

Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2011



Indice

La struttura Enel	4
Premessa	6
Sintesi dei risultati.....	11
Risultati per area di attività.....	14
> Mercato	17
> Generazione ed Energy Management.....	20
> Ingegneria e Innovazione	24
> Infrastrutture e Reti.....	26
> Iberia e America Latina	29
> Internazionale	34
> Energie Rinnovabili.....	39
> Capogruppo, Servizi e Altre attività	43
Fatti di rilievo del terzo trimestre 2011	46
Scenario di riferimento	48
> Andamento dei principali indicatori di mercato.....	48
> Italia	48
> Spagna.....	50
Aspetti normativi e tariffari	51
Prevedibile evoluzione della gestione.....	73
 Situazione contabile Consolidata	
Conto economico consolidato sintetico.....	76
Prospetto dell'utile/(perdita) complessivo rilevato nel periodo	77
Situazione patrimoniale consolidata sintetica	78
Prospetto delle variazioni del Patrimonio netto consolidato	79
Rendiconto finanziario consolidato sintetico.....	80
Gestione economica, patrimoniale e finanziaria.....	81
Altre informazioni	93
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo.....	98
Dichiarazione del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari	99

La struttura Enel

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 Alpiq (già Atel) sulla frontiera elvetica.

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.

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

- > Produzione e vendita di energia elettrica:
 - generazione da impianti termoelettrici e idroelettrici programmabili sul territorio nazionale, tramite Enel Produzione, Hydro Dolomiti Enel (nella Provincia di Trento) e SE Hydro Power (nella provincia di Bolzano);
 - *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 estrazione di gas naturale (tramite Enel Longanesi Development) e impianti di rigassificazione e stoccaggio di gas naturale (tramite Nuove Energie ed Enel Stoccaggi).

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.

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

Le attività sono sostanzialmente espletate da:

- > Enel Distribuzione e Deval (quest'ultima limitatamente al territorio della Valle d'Aosta) per la distribuzione di energia elettrica;
- > Enel Sole per l'illuminazione pubblica e artistica.

La **Divisione Iberia e America Latina** ha la missione di sviluppare la presenza e coordinare le attività del Gruppo 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. A seguito dell'operazione di integrazione delle attività di Enel nel settore delle energie rinnovabili in Spagna e Portogallo, le attività riferibili alla società Endesa Cogeneración y Renovables (ECyR, oggi Enel Green Power España) e alle società da essa controllate, sono confluite, a partire dal 1° aprile 2010, dalla Divisione Iberia e America Latina nella Divisione Energie Rinnovabili.

La **Divisione Internazionale** ha la missione di supