato del GME (Gestore del Mercato Elettrico) nel triennio 2006-2008. Il termine per la richiesta di ritiro dei medesimi CV da parte dei produttori è fissato per marzo 2009.

Infine, il GME ha sospeso la collocazione sul mercato dei CV nella propria disponibilità fino al termine previsto per la verifica annuale di adempimento all'obbligo (31 marzo 2009) a causa "dell'attuale eccesso di offerta di certificati presenti sul mercato (anche per le disponibilità residue degli anni 2006 e 2007)".

Spagna

Regio decreto n. 1578/08

Come previsto dal regio decreto n. 1578/08 e a valle del risultato della prima *convocatoria* per la definizione della remunerazione degli impianti fotovoltaici per il primo trimestre 2009, il 19 febbraio 2009 il Ministero dell'Industria ha fissato i valori delle tariffe *feed-in* per la seconda *convocatoria*, da applicarsi a partire dal secondo trimestre del 2009. Le tariffe per le installazioni integrate a strutture esistenti sono rimaste invariate (340 euro/MWh per impianti di taglia inferiore o uguale a 20 kW e 320 euro/MWh per quelli maggiori di 20 kW) mentre la *feed-in* per le installazioni di terra è stata ridotta da 320 euro/MWh a 307,2 euro/MWh.

Bulgaria

Legge di incentivo alle rinnovabili

La legge sulle fonti di energia rinnovabili e alternative e sui biocombustibili ha introdotto in Bulgaria uno schema di incentivo basato su tariffe di *feed-in* garantite e specifiche per fonte e sulla sottoscrizione di contratti di *Power Purchase Agreement*, della durata di 15 anni per l'eolico e fino a 25 anni per il solare, con Natsionalna Elektricheska Kompania (NEK). A fine marzo 2009 sono state pubblicate le tariffe per impianti rinnovabili eolici pari a circa 97 euro/MWh per le prime 2.250 ore di produzione (+1,6% rispetto all'anno precedente) e a circa 88 euro/MWh (+2,4% rispetto all'anno precedente) per le successive ore.

USA

Legge a supporto dell'energia rinnovabile

Negli Stati Uniti non esiste un meccanismo di incentivazione tariffaria alle fonti rinnovabili di energia a livello federale. A oggi 30 Stati hanno adottato un meccanismo di quote obbligatorie in capo ai fornitori di energia (*Renewable Portfolio Standard*, RPS), accompagnate da certificati trasferibili per attestare il rispetto dell'obbligo; al fine di adempiere all'obbligo, i fornitori bandiscono aste per la sottoscrizione di contratti a lungo termine (10-15 anni) per l'acquisto di energia certificata. Parallelamente, continua al Congresso la discussione su una bozza di provvedimento per individuare un meccanismo RPS a supporto del rinnovabile ma da applicarsi obbligatoriamente a livello federale.

Recovery Plan

Il 17 febbraio 2009 il Presidente Obama ha ratificato il provvedimento adottato dal Congresso americano il 12 febbraio 2009 relativo al piano da 787 miliardi di dollari destinato a stimolare l'economia (*stimulus bill*).

Il piano di aiuti all'economia prevede, tra le altre misure, lo stanziamento di circa 60 miliardi di dollari per il settore energetico, di cui 11 miliardi di dollari saranno impiegati per progetti di sviluppo infrastrutturale delle reti elettriche, destinati,

tra l'altro, a ridurre i costi di congestione. Il piano approvato da Camera e Senato prevede anche specifici meccanismi di incentivo alle rinnovabili, tra cui la conferma dell'estensione dell'applicabilità della *Production Tax Credit* (PTC), posticipando la data di scadenza delle agevolazioni al 2012 per l'eolico e al 2013 per il geotermoelettrico, l'idroelettrico incrementale e le biomasse.

Brasile

Provvedimenti di incentivo alle rinnovabili

Il 10 febbraio 2009 il Ministero delle risorse energetiche e minerarie ha pubblicato e sottoposto a procedura di consultazione la *Portaria* n. 52, relativa alla regolamentazione di un'asta di energia eolica che si svolgerà nella seconda metà del 2009 e che dovrebbe produrre contratti ventennali con produzione dal gennaio 2012 (*Contratos de Energia de Reserva - CER*). La *Portaria* n. 147 ha stabilito che l'asta di energia eolica sarà indetta dal regolatore ANEEL il 25 novembre 2009.

Grecia

Legge di incentivo alle rinnovabili

Nell'ambito del sistema greco di incentivo alla generazione da fonti rinnovabili (basato sulla legge n. 2368/2006) – che prevede un meccanismo di tariffe di *feed-in* differenziate per fonte e aggiornate annualmente – è stato introdotto un nuovo regime per la produzione da solare fotovoltaico (legge n. 3734/2009), con la definizione di nuove tariffe garantite per vent'anni e assegnate in funzione della data di entrata in esercizio dell'impianto. I progetti fotovoltaici che abbiano sottoscritto contratti di vendita prima dell'entrata in vigore di questa legge possono scegliere di passare al nuovo livello tariffario.

Produzione e domanda di energia elettrica

BILANCIO ENERGIA ELETTRICA ITALIA

Milioni di kWh	1° trimestre		
	2009	2008	Variazioni
Produzione lorda:			
- termoelettrica	56.512	69.732	(13.220) -19,0%
- idroelettrica	11.681	8.327	3.354 40,3%
- geotermoelettrica e altre fonti	3.383	3.438	(55) -1,6%
Totale produzione lorda	71.576	81.497	(9.921) -12,2%
Consumi servizi ausiliari	(2.737)	(3.251)	514 15,8%
Produzione netta	68.839	78.246	(9.407) -12,0%
Importazioni nette	12.570	10.379	2.191 21,1%
Energia immessa in rete	81.409	88.625	(7.216) -8,1%
Consumi per pompaggi	(1.468)	(1.803)	335 18,6%
Energia richiesta sulla rete	79.941	86.822	(6.881) -7,9%

Fonte: Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo marzo 2009).

- > La *richiesta di energia elettrica in Italia* nel primo trimestre 2009 risulta in calo rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2008 (-7,9%) raggiungendo al 31 marzo 2009 i 79,9 TWh. Tale richiesta è stata soddisfatta per l'84,3% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (88,0% nel primo trimestre 2008) e per il restante 15,7% dalle importazioni nette (12,0% nel primo trimestre 2008);
- > le *importazioni nette* dei primi tre mesi del 2009 registrano un incremento di 2,2 TWh (maggiori importazioni per 1,5 TWh, minori esportazioni per 0,7 TWh) per effetto essenzialmente del differenziale dei prezzi nei Paesi esteri rispetto al mercato italiano;
- > la *produzione lorda* presenta un decremento del 12,2% nel primo trimestre 2009 prevalentemente per effetto della minore richiesta di energia sulla rete. Con riferimento al *mix* produttivo, i primi tre mesi del 2009 sono stati caratterizzati da un significativo decremento delle produzioni da fonte termoelettrica (-13,2 TWh) parzialmente compensato da una maggiore generazione da fonte idroelettrica (+3,4 TWh), mentre le fonti alternative hanno contribuito in misura sostanzialmente costante nei due periodi in analisi.

DOMANDA DI GAS NATURALE IN ITALIA

Miliardi di m ³	1° trimestre			Variazioni
	2009	2008		
Residenziale e commerciale	14,8	13,7	1,1	8,0%
Industriale	4,4	5,5	(1,1)	-20,0%
Termoelettrico	7,0	9,0	(2,0)	-22,2%
Altro ⁽¹⁾	0,6	0,6	-	-
Totale	26,8	28,8	(2,0)	-6,9%

(1) Include altri consumi e perdite.

Fonte: Elaborazioni Enel su dati "Ministero delle Attività Produttive" e Snam Rete Gas.

La domanda di gas naturale in Italia registra un decremento del 6,9%; in particolare, mentre il consumo a uso residenziale e commerciale si è incrementato per effetto di condizioni climatiche più rigide nel primo trimestre 2009 rispetto all'analogo periodo del 2008, i consumi industriali e termoelettrici riflettono il rallentamento dell'economia nazionale a seguito della crisi finanziaria.

Flussi di energia elettrica e gas di Enel

FLUSSI DI ENERGIA ELETTRICA E GAS DI ENEL IN ITALIA

	1° trimestre			Variazioni
	2009	2008		
Energia elettrica (TWh)				
Energia netta prodotta da Enel in Italia	20,7	23,0	(2,3)	-10,0%
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel in Italia ⁽¹⁾	60,2	65,2	(5,0)	-7,7%
Energia venduta da Enel in Italia ⁽¹⁾	33,6	36,3	(2,7)	-7,4%
Gas naturale (miliardi di m³)				
Gas vettoriato	1,6	1,5	0,1	6,7%
Gas venduto ai clienti finali	2,2	2,2	-	-

(1) Escluse cessioni ai rivenditori.

- > La *produzione netta* di Enel in Italia decresce del 10,0% nel primo trimestre 2009 risentendo della flessione registrata nella produzione netta del Paese; la minor produzione è riferibile alla produzione termoelettrica (-4,3 TWh) e alla fonte geotermoelettrica (-0,1 TWh), parzialmente compensata dall'incremento della produzione da fonte idroelettrica (+2,1 TWh);
- > l'*energia trasportata* nei primi tre mesi del 2009 è pari a 60,2 TWh, con un decremento del 7,7% che riflette l'andamento della richiesta sulla rete nazionale;
- > l'*energia venduta* in Italia da Enel nel primo trimestre 2009 è pari a 33,6 TWh, in diminuzione di 2,7 TWh e in linea con il calo dei consumi rilevato a livello nazionale;
- > il *gas vettoriato* nel primo trimestre 2009 aumenta di 0,1 miliardi di metri cubi, sostanzialmente in linea con il dato rilevato nel primo trimestre 2008;
- > il *gas venduto* è in linea con quello del primo trimestre 2008 in quanto la riduzione dei volumi di vendita alla clientela *business* conseguente al

rallentamento dell'economia nazionale è sostanzialmente compensata dall'incremento dei volumi venduti alla clientela *mass market* per effetto di un più favorevole andamento delle condizioni climatiche rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

FLUSSI DI ENERGIA ELETTRICA E DI GAS DI ENEL ALL'ESTERO

	1° trimestre			Variazioni
	2009	2008		
Energia elettrica (TWh)				
Energia netta prodotta da Enel all'estero	42,5	34,9	7,6	21,8%
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel all'estero ⁽¹⁾	31,7	34,3	(2,6)	-7,6%
Energia venduta da Enel all'estero ⁽¹⁾	34,1	34,1	-	-
Gas naturale (miliardi di m³)				
Gas vettoriato	0,1	0,1	-	-
Gas venduto ai clienti finali	0,6	0,7	(0,1)	-14,3%

(1) Escluse le cessioni ai rivenditori.

- > La *produzione netta* di Enel all'estero nei primi tre mesi del 2009 è pari a 42,5 TWh, con un incremento di 7,6 TWh (sostanzialmente riferibile agli aumenti della produzione da fonte termoelettrica per 7,5 TWh, da fonte idroelettrica per 1,1 TWh e da fonte eolica per 0,3 TWh, parzialmente compensati dalla riduzione della generazione da fonte nucleare per 1,2 TWh). Tale andamento è riconducibile al diverso periodo di consolidamento di OGK-5, consolidata a partire da giugno 2008, per 9,7 TWh;
- > *l'energia trasportata* nei primi tre mesi del 2009 è pari a 31,7 TWh con un decremento di 2,6 TWh che riflette la riduzione dell'energia richiesta nei mercati iberico e rumeno, parzialmente compensata dalla variazione netta del perimetro di consolidamento relativa a Enel Distributie Muntenia (+1,6 TWh) e Viesgo (-1,4 TWh);
- > *l'energia venduta* all'estero da Enel nel primo trimestre 2009 si mantiene sostanzialmente in linea con il dato del 2008; in particolare, la variazione dell'area di consolidamento (+0,1 TWh quale saldo netto tra i contributi di Enel Energie Muntenia e Viesgo) e le maggiori vendite nei mercati francese e russo sono interamente compensate dal decremento delle vendite della Divisione Iberia e America Latina verificatosi nella Penisola Iberica.

Risultati per area di attività

La presentazione dei risultati tiene conto del nuovo assetto organizzativo del Gruppo varato nel mese di settembre 2008 che ha previsto la costituzione della Divisione “Energie Rinnovabili” accanto alle Divisioni operative definite con la precedente struttura organizzativa, varata nel mese di dicembre 2007 e operativa a partire dal 1° gennaio 2008.

Ciascuna di queste Divisioni, unitamente alle aree “Capogruppo” e “Servizi e Altre attività”, è stata presa a riferimento dal *management* per valutare le *performance* del Gruppo nei due periodi in esame.

Ai fini della comparabilità delle informazioni i valori relativi al primo trimestre 2008 sono stati riattribuiti alle Divisioni di riferimento così come definite dal nuovo assetto organizzativo di settembre 2008. Pertanto, rispetto a quanto presentato al 31 marzo 2008 i valori relativi alla Divisione Energie Rinnovabili sono stati derivati:

- > dalla Divisione Generazione ed Energy Management per gli impianti idroelettrici non programmabili, gli impianti geotermici, eolici e solari;
- > dalla Divisione Iberia e America Latina per i dati relativi alle società Enel Latin America (incluse Inelec e Americas Generation Corporation) ed Enel Unión Fenosa Renovables;
- > dalla Divisione Internazionale per i valori relativi alle società International Wind Parks of Thrace, Wind Parks of Thrace, International Wind Power, International Wind Parks of Crete, Hydro Constructional, Enel Green Power Bulgaria, Blue Line, Enel North America ed Enel Erelis;
- > dalla Divisione Mercato per la società Enel.si.

Nei dati economici sono stati rappresentati come *discontinued operations* i risultati economici inerenti alla rete di distribuzione del gas, essenzialmente riconducibili alla società Enel Rete Gas, in quanto rappresentativi di un importante ramo di attività nel territorio nazionale. Inoltre, nel primo trimestre 2008 le *discontinued operations* includono i risultati economici, al netto del relativo effetto fiscale, riconducibili alle attività di Endesa Europa cedute a E.On a giugno 2008, in quanto tali attività nette erano state acquisite, nell’ambito dell’operazione Endesa, al solo fine della loro rivendita.

L’area di consolidamento del primo trimestre 2009, rispetto allo stesso periodo del 2008, ha subito alcune modifiche, per i cui dettagli si rinvia alla nota 2 del Bilancio consolidato intermedio al 31 marzo 2009.

Risultati per area di attività nel primo trimestre del 2009 e del 2008

PRIMO TRIMESTRE 2009 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM	Ing. e Innov.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinn.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	5.961	3.259	47	270	3.476	1.348	381	103	29	(11)	14.863
Ricavi intersettoriali	37	2.011	228	1.288	-	50	34	80	221	(3.949)	-
Totale ricavi	5.998	5.270	275	1.558	3.476	1.398	415	183	250	(3.960)	14.863
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(96)	165	-	-	(84)	1	9	-	-	-	(5)
Margine operativo lordo	116	918	3	895	1.171	381	293	36	35	2	3.850
Ammortamenti e perdite di valore	61	169	-	210	462	128	55	2	23	-	1.110
Risultato operativo	55	749	3	685	709	253	238	34	12	2	2.740
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	325
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	807
Risultato delle <i>continuing operations</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.258
Risultato delle <i>discontinued operations</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(134)
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.124
Attività operative	8.856	15.030	277	19.595 ⁽²⁾	54.657 ⁽³⁾	12.229	5.938	1.232	1.855	(5.735)	113.934
Passività operative	6.015	4.144	395	6.023 ⁽⁴⁾	9.555 ⁽⁵⁾	4.948	592	1.347	1.652	(5.223)	29.448
Investimenti	7	169	-	249	386	177	106	-	15	-	1.109

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi del periodo.

(2) Di cui 2.545 milioni di euro al 31 marzo 2009 riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(3) Di cui 1.375 milioni di euro al 31 marzo 2009 riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(4) Di cui 289 milioni di euro al 31 marzo 2009 riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(5) Di cui 25 milioni di euro al 31 marzo 2009 riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

PRIMO TRIMESTRE 2008 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM	Ing. e Innov.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinn.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	6.322	3.144	4	345	3.914	857	356	92	74	(26)	15.082
Ricavi intersettoriali	51	2.224	305	1.218	3	60	27	72	192	(4.152)	-
Totale ricavi	6.373	5.368	309	1.563	3.917	917	383	164	266	(4.178)	15.082
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	68	(204)	-	-	-	(15)	(11)	-	-	-	(162)
Margine operativo lordo	192	548	4	898	1.148	272	241	8	56	7	3.374
Ammortamenti e perdite di valore	55	192	-	201	581	98	44	2	21	-	1.194
Risultato operativo	137	356	4	697	567	174	197	6	35	7	2.180
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(717)
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	456
Risultato delle <i>continuing operations</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.007
Risultato delle <i>discontinued operations</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	119
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.126
Attività operative ⁽⁶⁾	8.105	15.357	217	19.773 ⁽²⁾	53.201 ⁽³⁾	12.562	5.593	1.233	1.883	(5.714)	112.210
Passività operative ⁽⁶⁾	6.127	4.468	474	6.023 ⁽⁴⁾	9.255 ⁽⁵⁾	5.098	691	1.351	1.658	(5.150)	29.995
Investimenti	4	233	-	278	450	56	121	1	10	-	1.153

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi del periodo.

(2) Di cui 2.871 milioni di euro al 31 dicembre 2008 riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(3) Di cui 2.368 milioni di euro al 31 dicembre 2008 riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(4) Di cui 324 milioni di euro al 31 dicembre 2008 riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(5) Di cui 36 milioni di euro al 31 dicembre 2008 riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(6) Al 31 dicembre 2008.

La seguente tabella presenta la riconciliazione tra attività e passività di settore e quelle consolidate.

Milioni di euro

	al 31.03.2009	al 31.12.2008
Totale attività	134.434	133.207
Attività di natura finanziaria e disponibilità liquide	12.355	13.251
Attività di natura fiscale	8.145	7.746
Attività di settore	113.934	112.210
- di cui:		
Mercato	8.856	8.105
Generazione ed Energy Management	15.030	15.357
Ingegneria e Innovazione	277	217
Infrastrutture e Reti ⁽¹⁾	19.595	19.773
Iberia e America Latina ⁽²⁾	54.657	53.201
Internazionale	12.229	12.562
Energie Rinnovabili	5.938	5.593
Capogruppo	1.232	1.233
Servizi e Altre attività	1.855	1.883
Elisioni e rettifiche	(5.735)	(5.714)
Totale passività	106.453	106.912
Passività di natura finanziaria e finanziamenti	65.102	66.079
Passività di natura fiscale	11.903	10.838
Passività di settore	29.448	29.995
- di cui:		
Mercato	6.015	6.127
Generazione ed Energy Management	4.144	4.468
Ingegneria e Innovazione	395	474
Infrastrutture e Reti ⁽³⁾	6.023	6.023
Iberia e America Latina ⁽⁴⁾	9.555	9.255
Internazionale	4.948	5.098
Energie Rinnovabili	592	691
Capogruppo	1.347	1.351
Servizi e Altre attività	1.652	1.658
Elisioni e rettifiche	(5.223)	(5.150)

(1) Di cui 2.545 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita" (2.871 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

(2) Di cui 1.375 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita" (2.368 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

(3) Di cui 289 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita" (324 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

(4) Di cui 25 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita" (36 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Mercato

Alla Divisione Mercato sono demandate le attività commerciali con l'obiettivo di sviluppare un'offerta integrata di prodotti e di servizi per il mercato finale dell'energia elettrica e del gas. Tali attività sono espletate da:

- > Enel Servizio Elettrico e Vallenergie (quest'ultima limitatamente al territorio della Valle d'Aosta) per la vendita di energia elettrica sul mercato di maggior tutela;
- > Enel Energia per la vendita di energia elettrica sul mercato libero e sul mercato di salvaguardia e per la vendita di gas naturale alla clientela finale.

VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA

Milioni di kWh	1° trimestre			Variazioni
	2009	2008		
Mercato libero:				
- clienti <i>mass market</i>	8.610	6.376	2.234	35,0%
- clienti <i>business</i> ⁽¹⁾	5.499	5.886	(387)	-6,6%
Totale mercato libero ⁽²⁾	14.109	12.262	1.847	15,1%
Mercati di maggior tutela e salvaguardia ⁽³⁾	19.470	24.057	(4.587)	-19,1%
TOTALE	33.579	36.319	(2.740)	-7,5%

(1) Forniture a clienti "large" ed energivori (consumi annui maggiori a 1 GWh).

(2) Include nel 2009 le vendite sul mercato di salvaguardia pari a 1.537 milioni di kWh.

(3) Include nel 2008 le vendite sul mercato di salvaguardia pari a 3.908 milioni di kWh.

L'energia venduta nel primo trimestre 2009 è pari a 33,6 TWh, in diminuzione di 2,7 TWh rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, principalmente per effetto del rallentamento della congiuntura economica nazionale che ha impattato sui consumi a uso industriale. In particolare, le minori vendite sui mercati regolati per 4,6 TWh sono parzialmente compensate dall'incremento delle quantità commercializzate sul mercato libero.

VENDITE DI GAS

Milioni di m ³	1° trimestre			Variazioni
	2009	2008		
Clienti <i>mass market</i> ⁽¹⁾	1.585	1.450	135	9,3%
Clienti <i>business</i>	582	782	(200)	-25,6%
Totale vendite	2.167	2.232	(65)	-2,9%

(1) Include clienti residenziali e *microbusiness*.

Il gas venduto nel primo trimestre 2009 è pari a 2.167 milioni di metri cubi, in diminuzione di 65 milioni di metri cubi rispetto allo stesso periodo del precedente esercizio. Tale decremento è attribuibile essenzialmente all'effetto combinato della riduzione dei volumi di vendita alla clientela *business* e dell'incremento dei volumi venduti alla clientela *mass market*.

Milioni di euro	1° trimestre		
	2009	2008	Variazione
Ricavi	5.998	6.373	(375)
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(96)	68	(164)
<i>Margine operativo lordo</i>	116	192	(76)
Risultato operativo	55	137	(82)
Attività operative	8.856	8.105 ⁽¹⁾	751
Passività operative	6.015	6.127 ⁽¹⁾	(112)
Dipendenti a fine periodo (n.)	4.133	4.170 ⁽¹⁾	(37)
Investimenti	7	4	3

(1) Al 31 dicembre 2008.

I *ricavi* del primo trimestre 2009 ammontano a 5.998 milioni di euro, in diminuzione di 375 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2008 (-5,9%), in conseguenza dei seguenti fattori:

- > minori ricavi sui mercati regolati dell'energia elettrica per 664 milioni di euro che riflettono principalmente la riduzione (-4,6 TWh) delle quantità di energia elettrica vendute, sostanzialmente relativa ai clienti in regime di salvaguardia serviti fino al 30 aprile 2008;
- > maggiori ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 141 milioni di euro, sostanzialmente riferibili all'incremento dei quantitativi venduti;
- > maggiori ricavi sul mercato del gas naturale per 148 milioni di euro, prevalentemente riferibili ai maggiori prezzi medi di vendita, i cui effetti sono parzialmente compensati dalla riduzione dei volumi venduti.

Il *margine operativo lordo* del primo trimestre 2009 si attesta a 116 milioni di euro, in diminuzione di 76 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2008. Tale decremento è imputabile:

- > alla riduzione del margine sulle attività di vendita di energia elettrica nei mercati regolati per 50 milioni di euro, prevalentemente riferibile al decremento del margine di vendita per 28 milioni di euro, connesso alle minori quantità vendute, e all'effetto netto positivo di partite pregresse rilevate nel primo trimestre 2008 e relative alla vendita e al trasporto di energia elettrica per 19 milioni di euro;
- > alla riduzione del margine energia del mercato libero per 24 milioni di euro, dovuta essenzialmente al decremento del margine unitario di vendita che risente negativamente dei risultati della gestione del rischio *commodity*. Tale effetto è stato parzialmente compensato dall'incremento delle quantità vendute;
- > a maggiori altri costi operativi per 6 milioni di euro, connessi essenzialmente all'incremento dei costi commerciali relativi alla gestione della clientela;
- > al miglioramento del margine da vendita di gas naturale ai clienti finali per 4 milioni di euro.

Il *risultato operativo* del primo trimestre 2009, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 61 milioni di euro (55 milioni di euro nell'analogo periodo del 2008), è pari a 55 milioni di euro, in diminuzione di 82 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2008. L'incremento degli ammortamenti e delle perdite di valore è prevalentemente riferibile alle maggiori svalutazioni rilevate sui crediti commerciali.

Investimenti

Gli *investimenti* ammontano a 7 milioni di euro, in aumento di 3 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2008.

Generazione ed Energy Management

La Divisione opera nei settori dell'energia elettrica e dei prodotti energetici. Le principali attività espletate dalla Divisione Generazione ed Energy Management risultano così articolate:

- > produzione e vendita di energia elettrica:
 - generazione da impianti termoelettrici e idroelettrici programmabili sul territorio nazionale, tramite Enel Produzione e Hydro Dolomiti Enel (quest'ultima limitatamente alla Provincia di Trento);
 - *trading* sui mercati internazionali e in Italia, principalmente tramite Enel Trade, Enel Trade Hungary ed Enel Trade Romania;
- > approvvigionamento e vendita di prodotti energetici, tramite Enel Trade:
 - approvvigionamento per tutte le esigenze del Gruppo;
 - vendita di gas naturale a clienti "distributori";
- > sviluppo di progetti di stoccaggio di gas naturale, tramite Enel Stoccaggi, e di impianti di rigassificazione, tramite Nuove Energie.

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2009	2008	Variazioni	
Termoelettrica	12.425	16.715	(4.290)	-25,7%
Idroelettrica	5.413	3.882	1.531	39,4%
Totale produzione netta	17.838	20.597	(2.759)	-13,4%

Nel primo trimestre 2009 la produzione netta di energia elettrica perviene a 17.838 milioni di kWh, evidenziando un decremento del 13,4% rispetto al primo trimestre del 2008. Tale variazione è principalmente riferibile a un decremento di 4.290 milioni di kWh della produzione termoelettrica, parzialmente compensato dalla maggiore produzione idroelettrica per 1.531 milioni di kWh. In particolare, la significativa riduzione della domanda di energia elettrica in Italia, unitamente all'aumento della quota di energia importata, nonché la crisi nell'approvvigionamento del gas naturale nel mese di gennaio 2009 e l'incremento della produzione idroelettrica (favorita dalla maggiore idraulicità) hanno caratterizzato la dinamica di produzione del primo trimestre 2009 rispetto allo stesso periodo del 2008.

CONTRIBUTI ALLA PRODUZIONE TERMICA LORDA

Milioni di kWh	1° trimestre					
	2009	2008	Variazioni			
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	705	5,3%	796	4,5%	(91)	-11,4%
Olio combustibile leggero (S<0,25%)	931	7,0%	1.172	6,6%	(241)	-20,6%
Totale olio combustibile	1.636	12,3%	1.968	11,1%	(332)	-16,9%
Gas naturale	4.450	33,4%	7.648	42,9%	(3.198)	-41,8%
Carbone	7.115	53,4%	8.116	45,6%	(1.001)	-12,3%
Altri combustibili	128	0,9%	79	0,4%	49	62,0%
Totale	13.329	100,0%	17.811	100,0%	(4.482)	-25,2%

La produzione termoelettrica lorda è diminuita del 25,2% rispetto allo stesso periodo del 2008. La riduzione più significativa è stata registrata dalla produzione da gas naturale (-41,8%) ed è dovuta principalmente al minor funzionamento degli impianti a ciclo combinato per effetto sia dell'emergenza gas verificatasi nel mese di gennaio 2009 sia delle fermate per revisione delle due sezioni della centrale di Priolo Gargallo e della sezione 2 dell'impianto di La Spezia.

La diminuzione della produzione da carbone (-12,3%) risente sostanzialmente della fermata per revisione della sezione 3 della centrale di La Spezia fino alla metà di marzo 2009.

Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre		
	2009	2008	Variazione
Ricavi	5.270	5.368	(98)
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	165	(204)	369
<i>Margine operativo lordo</i>	918	548	370
Risultato operativo	749	356	393
Attività operative	15.030	15.357 ⁽¹⁾	(327)
Passività operative	4.144	4.468 ⁽¹⁾	(324)
Dipendenti a fine periodo (n.)	6.784	6.829 ⁽¹⁾	(45)
Investimenti	169	233	(64)

(1) Al 31 dicembre 2008.

I *ricavi* del primo trimestre 2009 ammontano a 5.270 milioni di euro, in diminuzione di 98 milioni di euro (-1,8%) rispetto all'analogo periodo del 2008 in conseguenza dei seguenti principali fattori:

- > minori ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica per 450 milioni di euro, riferibili prevalentemente alle minori quantità vendute (-5,0 TWh) e al decremento dei prezzi medi di vendita;
- > minori ricavi da vendite di energia elettrica per 174 milioni di euro, riconducibili all'effetto dei minori volumi venduti (-2,4 TWh) destinati al mercato libero della Divisione Mercato (285 milioni di euro), parzialmente compensati dai maggiori ricavi da vendita di energia a rivenditori operanti sul mercato nazionale (+111 milioni di euro);
- > maggiori ricavi per vendita di combustibili per *trading* pari a 42 milioni di euro, attribuibili all'aumento dei ricavi da vendita di gas naturale per 61 milioni di euro, parzialmente compensato dal decremento dei ricavi da vendita degli altri combustibili per 19 milioni di euro;
- > maggiori ricavi per 161 milioni di euro per la crescita dell'attività di *trading* nei mercati internazionali dell'energia elettrica (+1,6 TWh);
- > maggiori ricavi da vendita per certificati verdi al Gestore dei Servizi Elettrici per 312 milioni di euro.

Il *marginale operativo lordo* del primo trimestre 2009 si attesta a 918 milioni di euro, in aumento di 370 milioni di euro (+67,5%) rispetto ai 548 milioni di euro registrati nello stesso periodo del 2008. Tale incremento è sostanzialmente riconducibile per 156 milioni di euro alla variazione della valutazione al *fair value* dei derivati relativi alla gestione del rischio *commodity*, nonché all'aumento del margine di *trading* e generazione.

Il *risultato operativo* si attesta a 749 milioni di euro, in aumento di 393 milioni di euro (+110,4%) rispetto al primo trimestre 2008, scontando minori ammortamenti e perdite di valore per 23 milioni di euro, da riferirsi prevalentemente al completamento del processo di ammortamento di alcuni impianti nonché all'aumento della vita utile degli impianti di Hydro Dolomiti Enel conseguente al prolungamento della concessione.

Investimenti

Gli *investimenti* ammontano a 169 milioni di euro e si riferiscono sostanzialmente alla prosecuzione di attività sugli impianti termoelettrici per 131 milioni di euro (tra cui la riconversione a carbone della centrale di Torrevaldaliga Nord per 90 milioni di euro), agli interventi di rifacimento/ripotenziamento su diversi impianti idroelettrici per 26 milioni di euro (comprendenti la costruzione del nuovo impianto di "Talamona 2" per 4 milioni di euro) nonché allo sviluppo del progetto "Archimede" (8 milioni di euro) che prevede la realizzazione di un impianto solare termodinamico, integrato con la centrale esistente a ciclo combinato di Priolo Gargallo.

La Divisione Ingegneria e Innovazione ha la missione di gestire per il Gruppo i processi di ingegneria relativi allo sviluppo e alla realizzazione di impianti di generazione assicurando il conseguimento degli obiettivi qualitativi, temporali ed economici assegnati. Inoltre, ha il compito di coordinare e integrare le attività di ricerca del Gruppo assicurando lo *scouting*, lo sviluppo e la valorizzazione di opportunità di innovazione in tutte le aree di *business* del Gruppo con particolare riguardo allo sviluppo di iniziative a forte valenza ambientale.

Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre		
	2009	2008	Variazione
Ricavi	275	309	(34)
<i>Margine operativo lordo</i>	3	4	(1)
Risultato operativo	3	4	(1)
Attività operative	277	217 ⁽¹⁾	60
Passività operative	395	474 ⁽¹⁾	(79)
Dipendenti a fine periodo (n.)	1.040	1.020 ⁽¹⁾	20

(1) Al 31 dicembre 2008.

I *ricavi* del primo trimestre 2009 ammontano a 275 milioni di euro, in calo di 34 milioni di euro (-11,0%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Il decremento è da collegarsi a:

- > minori attività nei confronti di E.On España (già Enel Viesgo Generación) per 55 milioni di euro, finalizzate allo sviluppo delle centrali termoelettriche spagnole di Escatrón, Algeciras e Puente Nuevo;
- > maggiori attività nei confronti della Divisione Generazione ed Energy Management per 9 milioni di euro, prevalentemente riferibili alla riconversione a carbone dell'impianto di Torrevaldaliga Nord;
- > maggiori attività nei confronti delle società della Divisione Internazionale per 12 milioni di euro, prevalentemente connesse alla realizzazione di impianti a ciclo combinato a Marcinelle (6 milioni di euro), Livadia (2 milioni di euro) e Nevinnomyskaya (2 milioni di euro).

Il *margine operativo lordo*, coincidente con il *risultato operativo*, ammonta a 3 milioni di euro nel primo trimestre 2009, con un decremento, pari a 1 milione di euro, che riflette la dinamica già descritta nel commento ai ricavi.

Infrastrutture e Reti

Alla Divisione Infrastrutture e Reti è prevalentemente demandata la gestione delle reti di distribuzione di energia elettrica e del gas.

Le attività sono sostanzialmente espletate da:

- > Enel Distribuzione, Enel Linee Alta Tensione e Deval (quest'ultima limitatamente al territorio della Valle d'Aosta) per la distribuzione di energia elettrica;
- > Enel Rete Gas e Avisio per la distribuzione del gas;
- > Enel Sole per l'illuminazione pubblica e artistica.

A seguito delle procedure di dismissione delle attività relative alla rete di distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale in Italia, le attività e le passività riconducibili essenzialmente a Enel Linee Alta Tensione (ceduta in data 1° aprile 2009) e a Enel Rete Gas sono state classificate al 31 marzo 2009 nella voce "Attività nette destinate alla vendita", mentre i risultati economici inerenti alla rete di distribuzione del gas, in quanto rappresentativi di un significativo ramo di attività nel territorio nazionale, sono stati classificati nei due periodi messi a confronto come *discontinued operations*.

TRASPORTO DI ENERGIA ELETTRICA E GAS

	1° trimestre			Variazioni
	2009	2008		
Energia elettrica trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh) ⁽¹⁾	60.156	65.227	(5.071)	-7,8%
Gas vettoriato (milioni di m³)				
Per società Gruppo Enel	1.357	1.290	67	5,2%
Per società di terzi	270	206	64	31,1%
Totale gas vettoriato ⁽²⁾	1.627	1.496	131	8,8%

(1) Il dato del 1° trimestre 2008 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate a seguito di ulteriori verifiche che vengono eseguite nei mesi successivi sulla base di informazioni supplementari.

(2) Include il perimetro delle attività classificato come "discontinued operations" (1.616 milioni di m³ nel primo trimestre 2009, 1.488 milioni di m³ nel primo trimestre 2008).

Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre			Variazione
	2009	2008		
Ricavi	1.558	1.563		(5)
Margine operativo lordo	895	898		(3)
Risultato operativo	685	697		(12)
Attività operative ⁽²⁾	19.595	19.773 ⁽¹⁾		(178)
Passività operative ⁽³⁾	6.023	6.023 ⁽¹⁾		-
Dipendenti a fine periodo (n.)	21.842	21.683 ⁽¹⁾		159
Investimenti	249	278		(29)

(1) Al 31 dicembre 2008.

(2) Di cui 2.545 milioni di euro al 31 marzo 2009 (2.871 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(3) Di cui 289 milioni di euro al 31 marzo 2009 (324 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

I *ricavi* del primo trimestre 2009 ammontano a 1.558 milioni di euro, sostanzialmente in linea rispetto all'analogo periodo del 2008 (-0,3%).

In particolare, gli aggiornamenti tariffari previsti dal nuovo periodo regolatorio (compresi i meccanismi di perequazione) hanno sostanzialmente compensato gli effetti derivanti dalla riduzione dell'energia distribuita ai clienti finali (-5,1 TWh) rilevata essenzialmente sulle reti di alta e media tensione in linea con l'andamento

del flusso di energia in Italia, nonché il decremento dei contributi di allacciamento per 10 milioni di euro a seguito delle minori richieste di potenza, essenzialmente relative agli allacci in bassa tensione.

Il *marginale operativo lordo* ammonta a 895 milioni di euro ed evidenzia un decremento di 3 milioni di euro (-0,3%) riconducibile a:

- > maggiori costi operativi per 27 milioni di euro e flessione del margine realizzato sui titoli di efficienza energetica per 8 milioni di euro;
- > minori contributi di allacciamento per 10 milioni di euro, già commentati nei ricavi;
- > un miglioramento del margine da trasporto di energia elettrica per 20 milioni di euro;
- > l'effetto positivo di un conguaglio sugli acquisti dall'Acquirente Unico, pari a 22 milioni di euro, a seguito dell'allineamento dei punti di prelievo sulle reti di alta tensione, come previsto dalla deliberazione n. 177/07 (e successive) dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Il *risultato operativo*, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 210 milioni di euro (201 milioni di euro nel primo trimestre 2008), si attesta a 685 milioni di euro, in diminuzione di 12 milioni di euro rispetto a quello registrato nell'analogo periodo del 2008 (-1,7%).

Investimenti

Gli *investimenti* ammontano a 249 milioni di euro, in diminuzione di 29 milioni di euro prevalentemente per effetto dei minori interventi effettuati sulla rete di distribuzione dell'energia elettrica.

Iberia e America Latina

La Divisione Iberia e America Latina ha la missione di sviluppare la presenza e coordinare le attività di Enel nei mercati dell'energia elettrica e del gas in Spagna, Portogallo e America Latina, elaborando la strategia di sviluppo nei mercati regionali di interesse.

Mentre nel 2009 la Divisione accoglie esclusivamente i dati riferiti a Endesa, nel 2008 include i risultati economici riferiti al perimetro di attività rappresentato dalle società Enel Viesgo Generación, Enel Viesgo Servicios, Electra de Viesgo Distribución e le partecipazioni detenute dalle stesse, ceduto nel giugno 2008 a E.On.

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2009	2008	Variazioni	
Termoelettrica	12.186	14.247	(2.061)	-14,5%
Nucleare	4.571	5.059	(488)	-9,6%
Idroelettrica	7.494	6.263	1.231	19,7%
Eolica	597	503	94	18,7%
Altre fonti	46	41	5	12,2%
Totale produzione netta	24.894	26.113	(1.219)	-4,7%

La produzione netta effettuata dalla Divisione Iberia e America Latina nel primo trimestre 2009 è pari a 24.894 milioni di kWh, in diminuzione di 1.219 milioni di kWh rispetto allo stesso periodo del 2008. Tale decremento è riferibile per 675 milioni di kWh alla contribuzione alla generazione nel primo trimestre 2008 di Enel Viesgo Generación e per 544 milioni di kWh alla minor produzione effettuata da Endesa nei due periodi a confronto.

In particolare, la riduzione nella generazione da parte di Endesa si riferisce alla minor produzione effettuata nella Penisola Iberica per 1.174 milioni di kWh (relativa alla produzione da fonte termoelettrica e nucleare, parzialmente bilanciata dalla maggior produzione da fonte idroelettrica), alla maggior generazione in America Latina per 386 milioni di kWh (prevalentemente riferibile alle favorevoli condizioni di idraulicità verificatesi in Cile e Colombia) e negli altri Paesi europei per 244 milioni di kWh, questi ultimi riferibili per 230 milioni di kWh agli impianti termoelettrici acquisiti in Irlanda nel gennaio del 2009.

CONTRIBUTI ALLA PRODUZIONE TERMICA LORDA

Milioni di kWh	1° trimestre					
	2009		2008		Variazioni	
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	1.223	7,0%	1.377	6,8%	(154)	-11,2%
Olio combustibile leggero (S<0,25%)	264	1,5%	50	0,2%	214	428,0%
Totale olio combustibile	1.487	8,5%	1.427	7,0%	60	4,2%
Gas naturale	5.301	30,4%	4.393	21,7%	908	20,7%
Carbone	4.968	28,4%	7.903	39,1%	(2.935)	-37,1%
Combustibile nucleare	4.743	27,2%	5.277	26,1%	(534)	-10,1%
Altri combustibili	963	5,5%	1.240	6,1%	(277)	-22,3%
Totale	17.462	100,0%	20.240	100,0%	(2.778)	-13,7%

La produzione termica lorda registra un decremento rispetto al primo trimestre 2008 di 2.778 milioni di kWh, di cui 2.255 milioni di kWh relativi alla minor produzione effettuata da Endesa (prevalentemente con l'utilizzo del carbone) e 523 milioni di kWh da riferire alla variazione di perimetro di consolidamento relativa a Enel Viesgo Generación.

VENDITA DI ENERGIA ELETTRICA AI CLIENTI FINALI

Milioni di kWh	1° trimestre			Variazioni
	2009	2008		
Mercato libero:				
- Penisola Iberica	8.962	7.087	1.875	26,5%
- America Latina	1.123	1.011	112	11,1%
Totale mercato libero	10.085	8.098	1.987	24,5%
Mercato regolato:				
- Penisola Iberica	8.537	13.099	(4.562)	-34,8%
- America Latina	6.906	6.824	82	1,2%
Totale mercato regolato	15.443	19.923	(4.480)	-22,5%
TOTALE	25.528	28.021	(2.493)	-8,9%
- di cui Penisola Iberica	17.499	20.186	(2.687)	-13,3%
- di cui America Latina	8.029	7.835	194	2,5%

Le vendite di energia elettrica ai clienti finali effettuate dalla Divisione Iberia e America Latina nel primo trimestre 2009 sono pari a 25.528 milioni di kWh, in diminuzione di 2.493 milioni di kWh rispetto allo stesso periodo del 2008, di cui 1.267 milioni di kWh da riferire alla variazione di perimetro relativa a Electra de Viesgo Distribución e Viesgo Energía.

Il decremento delle vendite complessive effettuate da Endesa, pari a 1.226 milioni di kWh, si riferisce per 3.417 milioni di kWh al mercato regolato, parzialmente compensato dall'aumento delle vendite sul mercato libero per 2.191 milioni di kWh; tale andamento è correlato alla parziale liberalizzazione delle tariffe elettriche nel mercato spagnolo.

Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre			Variazione
	2009	2008		
Ricavi	3.476	3.917		(441)
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	(84)	-		(84)
<i>Margine operativo lordo</i>	1.171	1.148		23
Risultato operativo	709	567		142
Attività operative ⁽²⁾	54.657	53.201 ⁽¹⁾		1.456
Passività operative ⁽³⁾	9.555	9.255 ⁽¹⁾		300
Dipendenti a fine periodo (n.)	18.042	17.827 ⁽¹⁾		215
Investimenti	386	450		(64)

(1) Al 31 dicembre 2008.

(2) Di cui 1.375 milioni di euro al 31 marzo 2009 (2.368 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(3) Di cui 25 milioni di euro al 31 marzo 2009 (36 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

Nella seguente tabella sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività.

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	1° trimestre			1° trimestre			1° trimestre		
	2009	2008	Variazione	2009	2008	Variazione	2009	2008	Variazione
Europa	2.106	2.566	(460)	676	705	(29)	358	279	79
America Latina	1.370	1.351	19	495	443	52	351	288	63
Totale	3.476	3.917	(441)	1.171	1.148	23	709	567	142

I ricavi del primo trimestre 2009 sono in diminuzione di 441 milioni di euro (-11,3%), per effetto di:

- > minori ricavi in Europa per 460 milioni di euro, riferiti per 367 milioni di euro alla variazione del perimetro di consolidamento relativa al Gruppo Viesgo ceduto a E.On nel giugno 2008 e per 93 milioni di euro ai minori ricavi conseguiti da Endesa. Questi ultimi sono sostanzialmente riferibili a minori ricavi da attività di generazione per 366 milioni di euro essenzialmente connessi alle minori quantità prodotte, parzialmente compensati da 283 milioni di euro di maggiori ricavi da distribuzione e vendita di energia elettrica, prevalentemente riferiti ai maggiori prezzi di vendita che hanno più che compensato la riduzione delle quantità vendute;
- > maggiori ricavi conseguiti da Endesa in America Latina per 19 milioni di euro, prevalentemente riferibili alla distribuzione e vendita di energia elettrica.

Il margine operativo lordo ammonta a 1.171 milioni di euro, in crescita di 23 milioni di euro (+2,0%) rispetto al primo trimestre 2008. In particolare, si evidenzia:

- > la crescita del margine operativo lordo in America Latina per 52 milioni di euro, sostanzialmente riferibile (per 48 milioni di euro) alla generazione di energia elettrica che ha beneficiato delle favorevoli condizioni di idraulicità in alcuni Paesi;
- > la diminuzione del margine operativo lordo in Europa per 29 milioni di euro, per effetto del deconsolidamento delle società Viesgo per 41 milioni di euro, parzialmente compensato dal miglioramento del margine operativo lordo di Endesa per 12 milioni di euro, da riferire prevalentemente alle attività di generazione e sostanzialmente relativo alla variazione di perimetro di consolidamento connessa a Endesa Ireland.

Il risultato operativo del primo trimestre 2009 è pari a 709 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2008, una crescita di 142 milioni di euro. Tale andamento, oltre alla variazione del margine operativo lordo, risente di minori ammortamenti e perdite di valore per 119 milioni di euro, attribuibili al deconsolidamento del Gruppo Viesgo per 189 milioni di euro (riferibile per 168 milioni di euro all'adeguamento effettuato nel primo trimestre 2008 del valore delle attività nette successivamente cedute a E.On), parzialmente compensato da maggiori ammortamenti e perdite di valore di Endesa per 70 milioni di euro (sostanzialmente riferibili agli ammortamenti calcolati sul perimetro di attività classificato nel 2008 come "destinato alla vendita" e non più oggetto di cessione ad Acciona in virtù dell'accordo del 20 febbraio 2009, nonché all'entrata in esercizio di alcuni impianti nel secondo semestre 2008).

Investimenti

Gli *investimenti* ammontano a 386 milioni di euro, in diminuzione di 64 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2008. Gli investimenti effettuati nel primo trimestre 2009 riguardano principalmente impianti di generazione, prevalentemente termoelettrici e nucleari, per 189 milioni di euro, di cui 131 milioni di euro in Europa. Gli investimenti sulla rete di distribuzione di energia elettrica ammontano nel primo trimestre 2009 a 148 milioni di euro, di cui 96 milioni di euro in Europa.

Internazionale

La Divisione Internazionale ha la missione di supportare la strategia di crescita internazionale di Enel nonché di consolidare la gestione e integrazione delle attività estere non comprese nei mercati iberico e latinoamericano gestiti dalla Divisione Iberia e America Latina, monitorando e sviluppando le opportunità di *business* che si presenteranno sui mercati dell'energia elettrica e dei combustibili. Le principali aree geografiche nelle quali la Divisione svolge le sue attività sono:

- > Europa centrale, con attività di vendita di energia in Francia (Enel France), attività di generazione in Slovacchia (Slovenské elektrárne) e sviluppo di impianti termici in Belgio (Marcinelle Energie);
- > Europa sud-orientale, con attività di generazione e supporto tecnico alla stessa in Bulgaria (Enel Maritza East 3 ed Enel Operations Bulgaria), di sviluppo di capacità di generazione in Romania (Enel Productie), di distribuzione e vendita di energia elettrica e di supporto in Romania (Enel Distributie Banat, Enel Distributie Dobrogea, Enel Energie, Enel Distributie Muntenia, Enel Energie Muntenia, Enel Romania ed Enel Servicii Comune), di sviluppo di impianti termoelettrici (Enelco) in Grecia;
- > Russia, con attività di *upstream* nel settore gas (SeverEnergia), *trading* e vendita di energia (RusEnergosbyt), generazione e vendita di energia elettrica (OGK-5) e di supporto (Enel Rus) nella Federazione Russa.

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA

Milioni di kWh	1° trimestre			Variazioni
	2009	2008		
Termoelettrica	11.243	1.723	9.520	552,5%
Nucleare	3.581	4.305	(724)	-16,8%
Idroelettrica	1.030	1.126	(96)	-8,5%
Totale	15.854	7.154	8.700	121,6%

La produzione netta effettuata dalla Divisione Internazionale nel primo trimestre 2009 è pari a 15.854 milioni di kWh, in aumento di 8.700 milioni di kWh rispetto allo stesso periodo del 2008. Tale crescita risente essenzialmente del consolidamento di OGK-5, che contribuisce nel primo trimestre 2009 con una produzione netta, interamente termoelettrica, di 9.721 milioni di kWh, parzialmente compensata da una flessione delle produzioni termoelettriche in Slovacchia e Bulgaria. Alla crescita della generazione termoelettrica si contrappone la contrazione della produzione da fonte nucleare in Slovacchia che riflette la fermata a fine 2008 della centrale nucleare di EBOV1 (-724 milioni di kWh), nonché il decremento della produzione da fonte idroelettrica a causa di condizioni di idraulicità meno favorevoli rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente (-96 milioni di kWh).

CONTRIBUTI ALLA PRODUZIONE TERMICA LORDA

Milioni di kWh	1° trimestre					
	2009		2008		Variazioni	
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	41	0,3%	-	-	41	-
Gas naturale	4.981	31,2%	-	-	4.981	-
Carbone	7.059	44,3%	2.008	30,1%	5.051	251,5%
Combustibile nucleare	3.855	24,2%	4.654	69,9%	(799)	-17,2%
Totale	15.936	100,0%	6.662	100,0%	9.274	139,2%

Con riferimento al *mix* di combustibili impiegati nella produzione termoelettrica, l'incidenza dell'utilizzo dei vari combustibili nel primo trimestre 2009 riflette prevalentemente la variazione nell'area di consolidamento relativa all'acquisizione di OGK-5.

VENDITA DI ENERGIA ELETTRICA AI CLIENTI FINALI

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2009	2008	Variazioni	
Mercato libero:				
- Romania	306	152	154	101,3%
- Francia	967	311	656	210,9%
- Russia	727	694	33	4,8%
Totale mercato libero	2.000	1.157	843	72,9%
Mercato regolato:				
- Romania	2.367	1.139	1.228	107,8%
- Russia	4.191	3.832	359	9,4%
Totale mercato regolato	6.558	4.971	1.587	31,9%
TOTALE	8.558	6.128	2.430	39,7%
- di cui Romania	2.673	1.291	1.382	107,0%
- di cui Francia	967	311	656	210,9%
- di cui Russia	4.918	4.526	392	8,7%

La vendita di energia elettrica ai clienti finali effettuata dalla Divisione Internazionale nel primo trimestre 2009 aumenta di 2.430 milioni di kWh, prevalentemente per effetto della variazione del perimetro di consolidamento riferita a Enel Energie Muntenia (+1.409 milioni di kWh) nonché delle maggiori vendite di energia elettrica effettuate da Enel France sul mercato francese e da RusEnergosbyt sul mercato russo.

Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre		
	2009	2008	Variazione
Ricavi	1.398	917	481
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	1	(15)	16
<i>Margine operativo lordo</i>	381	272	109
Risultato operativo	253	174	79
Attività operative	12.229	12.562 ⁽¹⁾	(333)
Passività operative	4.948	5.098 ⁽¹⁾	(150)
Dipendenti a fine periodo (n.)	16.631	16.865 ⁽¹⁾	(234)
Investimenti	177	56	121

(1) Al 31 dicembre 2008.

Nella seguente tabella sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività.

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	1° trimestre			1° trimestre			1° trimestre		
	2009	2008	Variazione	2009	2008	Variazione	2009	2008	Variazione
Europa centrale	680	571	109	278	236	42	195	158	37
Europa sud-orientale	309	177	132	52	37	15	25	20	5
Russia	409	169	240	51	(1)	52	33	(4)	37
Totale	1.398	917	481	381	272	109	253	174	79

I *ricavi* del primo trimestre 2009 sono in crescita di 481 milioni di euro (+52,5%), passando da 917 milioni di euro a 1.398 milioni di euro. Tale andamento è connesso:

- > all'incremento dei ricavi in Russia per 240 milioni di euro, prevalentemente riferibili al consolidamento di OGK-5 (233 milioni di euro);
- > all'incremento dei ricavi in Europa sud-orientale per 132 milioni di euro, da collegare alla variazione di perimetro di consolidamento relativa a Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia per 135 milioni di euro e all'incremento dei ricavi di Enel Maritza East 3 per 9 milioni di euro (correlato all'incremento dei prezzi di vendita che ha più che compensato le minori quantità prodotte); tali effetti positivi sono parzialmente compensati da minori ricavi delle altre società rumene per 12 milioni di euro;
- > ai maggiori ricavi in Europa centrale per 109 milioni di euro, prevalentemente riferiti all'incremento dei ricavi in Slovacchia per 72 milioni di euro (connesso sostanzialmente all'incremento dei prezzi medi di vendita, parzialmente compensato da minori quantità prodotte) e ai maggiori ricavi da vendita di energia elettrica di Enel France per 37 milioni di euro (da riferire prevalentemente alle vendite di energia effettuate nell'ambito degli accordi con EdF).

Il *margine operativo lordo* ammonta a 381 milioni di euro, in crescita di 109 milioni di euro (+40,1%) rispetto al primo trimestre 2008. Tale incremento è attribuibile:

- > alla Russia per 52 milioni di euro, sostanzialmente per l'effetto dell'acquisizione di OGK-5 (53 milioni di euro), parzialmente compensato da una lieve riduzione del margine delle altre società russe;

- > all'Europa centrale per 42 milioni di euro, di cui 21 milioni di euro relativi a Slovenské elektrárne, interamente imputabili alla variazione dei tassi di cambio conseguente all'introduzione dell'euro in Slovacchia, e 21 milioni di euro relativi a Enel France per effetto della maggiore energia elettrica venduta a un crescente numero di clienti e dei risultati della gestione del rischio *commodity*;
- > all'Europa sud-orientale per 15 milioni di euro, sostanzialmente riferibile al miglior margine di Enel Maritza East 3 per 8 milioni di euro, conseguente all'incremento dei prezzi di vendita dell'energia elettrica nel mercato bulgaro, nonché all'incremento del margine in Romania per 6 milioni di euro. Quest'ultimo è connesso alla variazione di perimetro di consolidamento relativa a Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia (14 milioni di euro) che ha più che compensato il decremento dei risultati delle altre società rumene dovuto alla riduzione delle quantità vendute e trasportate.

Il *risultato operativo* del primo trimestre 2009 è pari a 253 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2008, una crescita di 79 milioni di euro (+45,4%) tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 30 milioni di euro, di cui 24 milioni di euro relativi alle variazioni di perimetro di consolidamento.

Investimenti

Gli *investimenti* ammontano a 177 milioni di euro, in aumento di 121 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2008, di cui 100 milioni di euro da attribuire alla variazione di area di consolidamento. A tale effetto si aggiungono gli investimenti effettuati sulla centrale a ciclo combinato di Marcinelle, nonché lo sviluppo delle attività di estrazione di gas in Russia tramite Severenergia.

Energie Rinnovabili

La Divisione ha la missione di sviluppare e gestire le attività di generazione dell'energia da fonti rinnovabili, garantendone l'integrazione nel Gruppo in coerenza con le strategie di Enel. Le aree geografiche nelle quali la Divisione svolge le sue attività sono:

- > Italia, con attività di generazione da impianti idroelettrici non programmabili, da impianti geotermici, eolici e solari (Enel Green Power) e attività di impiantistica e *franchising* (Enel.si);
- > Europa, con attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili (Enel Unión Fenosa Renovables in Spagna, International Wind Parks of Thrace, Wind Parks of Thrace, International Wind Power, International Wind Parks of Crete, Hydro Constructional in Grecia, Enel Green Power Bulgaria in Bulgaria, Blue Line in Romania, ed Enel Ereli in Francia);
- > Americhe, con attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili (Enel North America ed Enel Latin America BV che a partire dal 1° gennaio 2009 include i risultati di Enel Latin America LLC, Inelec e Americas Generation Corporation).

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA

Milioni di kWh	1° trimestre			Variazioni
	2009	2008		
Italia:				
Idroelettrica	1.506	942	564	59,9%
Geotermoelettrica	1.227	1.351	(124)	-9,2%
Eolica	147	146	1	0,7%
Totale produzione netta in Italia	2.880	2.439	441	18,1%
Estero:				
Idroelettrica	1.149	1.170	(21)	-1,8%
Geotermoelettrica	6	15	(9)	-60,0%
Eolica	563	393	170	43,3%
Altre fonti	82	80	2	2,5%
Totale produzione netta all'estero	1.800	1.658	142	8,6%
TOTALE	4.680	4.097	583	14,2%

La produzione netta della Divisione aumenta nel primo trimestre 2009 di 583 milioni di kWh (+14,2%) raggiungendo i 4.680 milioni di kWh. Tale incremento è attribuibile per 441 milioni di kWh alla maggior generazione in Italia, la cui produzione idroelettrica beneficia della maggiore idraulicità del sistema; tale effetto positivo è parzialmente compensato dalla riduzione nella generazione da fonte geotermoelettrica, sostanzialmente collegata alla fermata di un impianto per attività di manutenzione programmata. La generazione all'estero aumenta di 142 milioni di kWh principalmente per effetto dell'incremento della generazione eolica che risente dell'avvio del parco eolico di Smoky Hills II (160 milioni di kWh), parzialmente compensato dalla minore produzione idroelettrica in Nord America conseguente alle condizioni di idraulicità meno favorevoli.

Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre		
	2009	2008	Variazione
Ricavi	415	383	32
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	9	(11)	20
<i>Margine operativo lordo</i>	293	241	52
Risultato operativo	238	197	41
Attività operative	5.938	5.593 ⁽¹⁾	345
Passività operative	592	691 ⁽¹⁾	(99)
Dipendenti a fine periodo (n.)	2.614	2.432 ⁽¹⁾	182
Investimenti	106	121	(15)

(1) Al 31 dicembre 2008.

Nella seguente tabella sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività.

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	1° trimestre			1° trimestre			1° trimestre		
	2009	2008	Variazione	2009	2008	Variazione	2009	2008	Variazione
Italia	313	261	52	235	156	79	205	130	75
Europa	31	27	4	21	19	2	12	12	-
America	71	95	(24)	37	66	(29)	21	55	(34)
Totale	415	383	32	293	241	52	238	197	41

I *ricavi* del primo trimestre 2009 sono in crescita di 32 milioni di euro (+8,4%) passando da 383 milioni di euro a 415 milioni di euro. Tale variazione è connessa:

- > a maggiori ricavi conseguiti in Italia per 52 milioni di euro, per effetto di:
 - vendite di energia elettrica per 31 milioni di euro, di cui 41 milioni di euro relativi a contratti bilaterali e 10 milioni di euro connessi a maggiori ricavi sulla Borsa dell'energia elettrica; tali effetti sono parzialmente compensati da minori ricavi per energia incentivata CIP 6 (17 milioni di euro) e da minori ricavi (4 milioni di euro) da impianti non rilevanti (ex decreto legislativo n. 387/03 e legge n. 293/04);
 - maggiori vendite di certificati verdi per 28 milioni di euro e maggiori contributi in conto esercizio ricevuti per 8 milioni di euro;
 - minori ricavi di Enel.si per 15 milioni di euro, sostanzialmente riferibili alla conclusione di alcuni progetti finalizzati al conseguimento dei titoli di efficienza energetica;
- > a maggiori ricavi in Europa per 4 milioni di euro, sostanzialmente riferibili per 2 milioni di euro a Enel Unión Fenosa Renovables da attribuire ai maggiori volumi prodotti e per 2 milioni di euro alle società greche di generazione eolica;
- > a minori ricavi in America per 24 milioni di euro, interamente riferibili a Enel North America i cui ricavi decrescono di 27 milioni di euro sostanzialmente per effetto del riconoscimento nel primo trimestre 2009 di alcune partite pregresse negative; tale effetto è parzialmente compensato dall'incremento dei ricavi conseguente alle maggiori quantità prodotte, pur in presenza di uno scenario di prezzi medi decrescenti.

Il *marginale operativo lordo* ammonta a 293 milioni di euro, in crescita di 52 milioni di euro (+21,6%) rispetto al primo trimestre 2008; tale crescita è riferibile:

- > al mercato italiano per 79 milioni di euro, ove al citato incremento dei ricavi si aggiunge l'incremento dei proventi netti da gestione del rischio *commodity* (20 milioni di euro) e un efficientamento dei costi operativi;
- > al miglior margine realizzato negli altri Paesi europei, pari a 2 milioni di euro, sostanzialmente connesso all'incremento del margine realizzato in Spagna da Enel Unión Fenosa Renovables;
- > al decremento del margine realizzato in America per 29 milioni di euro, sostanzialmente da riferire alle partite pregresse già citate nel commento ai ricavi.

Il *risultato operativo* è pari a 238 milioni di euro ed evidenzia, rispetto al primo trimestre 2008, una crescita di 41 milioni di euro scontando maggiori ammortamenti e perdite di valore per 11 milioni di euro.

Investimenti

Gli *investimenti* ammontano a 106 milioni di euro, in diminuzione di 15 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2008 prevalentemente per effetto degli interventi effettuati nel 2008 sui progetti di Smoky Hills e Newind.

Milioni di euro	1° trimestre		
	2009	2008	Variazione
Capogruppo			
Ricavi	183	164	19
<i>Margine operativo lordo</i>	36	8	28
Risultato operativo	34	6	28
Attività operative	1.232	1.233 ⁽¹⁾	(1)
Passività operative	1.347	1.351 ⁽¹⁾	(4)
Dipendenti a fine periodo (n.)	719	749 ⁽¹⁾	(30)
Investimenti	-	1	(1)
Servizi e Altre attività			
Ricavi	250	266	(16)
<i>Margine operativo lordo</i>	35	56	(21)
Risultato operativo	12	35	(23)
Attività operative	1.855	1.883 ⁽¹⁾	(28)
Passività operative	1.652	1.658 ⁽¹⁾	(6)
Dipendenti a fine periodo (n.)	4.358	4.406 ⁽¹⁾	(48)
Investimenti	15	10	5

(1) Al 31 dicembre 2008.

Capogruppo

La Capogruppo Enel SpA, nella propria funzione di *holding* industriale, definisce gli obiettivi strategici a livello di Gruppo e di società controllate e ne coordina l'attività. Svolge inoltre la funzione di tesoreria centrale, provvede alla copertura dei rischi assicurativi, fornisce assistenza e indirizzi in materia di organizzazione, gestione del personale e relazioni industriali, nonché in materia contabile, amministrativa, fiscale, legale e societaria. Inoltre Enel è attualmente titolare di un contratto di importazione di energia elettrica con Atel sulla frontiera elvetica.

Risultati economici

I *ricavi* del primo trimestre 2009 risultano pari a 183 milioni di euro, in aumento di 19 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2008 (+11,6%). Tale incremento è riferibile principalmente a:

- > maggiori ricavi da vendita di energia elettrica all'Acquirente Unico per 10 milioni di euro per effetto della crescita dei prezzi medi di vendita che ha più che compensato un lieve decremento nelle quantità vendute;
- > maggiori ricavi per prestazioni di servizi alle altre società del Gruppo per 10 milioni di euro essenzialmente per servizi di *staff*.

Il *margine operativo lordo* del primo trimestre 2009 è pari a 36 milioni di euro, registrando un incremento di 28 milioni di euro rispetto a quello dell'analogo periodo del 2008, prevalentemente connesso all'aumento del margine da vendita di energia (20 milioni di euro).

Il *risultato operativo* del primo trimestre 2009 ammonta a 34 milioni di euro, in aumento di 28 milioni di euro, scontando ammortamenti e perdite di valore in linea con quelli dell'analogo periodo del 2008.

Servizi e Altre attività

L'area Servizi e Altre attività si propone prevalentemente di assicurare servizi competitivi alle società del Gruppo, quali le attività immobiliari e di *facility*, i servizi informatici, i servizi di formazione e gestione amministrativa del personale, gli acquisti, i servizi di amministrazione, il *factoring* e i servizi assicurativi.

Risultati economici

I *ricavi* dell'area Servizi e Altre attività nel primo trimestre 2009 sono pari a 250 milioni di euro, a fronte di 266 milioni di euro dell'analogo periodo del 2008. Il decremento, pari a 16 milioni di euro (-6,0%) è da attribuire essenzialmente alle minori plusvalenze rilevate a fronte della cessione del patrimonio immobiliare non strumentale (15 milioni di euro).

Il *marginale operativo lordo* del primo trimestre 2009 si attesta a 35 milioni di euro, in diminuzione di 21 milioni di euro (-37,5%) rispetto a quello dell'analogo periodo del 2008 essenzialmente per la citata riduzione delle plusvalenze realizzate con le cessioni di immobili, nonché per il minor margine realizzato da Enel.Re per 4 milioni di euro a seguito del maggior numero di sinistri registrato nel primo trimestre 2009.

Il *risultato operativo* del primo trimestre 2009 si attesta a 12 milioni di euro, in diminuzione di 23 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2008.

Capitale investito netto e relativa copertura

Il *capitale investito netto* è dettagliato, in quanto a composizione e movimenti, nel seguente prospetto:

Milioni di euro

	al 31.03.2009	al 31.12.2008	Variazione
Attività immobilizzate nette:			
- attività materiali e immateriali	72.991	71.726	1.265
- avviamento	16.369	16.039	330
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	511	397	114
- altre attività/(passività) non correnti nette	(2.740)	(2.669)	(71)
Totale	87.131	85.493	1.638
Capitale circolante netto:			
- crediti commerciali	13.594	12.378	1.216
- rimanenze	2.045	2.182	(137)
- crediti netti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	(966)	(805)	(161)
- altre attività/(passività) correnti nette	(5.376)	(5.015)	(361)
- debiti commerciali	(9.480)	(10.600)	1.120
Totale	(183)	(1.860)	1.677
Capitale investito lordo	86.948	83.633	3.315
Fondi diversi:			
- TFR e altri benefici ai dipendenti	(2.929)	(2.910)	(19)
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(8.097)	(7.921)	(176)
Totale	(11.026)	(10.831)	(195)
Attività nette destinate alla vendita	2.890	3.460	(570)
Capitale investito netto	78.812	76.262	2.550
Patrimonio netto complessivo	27.981	26.295	1.686
Indebitamento finanziario netto	50.831	49.967	864

Il *capitale investito netto* passa dai 76.262 milioni di euro del 31 dicembre 2008 ai 78.812 milioni di euro del 31 marzo 2009 ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 27.981 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 50.831 milioni di euro. Quest'ultimo al 31 marzo 2009 presenta un'incidenza sul patrimonio netto complessivo di 1,82 (1,90 al 31 dicembre 2008).

Indebitamento finanziario netto

Milioni di euro

	al 31.03.2009	al 31.12.2008	Variazione
Indebitamento a lungo termine:			
- finanziamenti bancari	28.439	29.392	(953)
- obbligazioni	20.374	20.248	126
- <i>preference share</i>	975	973	2
- debiti verso altri finanziatori	640	432	208
<i>Indebitamento a lungo termine</i>	<i>50.428</i>	<i>51.045</i>	<i>(617)</i>
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(2.918)	(2.891)	(27)
Indebitamento netto a lungo termine	47.510	48.154	(644)
Indebitamento a breve termine:			
Finanziamenti bancari:			
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	785	590	195
- utilizzo linee di credito <i>revolving</i>	30	14	16
- altri finanziamenti a breve verso banche	1.309	1.564	(255)
<i>Indebitamento bancario a breve termine</i>	<i>2.124</i>	<i>2.168</i>	<i>(44)</i>
Obbligazioni (quota a breve)	1.991	2.364	(373)
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	255	156	99
<i>Commercial paper</i>	<i>4.785</i>	<i>3.792</i>	<i>993</i>
Altri debiti finanziari a breve termine	89	97	(8)
<i>Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine</i>	<i>7.120</i>	<i>6.409</i>	<i>711</i>
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(575)	(524)	(51)
Crediti finanziari per operazioni di <i>factoring</i>	(369)	(367)	(2)
Altri crediti finanziari a breve termine	(875)	(694)	(181)
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(4.104)	(5.179)	1.075
<i>Disponibilità e crediti finanziari a breve</i>	<i>(5.923)</i>	<i>(6.764)</i>	<i>841</i>
Indebitamento netto a breve termine	3.321	1.813	1.508
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	50.831	49.967	864
<i>Indebitamento finanziario "Attività destinate alla vendita"</i>	<i>499</i>	<i>795</i>	<i>(296)</i>

L'indebitamento finanziario netto è pari a 50.831 milioni di euro al 31 marzo 2009, in aumento di 864 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008.

L'*indebitamento finanziario netto a lungo termine* si riduce di 644 milioni di euro, quale saldo del decremento del debito lordo a lungo termine di 617 milioni di euro e dell'incremento dei crediti finanziari a lungo termine di 27 milioni di euro. In particolare, i finanziamenti bancari, pari a 28.439 milioni di euro, includono l'utilizzo, da parte di Enel SpA ed Enel Finance International, per 16.790 milioni di euro delle *tranche* a 36 e 60 mesi della Linea di Credito Sindacata di originari 35 miliardi di euro stipulata in data 10 aprile 2007 con l'esclusiva finalità di finanziare l'operazione di acquisizione di Endesa e di consentire una successiva ristrutturazione del debito. Si evidenzia che a seguito dell'incasso, in data 16 marzo 2009, dei dividendi straordinari di Endesa, si è proceduto, in accordo con quanto previsto nel contratto di finanziamento, al rimborso obbligatorio della *tranche* a 36 mesi per complessivi 1.905 milioni di euro.

La linea di credito *revolving* da 5 miliardi di euro a 5 anni (rinnovabile per ulteriori 2), stipulata nel mese di novembre 2005 da Enel SpA, risulta essere utilizzata per 1.787 milioni di euro al 31 marzo 2009 (con un minore utilizzo di 1.986 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008).

L'*indebitamento finanziario netto a breve termine*, pari a 3.321 milioni di euro al 31 marzo 2009, si incrementa di 1.508 milioni di euro rispetto a fine 2008, quale risultante di una flessione nei debiti bancari a breve termine per 44 milioni di euro, dell'aumento dei debiti verso altri finanziatori per 711 milioni di euro e delle minori disponibilità liquide e dei crediti finanziari a breve per 841 milioni di euro. In particolare, i debiti verso altri finanziatori a breve termine, pari a 7.120 milioni di euro, includono le *commercial paper*, in capo a Enel Finance International, Endesa Internacional BV ed Endesa Capital SA, per 4.785 milioni di euro, nonché le obbligazioni in scadenza entro i 12 mesi successivi per 1.991 milioni di euro, sostanzialmente riferite ai prestiti obbligazionari emessi da Endesa.

Flussi finanziari

Il presente paragrafo deve essere letto congiuntamente al Rendiconto finanziario consolidato sintetico contenuto nel Bilancio consolidato intermedio al 31 marzo 2009.

Il *cash flow da attività operativa* nel primo trimestre 2009 è positivo per 1.115 milioni di euro, in aumento di 98 milioni di euro rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Il miglioramento del margine operativo lordo, che nel primo trimestre 2008 includeva anche gli effetti delle attività di Endesa acquisite al solo fine della loro rivendita, è stato solo parzialmente compensato dal maggiore fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto nei due periodi di riferimento.

Il *cash flow da attività di investimento/disinvestimento* ha assorbito nel primo trimestre 2009 liquidità per 1.452 milioni di euro, in miglioramento di 792 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

In particolare, gli investimenti in attività materiali e immateriali, pari a 1.133 milioni di euro, sono in calo di 198 milioni di euro per effetto essenzialmente di minori investimenti negli impianti di generazione in Italia e della variazione del perimetro di consolidamento delle società estere.

Gli investimenti in imprese o rami di imprese, al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, pari a 314 milioni di euro, si riferiscono sostanzialmente all'acquisizione da parte di Endesa di Endesa Ireland, società irlandese dove è confluito il 20% degli *asset* di generazione di Electricity Supply Board (ESB) per un corrispettivo di 295 milioni di euro. Gli investimenti in imprese del primo trimestre 2008, pari a 996 milioni di euro, includono essenzialmente l'acquisizione della quota del 22,65% del capitale sociale di OGK-5, pari a 993 milioni di euro.

Nel primo trimestre 2009 il *cash flow* generato dall'attività operativa, pari a 1.115 milioni di euro, ha consentito di fronteggiare il fabbisogno legato al *cash flow* da attività di investimento, pari a 1.452 milioni di euro, e al *cash flow* da attività di finanziamento, pari a 832 milioni di euro. La differenza trova riscontro nella diminuzione delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 31 marzo 2009 risultano pari a 4.105 milioni di euro a fronte di 5.211 milioni di euro di fine 2008. Tale diminuzione risente degli effetti positivi connessi alla variazione cambi pari a 63 milioni di euro.

Bilancio consolidato intermedio al 31 marzo 2009

Conto economico consolidato sintetico

Milioni di euro	1° trimestre			
	2009	2008 <i>restated</i>	Variazioni	
Totale ricavi	14.863	15.082	(219)	-1,5%
Totale costi	12.118	12.740	(622)	-4,9%
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(5)	(162)	157	96,9%
Risultato operativo	2.740	2.180	560	25,7%
Proventi finanziari	1.594	754	840	111,4%
Oneri finanziari	1.278	1.494	(216)	-14,5%
Totale proventi/(oneri) finanziari	316	(740)	1.056	142,7%
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	9	23	(14)	-60,9%
Risultato prima delle imposte	3.065	1.463	1.602	109,5%
Imposte	807	456	351	77,0%
Risultato delle <i>continuing operations</i>	2.258	1.007	1.251	124,2%
Risultato delle <i>discontinued operations</i>	(134)	119	(253)	-
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	2.124	1.126	998	88,6%
Quota di pertinenza di terzi	216	179	37	20,7%
Quota di pertinenza del Gruppo	1.908	947	961	101,5%
<i>Risultato netto del Gruppo per azione (euro)</i> ⁽¹⁾	<i>0,31</i>	<i>0,15</i>	<i>0,16</i>	<i>106,7%</i>

(1) Il risultato netto diluito del Gruppo per azione coincide con il risultato netto del Gruppo per azione.

Prospetto dell'utile/(perdita) complessivo rilevato nel periodo

Milioni di euro	1° trimestre	
	2009	2008 <i>restated</i>
Utile/(Perdita) del periodo (Gruppo e terzi)	2.124	1.126
Altre componenti di conto economico complessivo:		
Quota efficace delle variazioni di <i>fair value</i> della copertura di flussi finanziari	(432)	(19)
Variazione di <i>fair value</i> degli investimenti finanziari destinati alla vendita	11	(43)
Differenze di cambio	107	(48)
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	(314)	(110)
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nel periodo	1.810	1.016
Quota di pertinenza:		
- del Gruppo	1.485	767
- dei terzi	325	249

Situazione patrimoniale consolidata sintetica

Milioni di euro

	al 31.03.2009	al 31.12.2008	Variazione
Attività			
Attività non correnti			
- Attività materiali e immateriali	72.991	71.726	1.265
- Avviamento	16.369	16.039	330
- Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	511	397	114
- Altre attività non correnti ⁽¹⁾	12.752	12.142	610
Totale	102.623	100.304	2.319
Attività correnti			
- Crediti commerciali	13.594	12.378	1.216
- Rimanenze	2.045	2.182	(137)
- Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	4.051	5.106	(1.055)
- Altre attività correnti ⁽²⁾	8.128	7.986	142
Totale	27.818	27.652	166
Attività destinate alla vendita	3.993	5.251	(1.258)
Totale attività	134.434	133.207	1.227
Patrimonio netto e passività			
- Patrimonio netto di Gruppo	21.884	20.398	1.486
- Patrimonio netto di terzi	6.097	5.897	200
Totale patrimonio netto	27.981	26.295	1.686
Passività non correnti			
- Finanziamenti a lungo termine	50.428	51.045	(617)
- Fondi diversi e passività per imposte differite	17.583	16.712	871
- Altre passività non correnti	6.017	6.039	(22)
Totale	74.028	73.796	232
Passività correnti			
- Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	9.244	8.577	667
- Debiti commerciali	9.480	10.600	(1.120)
- Altre passività correnti	12.598	12.148	450
Totale	31.322	31.325	(3)
Passività destinate alla vendita	1.103	1.791	(688)
Totale passività	106.453	106.912	(459)
Totale patrimonio netto e passività	134.434	133.207	1.227

(1) Di cui crediti finanziari a lungo termine e titoli diversi al 31 marzo 2009 rispettivamente pari a 2.858 milioni di euro (2.835 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e 60 milioni di euro (56 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

(2) Di cui quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine, crediti finanziari a breve termine e titoli diversi al 31 marzo 2009 rispettivamente pari a 575 milioni di euro (524 milioni di euro al 31 dicembre 2008), 1.244 milioni di euro (1.061 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e 53 milioni di euro (73 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato

Capitale sociale e riserve del Gruppo

Milioni di euro	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo azioni	Riserva legale	Altre riserve	Utili indivisi	Riserva conversione bilanci in valuta estera	Riserve da valutazione strumenti finanziari	Risultato netto del periodo	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di terzi	Totale patrimonio netto
al 1° gennaio 2008 restated	6.184	651	1.453	2.250	5.942	(99)	493	2.679	19.553	7.080	26.633
Esercizio <i>stock option</i>	1	6	-	-	-	-	-	-	7	-	7
Onere del periodo per piani <i>stock option</i>	-	-	-	1	-	-	-	-	1	-	1
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(82)	(82)
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	-	-	-	-	2.679	-	-	(2.679)	-	-	-
Variazione perimetro di consolidamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	93	93
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nel periodo	-	-	-	-	-	(90)	(90)	947	767	249	1.016
<i>di cui:</i>											
<i>Utile/(Perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto</i>	-	-	-	-	-	(90)	(90)	-	(180)	70	(110)
<i>Utile/(Perdita) del periodo</i>	-	-	-	-	-	-	-	947	947	179	1.126
al 31 marzo 2008 restated	6.185	657	1.453	2.251	8.621	(189)	403	947	20.328	7.340	27.668
al 1° gennaio 2009	6.186	662	1.453	2.255	6.827	(1.247)	206	4.056	20.398	5.897	26.295
Onere del periodo per piani <i>stock option</i>	-	-	-	1	-	-	-	-	1	-	1
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(131)	(131)
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	-	-	-	-	4.056	-	-	(4.056)	-	-	-
Aumenti di capitale e variazione perimetro di consolidamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6	6
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nel periodo	-	-	-	-	-	21	(444)	1.908	1.485	325	1.810
<i>di cui:</i>											
<i>Utile/(Perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto</i>	-	-	-	-	-	21	(444)	-	(423)	109	(314)
<i>Utile/(Perdita) del periodo</i>	-	-	-	-	-	-	-	1.908	1.908	216	2.124
al 31 marzo 2009	6.186	662	1.453	2.256	10.883	(1.226)	(238)	1.908	21.884	6.097	27.981

Rendiconto finanziario consolidato sintetico

Milioni di euro	1° trimestre		
	2009	2008 <i>restated</i>	Variazione
Cash flow da attività operativa (a)	1.115	1.017	98
- <i>di cui discontinued operations</i>	15	18	(3)
Investimenti in attività materiali e immateriali	(1.133)	(1.331)	198
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	(314)	(996)	682
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento	(5)	83	(88)
Cash flow da attività di (investimento)/disinvestimento (b)	(1.452)	(2.244)	792
- <i>di cui discontinued operations</i>	(15)	(18)	3
Variazione dei debiti finanziari netti	(719)	1.454	(2.173)
Dividendi pagati	(115)	(82)	(33)
Aumento di capitale e riserve per esercizio <i>stock option</i>	-	7	(7)
Aumenti in conto capitale versati da terzi (interessi di minoranza)	2	-	2
Cash flow da attività di finanziamento (c)	(832)	1.379	(2.211)
- <i>di cui discontinued operations</i>	-	-	-
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d)	63	(26)	89
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d)	(1.106)	126	(1.232)
- <i>di cui discontinued operations</i>	-	-	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo	5.211	1.463	3.748
- <i>di cui discontinued operations</i>	1	1	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo ^{(1) (2)}	4.105	1.589	2.516
- <i>di cui discontinued operations</i>	1	1	-

(1) Di cui titoli a breve pari a 53 milioni di euro al 31 marzo 2009 (77 milioni di euro al 31 marzo 2008).

(2) Di cui disponibilità liquide delle Attività destinate alla vendita pari a 1 milione di euro (144 milioni di euro al 31 marzo 2008).

Note illustrative al Bilancio consolidato intermedio al 31 marzo 2009

1. Principi contabili e criteri di valutazione

Il Bilancio consolidato intermedio al 31 marzo 2009 è stato redatto in forma sintetica in conformità al principio contabile internazionale applicabile per la predisposizione delle situazioni infrannuali (IAS 34).

I principi contabili utilizzati nonché i criteri di rilevazione e di misurazione applicati al presente Bilancio consolidato intermedio sono conformi a quelli adottati per la predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2008, cui si rimanda per una loro più ampia trattazione.

A integrazione dei principi contabili utilizzati al 31 dicembre 2008, si riportano di seguito i principi contabili internazionali e le interpretazioni di prima adozione al 1° gennaio 2009 rilevanti per il Gruppo:

- > *"IAS 1 rivisto - 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 dà evidenza sia del risultato di conto economico sia 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) dell'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*).

Lo IAS 1 rivisto ha inoltre eliminato l'opzione di poter presentare nelle note illustrative le informazioni relative alle variazioni delle voci di patrimonio netto e alle operazioni con i possessori di capitale, richiedendo la predisposizione di un apposito prospetto di bilancio.

Il Gruppo Enel ha optato per la presentazione del "Risultato complessivo rilevato nell'esercizio" in due prospetti separati.

- > *"IAS 23 rivisto - 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 significativi per il Gruppo.

- > *"Modifiche all'IFRS 2 - Condizioni di maturazione e annullamenti"*: definiscono il trattamento contabile da applicare alle c.d. *"non vesting conditions"*, cui un pagamento basato su azioni può essere sottoposto. Inoltre, con riferimento alla cancellazione di un piano di *stock option*, le modifiche estendono il trattamento contabile attualmente 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 stessa. L'applicazione, su base retroattiva, di tali emendamenti non ha comportato impatti per il Gruppo.
- > *"IFRS 8 - Settori operativi"*: ha sostituito lo IAS 14 e richiede sostanzialmente di individuare e rappresentare i risultati dei settori operativi secondo il *"management approach"*, ossia seguendo le metodologie utilizzate dal *management* nelle attività di reportistica interna al fine di valutarne la *performance* e attribuire le risorse tra i settori stessi. L'adozione, su base prospettica, di tale nuovo principio, non ha comportato impatti per il Gruppo.
- > *"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 significativi per il Gruppo.
- > *"IFRIC 14 – IAS 19 - Il limite relativo a 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 il livello minimo delle attività a servizio del piano). L'applicazione, su base prospettica, di tale interpretazione non ha comportato impatti significativi per il Gruppo.

Si segnala che, rispetto a quanto presentato nel Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2008, i risultati economici e di *cash flow* sono stati rettificati ai soli fini comparativi per tenere conto degli effetti derivanti dal completamento al 31 dicembre 2008 della *Purchase Price Allocation* relativa all'acquisizione di Endesa. Nella tabella seguente si evidenzia il Conto economico consolidato sintetico al 31 marzo 2008 che sarebbe stato presentato qualora la determinazione del *fair value* delle attività acquisite e delle passività assunte fosse stata completata entro la data di approvazione del Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2008 e con effetto dalla data di acquisizione.

Milioni di euro	1° trimestre 2008	Rettifiche	Risultati economici con
			<i>fair value</i> definitivi ⁽¹⁾ 1° trimestre 2008
Risultato operativo	2.337	(110)	2.227
Risultato prima delle imposte	1.612	(110)	1.502
Imposte	504	(33)	471
Risultato delle <i>continuing operations</i>	1.108	(77)	1.031
Risultato delle <i>discontinued operations</i>	95	-	95
Risultato netto del Gruppo e di terzi	1.203	(77)	1.126
Risultato netto di terzi	199	(20)	179
Risultato netto del Gruppo	1.004	(57)	947

(1) Esclude l'effetto della classificazione come *discontinued operations* dei risultati economici delle attività inerenti alla rete di distribuzione del gas in Italia.

Inoltre, i risultati economici e di *cash flow* inerenti alla rete di distribuzione del gas, essenzialmente riconducibili alla società Enel Rete Gas, sono stati riclassificati, ai fini comparativi, tra le *discontinued operations*.

Ai fini della rappresentazione contabile delle pattuizioni contenute nell'accordo del 26 marzo 2007 tra Enel e Acciona e a seguito del raggiungimento del controllo congiunto di Endesa, nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2008 erano classificate come "Attività destinate alla vendita" e "Passività destinate alla vendita" le attività e le passività riferibili alle energie rinnovabili detenute da Endesa e destinate a essere trasferite ad Acciona. Si segnala che tale perimetro di attività è stato modificato parzialmente a seguito dell'accordo con Acciona del 20 febbraio 2009 che ha individuato specificamente gli *asset* oggetto di cessione; pertanto, nella Situazione patrimoniale consolidata sintetica al 31 marzo 2009 sono state effettuate opportune riclassifiche per tenere conto di tale nuovo perimetro. Inoltre, a seguito degli accordi sottoscritti con Terna per il trasferimento del ramo di azienda inerente alle linee di distribuzione di energia elettrica ad alta tensione (ceduto in data 1° aprile) e dello stato attuale della procedura di dismissione delle attività relative alla rete di distribuzione del gas, le attività e le passività oggetto di tali operazioni sono state anch'esse classificate al 31 marzo 2009 in base a quanto disposto dall'IFRS 5 nelle voci "Attività destinate alla vendita" e "Passività destinate alla vendita". Si segnala che tali operazioni erano state già classificate in tali voci al 31 dicembre 2008.

Si evidenzia che, relativamente alla cessione delle attività inerenti alla rete di distribuzione del gas, durante il periodo di negoziazione in esclusiva e allo stato attuale delle trattative in corso le parti sono pervenute a una valutazione concorde delle attività e delle passività oggetto della cessione. Tale valutazione ha comportato al 31 marzo 2009 l'adeguamento del valore delle attività, i cui effetti sono stati opportunamente riflessi nei risultati del periodo chiuso alla stessa data. In particolare, gli effetti patrimoniali ed economici di tale adeguamento, pari a 136 milioni di euro, sono stati rilevati, rispettivamente, nelle voci "Attività destinate alla vendita" e "Risultato delle *discontinued operations*".

2. Variazioni dell'area di consolidamento

L'area di consolidamento del primo trimestre 2009, rispetto allo stesso periodo del 2008, ha subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni:

- > acquisizione, in data 5 marzo 2008, dell'85% di Enel Productie (già Global Power Investment), società rumena operativa nella generazione di energia elettrica;
- > acquisizione, in data 25 aprile 2008, del 50% del capitale sociale di Electrica Muntenia Sud (oggi Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia) e contestuale sottoscrizione di un aumento di capitale deliberato dall'Assemblea della società stessa. A seguito di tale operazione la partecipazione definitiva di Enel si attesta al 64,4%. A decorrere dalla conclusione dei processi organizzativi relativi alla modifica della *governance* della società necessari alla piena definizione del suo controllo avvenuta in data 4 giugno 2008, la stessa è consolidata con il metodo integrale tenendo conto della quota partecipativa oggetto della *put option* concessa a Electrica in sede di definizione dell'acquisizione, pari al 23,6% alla data del 31 dicembre 2008;
- > acquisizione, in data 19 maggio 2008, del 100% del capitale delle società International Wind Parks of Crete e Hydro Constructional, operanti in Grecia nella generazione di energia da fonti rinnovabili;
- > conclusione, in data 28 maggio 2008, del processo organizzativo di *governance* della società OGK-5 che ha determinato, a partire da tale data, l'assunzione da parte di Enel del suo pieno controllo. Enel, attraverso la controllata Enel Investment Holding, aveva acquisito in più *tranche* il 59,80% del capitale sociale della società russa (di cui il 22,65% attraverso l'OPA conclusasi in data 6 marzo 2008), per poi cedere a terzi in data 25 giugno 2008 una quota di minoranza pari al 4,1%. A partire dal 28 maggio 2008 la società è consolidata con il metodo integrale;
- > cessione, in data 26 giugno 2008, del perimetro di attività individuato dagli accordi siglati tra Enel e Acciona in data 26 marzo 2007 e tra Enel, Acciona ed E.On il 2 aprile 2007 e il 18 marzo 2008, costituito da:
 - le attività e le passività detenute direttamente o indirettamente da Endesa in Italia, Francia, Polonia e Turchia, nonché talune ulteriori attività in Spagna (di seguito denominate "Endesa Europa");
 - le attività e le passività inerenti alle partecipazioni detenute da Enel in Enel Viesgo Generación, Enel Viesgo Servicios ed Electra de Viesgo Distribución e le partecipazioni detenute dalle stesse;
- > acquisizione, in data 30 giugno 2008, dell'80% di Marcinelle Energie, che sta realizzando una centrale a gas con tecnologia a ciclo combinato in Belgio; la società è consolidata tenendo conto della *put option* sul 20% concessa a Duferco in sede di definizione dell'acquisizione;
- > cessione, in data 25 luglio 2008, del 51% del capitale di Hydro Dolomiti Enel ("HDE"), società costituita da Enel Produzione in data 12 maggio 2008 per lo sviluppo congiunto con soci terzi del settore idroelettrico nella Provincia Autonoma di Trento. Tenuto conto dell'assetto di *governance* previsto dall'accordo, Enel esercita un'influenza dominante su HDE fino all'approvazione del bilancio relativo all'esercizio 2010, e quindi, fino a tale momento, la società è consolidata con il metodo integrale;
- > acquisizione, in data 9 gennaio 2009, del 100% di Endesa Ireland, operante in Irlanda nel settore della generazione di energia elettrica; essendo controllata da Endesa, la società è consolidata con il metodo proporzionale.

Nella tabella seguente sono espressi i valori relativamente alle acquisizioni effettuate nel primo trimestre 2009. Tali valori sono sostanzialmente riferibili all'acquisizione di Endesa Ireland.

Milioni di euro	
Attività materiali	135
Attività immateriali	1
Crediti commerciali e rimanenze	15
Cassa e disponibilità liquide equivalenti	6
Altre attività correnti e non	12
Totale attività	169
Indebitamento finanziario	-
Debiti commerciali	6
Passività finanziarie e Altre passività correnti e non	27
Fondi diversi e minoritari	21
Totale passività	54
Totale attività nette acquisite	115
Avviamento	205
Valore delle operazioni	320
Effetto cassa al 31 marzo 2009	320

La contribuzione di Endesa Ireland, quale società neo-acquisita, al risultato operativo del Gruppo è pari a 18 milioni di euro.

3. Dati economici e patrimoniali per area di attività

PRIMO TRIMESTRE 2009 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM	Ing. e Innov.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinn.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	5.961	3.259	47	270	3.476	1.348	381	103	29	(11)	14.863
Ricavi intersettoriali	37	2.011	228	1.288	-	50	34	80	221	(3.949)	-
Totale ricavi	5.998	5.270	275	1.558	3.476	1.398	415	183	250	(3.960)	14.863
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(96)	165	-	-	(84)	1	9	-	-	-	(5)
Risultato operativo	55	749	3	685	709	253	238	34	12	2	2.740
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	325
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	807
Risultato delle <i>continuing operations</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.258
Risultato delle <i>discontinued operations</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(134)
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.124
Attività operative	8.856	15.030	277	19.595 ⁽²⁾	54.657 ⁽³⁾	12.229	5.938	1.232	1.855	(5.735)	113.934
Passività operative	6.015	4.144	395	6.023 ⁽⁴⁾	9.555 ⁽⁵⁾	4.948	592	1.347	1.652	(5.223)	29.448
Investimenti	7	169	-	249	386	177	106	-	15	-	1.109

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi del periodo.

(2) Di cui 2.545 milioni di euro al 31 marzo 2009 riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(3) Di cui 1.375 milioni di euro al 31 marzo 2009 riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(4) Di cui 289 milioni di euro al 31 marzo 2009 riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(5) Di cui 25 milioni di euro al 31 marzo 2009 riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

PRIMO TRIMESTRE 2008 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM	Ing. e Innov.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinn.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	6.322	3.144	4	345	3.914	857	356	92	74	(26)	15.082
Ricavi intersettoriali	51	2.224	305	1.218	3	60	27	72	192	(4.152)	-
Totale ricavi	6.373	5.368	309	1.563	3.917	917	383	164	266	(4.178)	15.082
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	68	(204)	-	-	-	(15)	(11)	-	-	-	(162)
Risultato operativo	137	356	4	697	567	174	197	6	35	7	2.180
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(717)
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	456
Risultato delle <i>continuing operations</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.007
Risultato delle <i>discontinued operations</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	119
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.126
Attività operative ⁽⁶⁾	8.105	15.357	217	19.773 ⁽²⁾	53.201 ⁽³⁾	12.562	5.593	1.233	1.883	(5.714)	112.210
Passività operative ⁽⁶⁾	6.127	4.468	474	6.023 ⁽⁴⁾	9.255 ⁽⁵⁾	5.098	691	1.351	1.658	(5.150)	29.995
Investimenti	4	233	-	278	450	56	121	1	10	-	1.153

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi del periodo.

(2) Di cui 2.871 milioni di euro al 31 dicembre 2008 riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(3) Di cui 2.368 milioni di euro al 31 dicembre 2008 riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(4) Di cui 324 milioni di euro al 31 dicembre 2008 riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(5) Di cui 36 milioni di euro al 31 dicembre 2008 riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(6) Al 31 dicembre 2008.

La seguente tabella presenta la riconciliazione tra attività e passività di settore e quelle consolidate.

Milioni di euro

	al 31.03.2009	al 31.12.2008
Totale attività	134.434	133.207
Attività di natura finanziaria e disponibilità liquide	12.355	13.251
Attività di natura fiscale	8.145	7.746
Attività di settore	113.934	112.210
- di cui:		
Mercato	8.856	8.105
Generazione ed Energy Management	15.030	15.357
Ingegneria e Innovazione	277	217
Infrastrutture e Reti ⁽¹⁾	19.595	19.773
Iberia e America Latina ⁽²⁾	54.657	53.201
Internazionale	12.229	12.562
Energie Rinnovabili	5.938	5.593
Capogruppo	1.232	1.233
Servizi e Altre attività	1.855	1.883
Elisioni e rettifiche	(5.735)	(5.714)
Totale passività	106.453	106.912
Passività di natura finanziaria e finanziamenti	65.102	66.079
Passività di natura fiscale	11.903	10.838
Passività di settore	29.448	29.995
- di cui:		
Mercato	6.015	6.127
Generazione ed Energy Management	4.144	4.468
Ingegneria e Innovazione	395	474
Infrastrutture e Reti ⁽³⁾	6.023	6.023
Iberia e America Latina ⁽⁴⁾	9.555	9.255
Internazionale	4.948	5.098
Energie Rinnovabili	592	691
Capogruppo	1.347	1.351
Servizi e Altre attività	1.652	1.658
Elisioni e rettifiche	(5.223)	(5.150)

(1) Di cui 2.545 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita" (2.871 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

(2) Di cui 1.375 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita" (2.368 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

(3) Di cui 289 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita" (324 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

(4) Di cui 25 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita" (36 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

4. Informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie

4.a Informazioni sul Conto economico consolidato sintetico

Ricavi

Milioni di euro	1° trimestre		
	2009	2008	Variazione
Vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	12.572	13.266	(694)
Vendita e trasporto di gas ai clienti finali	1.244	1.070	174
Altri servizi, vendite e proventi diversi	1.047	746	301
Totale	14.863	15.082	(219)

Nel primo trimestre 2009 i ricavi da **vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati** ammontano a 12.572 milioni di euro, in diminuzione di 694 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2008 (-5,2%). Tale diminuzione è dovuta essenzialmente ai seguenti principali fattori:

- > decremento pari a 590 milioni di euro dei ricavi per vendita e trasporto di energia elettrica in Italia da attribuire sostanzialmente alla riduzione dei ricavi per vendita di energia elettrica sui mercati regolati, per effetto della diminuzione delle quantità vendute, solo parzialmente compensata dalla crescita dei ricavi sul mercato libero connessa principalmente all'aumento dei volumi;
- > riduzione complessiva dei ricavi per 289 milioni di euro connessa ai minori ricavi di vendita sulla Borsa dell'energia elettrica riferibili principalmente ai minori volumi venduti in un regime di prezzi unitari medi inferiori, parzialmente compensati dalle maggiori vendite all'Acquirente Unico relative essenzialmente ai contratti bilaterali stipulati dalle società di generazione in Italia;
- > crescita all'estero dei ricavi di energia elettrica e dei contributi assimilati per 242 milioni di euro. Tale aumento include 208 milioni di euro riferibili al consolidamento di OGK-5 (consolidata da fine maggio 2008), 125 milioni di euro relativi al consolidamento dall'inizio di giugno 2008 di Electrica Muntenia Sud (ora Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia) e 171 milioni di euro connessi ai maggiori ricavi del periodo per attività di *trading* di energia elettrica. Tali effetti risultano parzialmente compensati dalla rilevazione nel primo trimestre 2008 di ricavi pari a 300 milioni di euro conseguiti dal Gruppo Viesgo, ceduto alla fine del mese di giugno 2008 a E.On, e dai minori ricavi pari a 95 milioni di euro di Endesa, principalmente in Spagna e Portogallo, per effetto della diminuzione delle quantità vendute pur in presenza di maggiori prezzi unitari medi di vendita.

I ricavi per **vendita e trasporto di gas ai clienti finali**, pari a 1.244 milioni di euro nel primo trimestre 2009, sono in crescita di 174 milioni di euro (+16,3%) rispetto al primo trimestre 2008. Tale incremento è sostanzialmente riferibile ai maggiori ricavi sul mercato domestico, da attribuire principalmente all'aumento dei prezzi medi di vendita che ha più che compensato gli effetti della flessione delle quantità vendute.

I ricavi per **altri servizi, vendite e proventi diversi** si attestano nel primo trimestre 2009 a 1.047 milioni di euro, in aumento di 301 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (+40,3%) per effetto essenzialmente della crescita dei ricavi relativi alla vendita di beni per 381 milioni di euro riferibili principalmente alle vendite di certificati verdi in Italia, parzialmente compensata dalle minori vendite di combustibili per *trading* pari a 83 milioni di euro (di cui 61 milioni di euro relativi alla rilevazione nel primo trimestre 2008 dei ricavi per *trading* di combustibili del Gruppo Viesgo, ceduto a E.On alla fine del primo semestre 2008).

Costi

Milioni di euro	1° trimestre		
	2009	2008	Variazione
Acquisto di energia elettrica	5.579	6.196	(617)
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	1.445	1.577	(132)
Combustibili per <i>trading</i> e gas naturale per vendite ai clienti finali	771	886	(115)
Materiali	234	156	78
Costo del personale	973	942	31
Servizi e godimento beni di terzi	1.615	1.667	(52)
Ammortamenti e perdite di valore	1.110	1.194	(84)
Oneri per emissioni di CO ₂	10	51	(41)
Altri costi operativi	636	320	316
Costi capitalizzati	(255)	(249)	(6)
Totale	12.118	12.740	(622)

I costi per **acquisto di energia elettrica** diminuiscono nel primo trimestre 2009 di 617 milioni di euro (-10,0%) per effetto principalmente dei minori acquisti di energia destinati alla vendita sui mercati domestici.

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** nel primo trimestre 2009 sono pari a 1.445 milioni di euro, in calo di 132 milioni di euro rispetto ai valori del corrispondente periodo dell'esercizio precedente (-8,4%). Tale decremento è connesso alle minori quantità di combustibili consumate dalle società di generazione operanti nel mercato domestico a fronte della minor produzione termoelettrica ed è parzialmente bilanciato da maggiori costi unitari conseguenti alla variazione del *mix* produttivo. A tale fenomeno si aggiunge la riduzione nel mercato spagnolo per l'effetto combinato della contrazione della produzione da fonte termoelettrica e dei minori costi unitari di acquisto. Tali riduzioni risultano parzialmente compensate dagli effetti positivi connessi alla variazione del perimetro di consolidamento riconducibile alle società estere.

I costi per l'acquisto di **combustibili per *trading* e gas per vendite ai clienti finali** nel primo trimestre 2009 sono pari a 771 milioni di euro, in diminuzione di 115 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (-13,0%) per effetto sostanzialmente dei minori acquisti di gas destinati sia alla vendita ai clienti finali sia all'attività di *trading*.

I costi per **materiali**, pari a 234 milioni di euro nel primo trimestre 2009, si incrementano di 78 milioni di euro (+50,0%) principalmente per le attività relative alle società estere.

Il **costo del personale** nel primo trimestre 2009 è pari a 973 milioni di euro, in crescita di 31 milioni di euro (+3,3%). Escludendo l'incidenza relativa al diverso perimetro di consolidamento delle società estere, il costo del lavoro nel primo trimestre 2009, inclusivo degli adeguamenti retributivi conseguenti al rinnovo del contratto di lavoro in Italia e dei maggiori oneri contributivi dovuti a partire dal 1° gennaio 2009, è in aumento di 29 milioni di euro (+3,1%) con una riduzione della consistenza media dell'1,2%.

L'onere per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** nel primo trimestre 2009 ammonta a 1.615 milioni di euro, in calo di 52 milioni di euro (-3,1%) rispetto all'analogo periodo del 2008. Tale riduzione è da attribuire ai minori vettori passivi dell'energia elettrica e del gas ed è stata parzialmente compensata dalla crescita dei costi connessi ad attività di manutenzione, prestazioni professionali e consulenze e altri servizi minori.

Gli **ammortamenti e perdite di valore** sono in calo di 84 milioni di euro nel primo trimestre 2009 (-7,0%). In particolare, la rilevazione nel primo trimestre 2008 della perdita di valore, pari a 168 milioni di euro, delle attività nette di Enel oggetto di cessione a E.On nel mese di giugno risulta parzialmente compensata dai maggiori ammortamenti effettuati da Endesa nel primo trimestre 2009 a seguito della ridefinizione, contenuta nell'accordo del 20 febbraio 2009, del perimetro delle attività rinnovabili destinate a essere cedute ad Acciona.

Gli **oneri per emissioni di CO₂** sono pari a 10 milioni di euro nel primo trimestre 2009, in calo di 41 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (-80,4%). Il risultato del primo trimestre 2009 è riferibile essenzialmente agli acquisti effettuati nel periodo per la copertura del fabbisogno di quote emergente dall'eccedenza delle quantità prodotte rispetto a quelle assegnate dai rispettivi nuovi piani di allocazione e alla valorizzazione del *deficit* di quote risultante alla fine del periodo ai prezzi medi di approvvigionamento stimati alla stessa data.

Gli **altri costi operativi** nel primo trimestre del 2009 ammontano a 636 milioni di euro, in aumento di 316 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2008 per effetto essenzialmente dei maggiori oneri per acquisto di certificati verdi (+292 milioni di euro).

Nel primo trimestre 2009 i **costi capitalizzati**, pari a 255 milioni di euro, si mantengono sostanzialmente in linea con i valori del corrispondente periodo dell'esercizio precedente (+2,4%).

I **proventi/(oneri) netti da gestione rischio commodity** nel primo trimestre del 2009 sono negativi per 5 milioni di euro, in miglioramento di 157 milioni di euro rispetto al corrispondente valore dell'esercizio precedente. Il risultato del primo trimestre 2009 si riferisce per 113 milioni di euro all'onere netto da valutazione al *fair value* dei contratti derivati in essere a fine periodo (227 milioni di euro di oneri netti alla fine del primo trimestre 2008) e per 108 milioni di euro ai proventi netti su posizioni chiuse nel periodo (65 milioni di euro di proventi netti realizzati nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente).

Il **risultato operativo** del primo trimestre 2009 si attesta a 2.740 milioni di euro, con un aumento di 560 milioni di euro rispetto al primo trimestre del 2008

(+25,7%), beneficiando sostanzialmente della crescita della Divisione Generazione ed Energy Management e delle attività all'estero, nonché della rilevazione nel primo trimestre 2008 della perdita di valore per 168 milioni di euro delle attività del Gruppo Viesgo oggetto di cessione a E.On nel secondo trimestre 2008.

I **proventi finanziari netti** del primo trimestre 2009 ammontano a 316 milioni di euro a fronte di oneri finanziari netti pari a 740 milioni di euro rilevati nell'analogo periodo dell'esercizio precedente; in particolare, la variazione dei proventi finanziari (+840 milioni di euro) si riferisce prevalentemente all'effetto positivo, pari a 970 milioni di euro, derivante dalla variazione di *fair value* dell'opzione di vendita concessa ad Acciona e tenuto conto dell'aspettativa di esercizio anticipato da parte della controparte sulla base dei termini dell'accordo siglato il 20 febbraio 2009 per l'acquisizione da parte di Enel della partecipazione del 25,01% posseduta, direttamente e indirettamente, da Acciona in Endesa. Nel primo trimestre 2008 la variazione di *fair value* di tale opzione è iscritta tra i proventi finanziari per 110 milioni di euro. Il decremento degli oneri finanziari (-216 milioni di euro) risente sia della flessione dei tassi di interesse registrata nel primo trimestre 2009 rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, dovuta al particolare contesto di crisi internazionale dei mercati finanziari, sia di una riduzione dell'indebitamento finanziario medio di Enel, seppur accompagnata da un merito creditizio più sfavorevole.

Il risultato delle **partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** nel primo trimestre 2009 è positivo per 9 milioni di euro, in calo di 14 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (-60,9%). In particolare, i proventi netti del primo trimestre 2008 includono gli effetti connessi alla valutazione con il metodo del patrimonio netto di OGK-5.

Le **imposte** del primo trimestre 2009 ammontano a 807 milioni di euro rispetto a 456 milioni di euro del corrispondente periodo dell'esercizio precedente, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 26,3% nel primo trimestre 2009 a fronte di un'incidenza del 31,2% nello stesso periodo del 2008. Tale andamento risente principalmente della rilevazione nel primo trimestre 2009 di alcuni proventi non rilevanti a fini fiscali e degli effetti derivanti dall'applicazione dell'addizionale IRES per il settore energia su specifiche società italiane (decreto legge n. 112/08).

4.b Informazioni sulla Situazione patrimoniale consolidata sintetica

Attività non correnti – Euro 102.623 milioni

Le *attività materiali e immateriali*, inclusi gli investimenti immobiliari, ammontano al 31 marzo 2009 a 72.991 milioni di euro e presentano complessivamente un incremento di 1.265 milioni di euro. Tale aumento è originato essenzialmente dagli investimenti del periodo (1.109 milioni di euro), dalla ridefinizione contenuta nell'accordo del 20 febbraio 2009 del perimetro delle attività rinnovabili di Endesa che saranno cedute ad Acciona (827 milioni di euro), dalle differenze cambio del periodo (274 milioni di euro), al netto degli ammortamenti e delle perdite di valore su tali attività pari a 1.026 milioni di euro.

L'*avviamento*, pari a 16.369 milioni di euro, evidenzia una crescita di 330 milioni di euro. Tale aumento è da attribuire sostanzialmente alla rilevazione nel primo trimestre 2009 del *goodwill* connesso all'acquisizione da parte di Endesa del 100% del capitale di Endesa Ireland, società irlandese dove precedentemente era confluito il 20% degli asset di generazione di Electricity Supply Board (205 milioni di euro), nonché agli effetti netti conseguenti agli adeguamenti per differenze cambio del periodo (108 milioni di euro). La rilevazione nel *goodwill* delle differenze, emerse nel primo trimestre 2009, tra il costo delle partecipazioni e le attività acquisite al netto delle passività assunte è stata effettuata in via provvisoria, secondo quanto previsto dall'IFRS 3, in attesa del completamento della contabilizzazione iniziale. Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto* sono pari a 511 milioni di euro, in crescita di 114 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, per effetto essenzialmente della riclassifica dalle Attività destinate alla vendita delle partecipazioni non più incluse nel perimetro di cessione delle attività rinnovabili di Endesa dopo la ridefinizione dello stesso.

Le *altre attività non correnti* sono pari a 12.752 milioni di euro e includono:

Milioni di euro	al 31.03.2009	al 31.12.2008	Variazione
Attività per imposte anticipate	6.557	5.881	676
Attività finanziarie non correnti	4.284	4.324	(40)
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	1.296	1.360	(64)
Altri crediti a lungo termine	615	577	38
Totale	12.752	12.142	610

L'incremento del periodo, pari a 610 milioni di euro, è dovuto ai seguenti principali fenomeni:

- > aumento pari a 676 milioni di euro delle attività per imposte anticipate, essenzialmente per la rilevazione della fiscalità differita di competenza del periodo;
- > diminuzione pari a 40 milioni di euro delle attività finanziarie non correnti, connessa per 118 milioni di euro alla variazione negativa dei *fair value* degli strumenti derivati, parzialmente compensata dal maggior valore delle partecipazioni in altre imprese valutate al *fair value* per 27 milioni di euro e dalla crescita dei crediti e delle altre partite finanziarie per complessivi 51 milioni di euro.

Attività correnti – Euro 27.818 milioni

I *crediti commerciali*, pari a 13.594 milioni di euro, sono in crescita di 1.216 milioni di euro. Tale incremento è connesso principalmente ai maggiori crediti per vendita di elettricità sul mercato libero domestico per effetto delle maggiori quantità vendute, nonché ai maggiori crediti per vendita di certificati verdi e per vendite all'Acquirente Unico mediante la stipula di contratti bilaterali, in linea con l'andamento dei rispettivi ricavi.

Le *rimanenze* sono pari a 2.045 milioni di euro, in calo di 137 milioni di euro, e si riferiscono principalmente alle minori giacenze di combustibili.

Le *altre attività correnti*, pari a 8.128 milioni di euro, sono dettagliate come segue:

Milioni di euro	al 31.03.2009	al 31.12.2008	Variazione
Attività finanziarie correnti	3.509	3.269	240
Crediti tributari	1.195	1.239	(44)
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	1.942	1.850	92
Verso altri	1.482	1.628	(146)
Totale	8.128	7.986	142

La crescita del periodo, pari a 142 milioni di euro, è dovuta ai seguenti principali fenomeni:

- > aumento di 240 milioni di euro delle attività finanziarie correnti per effetto principalmente della crescita delle attività finanziarie relative a strumenti finanziari derivati, pari a 63 milioni di euro, e dell'aumento dei crediti finanziari a breve termine, pari a 183 milioni di euro;
- > diminuzione di 44 milioni di euro dei crediti tributari relativa principalmente a crediti per imposte erariali e addizionali per 26 milioni di euro e ad altri crediti tributari per complessivi 18 milioni di euro.

Attività destinate alla vendita – Euro 3.993 milioni

Si riferiscono alle attività relative alle fonti rinnovabili detenute da Endesa destinate a essere trasferite ad Acciona (1.375 milioni di euro), alla rete di distribuzione del gas identificabili essenzialmente nella società Enel Rete Gas (1.736 milioni di euro) e alla rete di distribuzione dell'energia elettrica ad alta tensione destinata a essere trasferita a Terna (882 milioni di euro). La diminuzione rispetto al 31 dicembre 2008, pari a 1.258 milioni di euro, è da attribuire essenzialmente alla ridefinizione del perimetro delle attività rinnovabili destinate a essere cedute ad Acciona, a seguito dell'accordo del 20 febbraio 2009.

Patrimonio netto del Gruppo – Euro 21.884 milioni

Il capitale sociale, al 31 marzo 2009, è rappresentato da 6.186.419.603 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna.

Le principali movimentazioni del patrimonio netto del Gruppo rilevate nel primo trimestre 2009 sono relative al risultato netto del periodo, pari a 1.908 milioni di euro, all'effetto delle differenze cambio derivanti dalla conversione di bilanci in valuta, pari a 21 milioni di euro, nonché all'onere di competenza del periodo riferito ai piani di *stock option* in essere alla fine del periodo, pari a 1 milione di euro. Tali fenomeni risultano parzialmente compensati dagli effetti negativi rilevati direttamente a patrimonio netto riferibili alla valutazione degli strumenti finanziari per 444 milioni di euro.

Passività non correnti – Euro 74.028 milioni

La voce *finanziamenti a lungo termine*, pari a 50.428 milioni di euro (51.045 milioni di euro al 31 dicembre 2008), è costituita da prestiti obbligazionari per 20.374 milioni di euro (20.248 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e da finanziamenti bancari e altri finanziamenti in euro e altre valute per 30.054 milioni di euro (30.797 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

I *fondi diversi e passività per imposte differite*, pari a 17.583 milioni di euro al 31 marzo 2009 (16.712 milioni di euro al 31 dicembre 2008), includono TFR e altri benefici ai dipendenti pari a 2.929 milioni di euro (2.910 milioni di euro al 31 dicembre 2008), fondi rischi e oneri pari a 7.013 milioni di euro (6.922 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e passività per imposte differite che ammontano a 7.641 milioni di euro (6.880 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Le *altre passività non correnti*, pari a 6.017 milioni di euro, risultano in calo di 22 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Passività correnti – Euro 31.322 milioni

I *finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine* aumentano di 667 milioni di euro passando da 8.577 milioni di euro di fine 2008 a 9.244 milioni di euro al 31 marzo 2009; tale variazione è riconducibile principalmente all'incremento nelle emissioni di *commercial paper* per 993 milioni di euro e al decremento della quota a breve dei prestiti obbligazionari per 373 milioni di euro.

I *debiti commerciali*, pari a 9.480 milioni di euro, sono in diminuzione di 1.120 milioni di euro, essenzialmente per effetto dei minori debiti per acquisti di energia.

Le *altre passività correnti*, pari a 12.598 milioni di euro, sono di seguito dettagliate:

Milioni di euro	al 31.03.2009	al 31.12.2008	Variazione
Debiti diversi verso clienti	1.544	1.539	5
Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	2.908	2.655	253
Passività finanziarie correnti	2.416	2.959	(543)
Debiti verso il personale e verso istituti di previdenza	524	557	(33)
Debiti tributari	3.663	2.956	707
Altri	1.543	1.482	61
Totale	12.598	12.148	450

La variazione del periodo, pari a 450 milioni di euro, è dovuta ai seguenti principali fenomeni:

- > crescita pari a 253 milioni di euro dei debiti verso la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico e organismi assimilati relativa principalmente ai maggiori debiti sul mercato domestico connessi all'applicazione dei meccanismi di perequazione sull'acquisto di energia elettrica e ai debiti relativi ad altre componenti tariffarie, parzialmente bilanciati dai minori debiti vantati da Endesa verso il sistema elettrico spagnolo;
- > aumento dei debiti tributari pari a 707 milioni di euro per effetto essenzialmente della stima delle imposte sul reddito corrente del periodo;
- > contrazione pari a 543 milioni di euro delle passività finanziarie, relativa principalmente alla riduzione delle passività connesse a strumenti finanziari derivati per 525 milioni di euro.

Passività destinate alla vendita – Euro 1.103 milioni

Si riferiscono alle passività relative alle fonti rinnovabili detenute da Endesa destinate a essere trasferite ad Acciona (121 milioni di euro), alla rete di distribuzione del gas identificabili essenzialmente nella società Enel Rete Gas (898 milioni di euro) e alla rete di distribuzione dell'energia elettrica ad alta tensione (84 milioni di euro). La riduzione pari a 688 milioni di euro rispetto al 2008 è da ricondurre sostanzialmente alla ridefinizione contenuta nell'accordo siglato il 20 febbraio 2009 del perimetro delle attività rinnovabili destinate a essere cedute ad Acciona.

4.c Posizione finanziaria netta

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 31 marzo 2009 e al 31 dicembre 2008, in linea con le disposizioni Consob del 28 luglio 2006, riconciliata con l'indebitamento finanziario netto.

Milioni di euro	al 31.03.2009	al 31.12.2008	Variazione
Denaro e valori in cassa	16	10	6
Depositi bancari e postali	4.034	5.096	(1.062)
Titoli	54	73	(19)
Liquidità	4.104	5.179	(1.075)
Crediti finanziari a breve termine	875	694	181
Crediti finanziari per operazioni di <i>factoring</i>	369	367	2
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	575	524	51
Crediti finanziari correnti	1.819	1.585	234
Debiti verso banche	(1.309)	(1.564)	255
<i>Commercial paper</i>	(4.785)	(3.792)	(993)
Quota corrente di finanziamenti bancari	(785)	(590)	(195)
Utilizzi di linee di credito <i>revolving</i>	(30)	(14)	(16)
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(1.991)	(2.364)	373
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(255)	(156)	(99)
Altri debiti finanziari correnti	(89)	(97)	8
Totale debiti finanziari correnti	(9.244)	(8.577)	(667)
Posizione finanziaria corrente netta	(3.321)	(1.813)	(1.508)
Debiti verso banche e istituti finanziatori	(28.439)	(29.392)	953
Obbligazioni	(20.374)	(20.248)	(126)
<i>Preference share</i>	(975)	(973)	(2)
Debiti verso altri finanziatori	(640)	(432)	(208)
Posizione finanziaria non corrente	(50.428)	(51.045)	617
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da Comunicazione Consob	(53.749)	(52.858)	(891)
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	2.918	2.891	27
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(50.831)	(49.967)	(864)

La *posizione finanziaria corrente netta* ammonta a 3.321 milioni di euro al 31 marzo 2009, in aumento di 1.508 milioni di euro rispetto a fine 2008 per effetto della diminuzione della liquidità per 1.075 milioni di euro, dei maggiori crediti finanziari correnti per 234 milioni di euro, nonché dell'incremento dei debiti finanziari correnti per 667 milioni di euro. In particolare, tale ultimo incremento è da attribuire all'aumento, pari a 993 milioni di euro, delle *commercial paper* riferibili a Enel Finance International, Endesa Internacional BV ed Endesa Capital SA, parzialmente compensato dalla diminuzione della quota corrente dei debiti per obbligazioni emesse, pari a 373 milioni di euro, sostanzialmente riferita ai prestiti obbligazionari emessi da Endesa.

La *posizione finanziaria non corrente* aumenta di 617 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008. In particolare, i debiti verso banche e istituti finanziari, pari a 28.439 milioni di euro, includono l'utilizzo, da parte di Enel SpA ed Enel Finance International, per 16.790 milioni di euro delle *tranche* a 36 e 60 mesi della Linea di Credito Sindacata di originari 35 miliardi di euro stipulata in data 10 aprile 2007 con l'esclusiva finalità di finanziare l'operazione di acquisizione di Endesa e di consentire una successiva ristrutturazione del debito. Si evidenzia che a seguito dell'incasso, in data 16 marzo 2009, dei dividendi straordinari di Endesa, si è proceduto, in accordo con quanto previsto nel contratto di finanziamento, al rimborso obbligatorio della *tranche* a 36 mesi per complessivi 1.905 milioni di euro.

La linea di credito *revolving* da 5 miliardi di euro a 5 anni (rinnovabile per ulteriori due), stipulata nel mese di novembre 2005 da Enel SpA, risulta essere utilizzata per 1.787 milioni di euro al 31 marzo 2009 (con un minore utilizzo di 1.986 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008).

5. Informativa sulle parti correlate

In quanto principale operatore nel campo della produzione, della distribuzione e del trasporto di energia elettrica in Italia, Enel fornisce servizi a un certo numero di società controllate dallo Stato. Nell'attuale quadro regolamentare, in particolare, Enel effettua transazioni con Terna - Rete Elettrica Nazionale (Terna), Acquirente Unico, Gestore dei Servizi Elettrici e Gestore del Mercato Elettrico (ciascuno dei quali è controllato, direttamente o indirettamente, dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

I corrispettivi di trasporto dovuti a Terna, nonché alcuni oneri pagati al Gestore del Mercato Elettrico, sono determinati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Le transazioni riferite agli acquisti e alle vendite di energia elettrica effettuate con il Gestore del Mercato Elettrico sulla Borsa dell'energia elettrica e con l'Acquirente Unico avvengono ai prezzi di mercato.

In particolare, le società della Divisione Mercato acquistano energia elettrica dall'Acquirente Unico e regolano con il Gestore dei Servizi Elettrici i "Contratti per differenza" relativi all'assegnazione dell'energia CIP 6, oltre a pagare a Terna i corrispettivi per l'uso della rete elettrica nazionale. Le società della Divisione Generazione ed Energy Management, oltre a pagare i corrispettivi per l'uso della rete elettrica nazionale a Terna, effettuano operazioni di compravendita di energia elettrica con il Gestore del Mercato Elettrico sulla Borsa dell'energia elettrica e vendono energia elettrica all'Acquirente Unico. La società della Divisione Energie Rinnovabili operante in Italia vende energia elettrica al Gestore del Mercato Elettrico sulla Borsa dell'energia elettrica.

Enel acquista inoltre da Eni, società in cui il Ministero dell'Economia e delle Finanze detiene una partecipazione di controllo, combustibili per gli impianti di generazione e gas per l'attività di distribuzione e vendita. Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato.

La tabella seguente fornisce una sintesi dei rapporti sopra descritti:

Milioni di euro	Rapporti patrimoniali		Rapporti economici	
	Crediti	Debiti	Ricavi	Costi
	al 31.03.2009		1° trimestre 2009	
Relativi alle attività destinate a continuare				
Acquirente Unico	357	1.224	286	2.009
GME	912	814	1.482	1.343
Terna	240	489	263	451
GSE	383	589	340	231
Eni	3	141	120	311
Poste Italiane	-	45	1	38
Altre	4	9	-	6
Relativi alle attività destinate alla vendita				
	-	-	-	-
Totale	1.899	3.311	2.492	4.390

Di seguito vengono riepilogati i rapporti patrimoniali ed economici con società collegate rispettivamente in essere al 31 marzo 2009 e intrattenuti nel corso del primo trimestre 2009.

Milioni di euro	Rapporti patrimoniali		Rapporti economici	
	Crediti	Debiti	Ricavi	Costi
	al 31.03.2009		1° trimestre 2009	
CESI	1	29	1	3
LaGeo	10	-	-	-
Società minori	15	13	1	1
Totale	26	42	2	4

Si ricorda infine che nell'ambito delle regole di *corporate governance*, di cui si è dotato il Gruppo Enel, sono state previste le condizioni per assicurare che eventuali operazioni con parti correlate vengano effettuate nel rispetto di criteri di correttezza procedurale e sostanziale.

Sotto il profilo della correttezza sostanziale, al fine di garantire l'equità delle condizioni pattuite in occasione di operazioni con parti correlate e qualora ciò sia richiesto dalla natura, dal valore o da altre caratteristiche della singola operazione, si prevede che il Consiglio di Amministrazione si avvalga dell'assistenza di esperti indipendenti per la valutazione dei beni oggetto della singola operazione stessa e per lo svolgimento delle attività di consulenza finanziaria, legale o tecnica.

6. Impegni contrattuali e garanzie

Le garanzie prestate a terzi e gli impegni contrattuali assunti dal Gruppo Enel sono di seguito riepilogati:

Milioni di euro	
	al 31.03.2009
Fideiussioni rilasciate a garanzia di terzi	1.767
Impegni assunti verso fornitori per:	
- acquisti di energia elettrica	33.198
- acquisti di combustibili	50.398
- forniture varie	4.402
- appalti	1.256
- altre tipologie	1.698
Totale	90.952
TOTALE	92.719

Le garanzie concesse a terzi ammontano a 1.767 milioni di euro e si riferiscono per 675 milioni di euro agli impegni assunti nell'operazione di vendita del patrimonio immobiliare, relativamente alla disciplina che regola la facoltà di recesso dai contratti di locazione, nonché ai canoni di locazione per un periodo di sei anni e sei mesi a decorrere dal mese di luglio 2004. Tali garanzie sono soggette ad adeguamento al ribasso al trascorrere di ogni anno per un ammontare prestabilito.

Gli impegni per energia elettrica ammontano al 31 marzo 2009 a 33.198 milioni di euro, di cui 15.067 milioni di euro relativi al periodo 1° aprile 2009-2013, 6.164 milioni di euro relativi al periodo 2014-2018, 5.955 milioni di euro al periodo 2019-2023 e i rimanenti 6.012 milioni di euro con scadenza successiva.

Gli impegni per acquisti di combustibili, determinati in funzione dei parametri e dei cambi in essere alla fine del periodo (trattandosi di forniture a prezzi variabili, per lo più espressi in valuta estera), ammontano al 31 marzo 2009 a 50.398 milioni di euro, di cui 22.430 milioni di euro relativi al periodo 1° aprile 2009-2013, 18.840 milioni di euro relativi al periodo 2014-2018, 7.138 milioni di euro al periodo 2019-2023 e i rimanenti 1.990 milioni di euro con scadenza successiva. Le altre tipologie includono, per 388 milioni di euro, gli impegni assunti relativamente all'accordo di collaborazione siglato con EdF il 30 novembre 2007 per la costruzione dell'impianto nucleare di Flamanville. Tale ammontare rappresenta la partecipazione di Enel, nella misura del 12,5%, alle spese di costruzione dell'impianto, il cui avvio si prevede per il 2012.

7. Attività e passività potenziali

Rispetto a quanto riportato nel Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2008, cui si rinvia, di seguito sono riportate le principali variazioni nelle attività e passività potenziali.

- > In merito alla vertenza relativa alla centrale termoelettrica di Porto Tolle, a seguito del ricorso sulla sentenza del Tribunale di Adria del 31 marzo 2006 che ha condannato ex Amministratori e dipendenti di Enel per taluni episodi di inquinamento atmosferico riconducibile alle emissioni della centrale termoelettrica di Porto Tolle, in data 12 marzo 2009 la Corte d'Appello di Venezia ha riformato parzialmente detta sentenza, assolvendo per non aver commesso il fatto gli ex Amministratori ed escludendo il danno ambientale, e ha disposto quindi la revoca delle somme liquidate a titolo di provvisoria (circa 2,5 milioni di euro). I dipendenti sono stati condannati a pene irrisorie e i risarcimenti ai soggetti non pubblici sono stati dimezzati.
- > Relativamente al contenzioso Inepar relativo a presunti danni che Enelpower avrebbe arrecato per aver violato un accordo relativo ad alcuni progetti da realizzare in Brasile, il Collegio Arbitrale ha emesso lodo pienamente favorevole respingendo tutte le domande proposte da Inepar Energia e Inepar Industria e Construções e la domanda riconvenzionale di Enelpower. Il Collegio ha altresì condannato Inepar Energia e Inepar Industria e Construções in solido a corrispondere a Enelpower le spese di difesa liquidate in circa 800mila dollari statunitensi.
- > Relativamente alla sanzione di 10 milioni di euro comminata dalla "Generalitat de Catalunya" a causa degli incidenti nel servizio nella città di Barcellona in data 23 luglio 2007, in data 8 aprile 2009 la Corte Suprema della Catalogna ha accettato la richiesta di sospensione presentata da Endesa Distribución Eléctrica.
- > Con riguardo alla risoluzione del Ministero dell'Industria, del Turismo e del Commercio spagnolo del 18 settembre 2008, nel mese di febbraio 2009 è stata definita in circa 18,6 milioni di euro l'entità della sanzione a seguito delle violazioni individuate (quattro principali e due minori), definite dalla legge n. 25/1964; contro tale sanzione Endesa Distribución Eléctrica ha presentato ricorso nei tempi e nei modi previsti.
- > Nel marzo 2009 Josel SL ha formulato a Endesa Distribución Eléctrica la domanda di recesso dal contratto di vendita di alcuni immobili a seguito di cambiamenti alla qualificazione urbanistica degli stessi richiedendo la restituzione del prezzo versato (pari a circa 85,2 milioni di euro), maggiorato degli interessi. Il 3 aprile 2009 Endesa Distribución Eléctrica ha presentato opposizione a tale richiesta.

8. Eventi successivi

Cessione di Enel Linee Alta Tensione (ELAT)

In attuazione del contratto di compravendita sottoscritto il 19 dicembre 2008 tra Enel SpA, Enel Distribuzione e Terna, in data 1° aprile 2009 Enel Distribuzione ha ceduto a Terna l'intero capitale di Enel Linee Alta Tensione (ELAT), società cui Enel Distribuzione ha conferito, con effetto dal 1° gennaio 2009, un ramo di azienda costituito dalle linee di alta tensione e dai rapporti giuridici inerenti.

Il ramo di azienda conferito a ELAT è costituito da 18.583 chilometri di rete di alta tensione, nonché dai rapporti contrattuali attivi e passivi inerenti alle attività svolte. Il corrispettivo per la cessione, pari a 1.152 milioni di euro, è stato versato

integralmente al momento del *closing* e sarà soggetto a conguaglio in base alla variazione intervenuta nel patrimonio netto di ELAT dalla data di riferimento della situazione di cessione sino alla data della cessione stessa.

Il perfezionamento dell'operazione è avvenuto in seguito al verificarsi delle condizioni cui era sottoposta l'efficacia del contratto e, in particolare, all'ottenimento del nulla osta all'operazione da parte dell'Autorità Antitrust, all'inserimento da parte delle Autorità competenti delle linee oggetto di cessione nell'ambito della Rete di Trasmissione Nazionale, nonché all'emanazione di un provvedimento da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas che ha riconosciuto a ELAT il gettito tariffario relativo al ramo di azienda in questione.

Contratti di finanziamento

In data 16 aprile 2009, a parziale copertura degli impegni finanziari contenuti nell'accordo siglato con Acciona in data 20 febbraio 2009 per l'acquisto del 25,01% del capitale di Endesa, Enel ha sottoscritto un contratto di finanziamento di 8 miliardi di euro quale aumento della Linea di Credito Sindacata di originali 35 miliardi di euro che prevedeva la facoltà di incrementare, fino a un ammontare massimo di 8,5 miliardi di euro, la *tranche C* (pari a 10 miliardi di euro con scadenza nel 2012), nel caso di eventuale esercizio della *put option* da parte di Acciona nel 2010.

Il contratto di finanziamento di 8 miliardi di euro si articola in due contratti:

- > un contratto di finanziamento, detto "*facility C increase*", che incrementa la *tranche C* per un ammontare complessivo pari a 8 miliardi di euro con scadenza nel 2012 e
- > un contratto di finanziamento detto "*rollover*", anch'esso di ammontare complessivo pari a 8 miliardi di euro, destinato a sostituire il "*facility C increase*" e contenente l'impegno delle istituzioni finanziarie a rinnovare il "*facility C increase*" a partire dal 2012, con due nuove *tranche* di finanziamento, la prima di 5,5 miliardi di euro con scadenza nel 2014 e la seconda di 2,5 miliardi di euro con scadenza nel 2016.

Accordo con il Governo australiano per lo sviluppo della cattura e sequestro della CO₂

In data 22 aprile 2009, nel quadro dell'intesa italo-australiana per la cooperazione nello sviluppo delle tecnologie di cattura e sequestro della CO₂, Enel ha sottoscritto con il Governo australiano un *Memorandum of Understanding* che prevede l'adesione di Enel come socio fondatore al Global Carbon Capture and Storage Institute (GCCSI). Il GCCSI è un'organizzazione nata su iniziativa del Governo australiano, che ne finanzia il funzionamento con un *budget* di circa 100 milioni di dollari australiani l'anno (55 milioni di dollari statunitensi). L'obiettivo dell'Istituto è quello di mobilitare risorse pubbliche e private per sviluppare la tecnologia CCS dal punto di vista commerciale, normativo e di accettazione da parte dell'opinione pubblica. L'impegno immediato è quello di accelerare la creazione di oltre 20 progetti pilota. L'adesione al GCCSI consentirà a Enel di raccogliere informazioni sui progetti che vengono realizzati al di fuori dell'ambito europeo, di partecipare alla rete di alleanze tecnologiche e industriali che nasceranno nell'ambito dell'organizzazione, di disporre di un costante aggiornamento sui processi di definizione regolamentare della CCS a livello globale e di partecipare alle iniziative di comunicazione che verranno indirizzate alle opinioni pubbliche mondiali. In particolare, la rete di contatti offerta dall'Istituto australiano potrà favorire lo sviluppo delle attività di CCS in Cina, alle quali Enel è molto interessata.

Distribuzione del dividendo

L'Assemblea ordinaria di Enel, riunita in data 29 aprile 2009, ha deliberato su proposta del Consiglio di Amministrazione un dividendo per l'intero esercizio 2008 pari a 49 centesimi di euro per azione e la distribuzione di complessivi 29 centesimi di euro per azione a titolo di saldo (di cui 24 centesimi di euro a titolo di distribuzione dell'utile residuo dell'esercizio 2008 e 5 centesimi di euro a titolo di parziale distribuzione della riserva disponibile denominata "utili portati a nuovo"), tenuto conto dell'acconto di 20 centesimi di euro per azione già pagato nel mese di novembre 2008. L'indicato saldo del dividendo di 29 centesimi di euro per azione verrà messo in pagamento, al lordo delle eventuali ritenute di legge, a decorrere dal 25 giugno 2009, previo stacco in data 22 giugno 2009 della cedola n. 13.

Aumento di capitale di Enel SpA

L'Assemblea straordinaria di Enel, in data 29 aprile 2009, ha attribuito al Consiglio di Amministrazione la delega ad aumentare a pagamento, in una o più volte e in via scindibile, entro e non oltre il 31 dicembre 2009, il capitale sociale per un importo complessivo massimo, comprensivo di sovrapprezzo, di 8 miliardi di euro, mediante emissione di azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna, godimento 1° gennaio 2009, da offrire in opzione agli azionisti dell'Emittente, con delega agli Amministratori di stabilire modalità, termini e condizioni dell'aumento di capitale, ivi inclusi la determinazione (i) dell'esatto ammontare dell'aumento di capitale sociale; (ii) del prezzo di sottoscrizione delle azioni, ivi incluso il sovrapprezzo, tenuto conto, tra l'altro, dell'andamento delle quotazioni delle azioni di Enel e delle condizioni del mercato in prossimità dell'avvio dell'offerta, nonché delle prassi di mercato per operazioni similari; (iii) del numero delle azioni di nuova emissione e del relativo rapporto di opzione.

Il Consiglio di Amministrazione, in data 6 maggio 2009 – in esecuzione della delega ricevuta dall'Assemblea straordinaria del 29 aprile 2009 – ha deliberato di aumentare a pagamento e in via scindibile il capitale sociale per un controvalore massimo complessivo di 8 miliardi di euro comprensivo di sovrapprezzo, mediante emissione di azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna, godimento 1° gennaio 2009 e aventi le stesse caratteristiche di quelle in circolazione, da offrire in opzione a coloro che risulteranno essere azionisti dell'Emittente alla data di inizio dell'offerta in opzione, in proporzione al numero di azioni possedute. Le condizioni definitive dell'aumento di capitale, quali il prezzo di emissione unitario delle azioni, il numero di azioni da emettere e, pertanto, l'esatto ammontare dell'aumento di capitale, nonché il rapporto di assegnazione in opzione saranno determinati dal Consiglio di Amministrazione in una riunione da convocarsi nei giorni immediatamente precedenti l'avvio dell'offerta in opzione. Il termine ultimo di sottoscrizione delle azioni di nuova emissione è fissato al 31 dicembre 2009, con la precisazione che, qualora entro tale data l'aumento di capitale non fosse integralmente sottoscritto, il capitale stesso si intenderà comunque aumentato per un importo pari alle sottoscrizioni raccolte.

Accordo con Eurus Energy Europe per lo sviluppo di progetti eolici in Calabria

In data 30 aprile 2009 Enel Green Power ha firmato un accordo con Eurus Energy Europe, *joint venture* partecipata dalla Tokyo Electric Power Company e da Toyota Tsusho Corporation, per acquisire i diritti sul 50% di progetti eolici localizzati in siti ad alta producibilità della Calabria, con una capacità installata fino a 400 MW, di cui 100 MW in fase avanzata di autorizzazione.

Accordo con SoWiTec per lo sviluppo di progetti eolici in Cile

In data 8 maggio 2009 Enel Latin America ha firmato un accordo di cooperazione con SoWiTec Energías Renovables de Chile, una filiale dell'operatore tedesco SoWiTec International, per lo sviluppo in Cile di alcuni progetti eolici con una potenza installata totale fino a 850 MW. Con questo accordo Enel avrà accesso esclusivo a diversi progetti che SoWiTec sta sviluppando e avrà il diritto di acquisire tali progetti una volta che avranno ricevuto tutte le necessarie autorizzazioni. I progetti hanno una capacità installata preliminare tra 60 e 150 MW e sono localizzati nel sistema elettrico settentrionale (SING) e nel sistema elettrico centrale (SIC), in aree caratterizzate da buone potenzialità eoliche.

9. Dichiarazione del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari a norma delle disposizioni dell'art. 154 bis, comma 2 del D.Lgs. 58/1998

Il dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari Luigi Ferraris dichiara, ai sensi dell'art. 154 bis, comma 2 del Testo Unico della Finanza, che l'informativa contabile contenuta nel presente Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2009 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.



Relazione della Società di revisione



KPMG S.p.A.
Revisione e organizzazione contabile
Via Ettore Petrolini, 2
00197 ROMA RM

Telefono 06 809611
Telefax 06 8077475
e-mail it-fnaudit@kpmg.it

Relazione della società di revisione sulla revisione contabile limitata del bilancio consolidato intermedio

Al Consiglio di Amministrazione della
Enel S.p.A.

- 1 Abbiamo effettuato la revisione contabile limitata del bilancio consolidato intermedio, costituito dalla situazione patrimoniale sintetica, dal conto economico sintetico, dal prospetto dell'utile/(perdita) complessivo rilevato nel periodo, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario sintetico e dalle relative note illustrative, del Gruppo Enel al 31 marzo 2009. La responsabilità della redazione del bilancio consolidato intermedio al 31 marzo 2009 in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea, compete agli Amministratori della Enel S.p.A.. E' nostra la responsabilità della redazione della presente relazione in base alla revisione contabile limitata svolta.
- 2 Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata previsti dall'International Standard on Review Engagements 2410, "*Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity*". La revisione contabile limitata del bilancio consolidato intermedio consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile degli aspetti finanziari e contabili, analisi di bilancio ed altre procedure di revisione contabile limitata. L'estensione di una revisione contabile limitata è significativamente inferiore rispetto a quella di una revisione contabile completa svolta in conformità agli International Standards on Auditing e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di una revisione contabile completa. Pertanto, diversamente da quanto effettuato sul bilancio consolidato di fine esercizio, non esprimiamo un giudizio professionale sul bilancio consolidato intermedio.

Per il giudizio relativo al bilancio consolidato dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati ai fini comparativi, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 10 aprile 2009.

I dati relativi al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, presentati ai fini comparativi, non sono stati da noi esaminati. Le conclusioni da noi raggiunte nella presente relazione non si estendono, pertanto, a tali dati.

- 3 Sulla base di quanto svolto, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato intermedio del Gruppo Enel al 31 marzo 2009, non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

Roma, 14 maggio 2009

KPMG S.p.A.



Stefano Bandini
Socio

Format editoriale e ideazione cover
Inarea Strategic Design - Roma

Consulenza editoriale e impaginazione
Sogester - Roma

Revisione testi
postScriptum - Roma

in copertina:
Foto Getty Images

Stampa
Varigrafica Alto Lazio - Nepi (Viterbo)

Finito di stampare
nel mese di luglio 2009
su carta ecologica riciclata
Fedrigoni Symbol Freelifa



Tiratura: 300 copie

Pubblicazione fuori commercio

A cura della Direzione Relazioni Esterne

Enel
Società per azioni
Sede legale in Roma
Viale Regina Margherita, 137
Capitale sociale
Euro 6.186.419.603
(al 31 dicembre 2008) i.v.
Codice Fiscale e Registro Imprese
di Roma n. 00811720580
R.E.A. di Roma n. 756032
Partita IVA n. 00934061003



enel.it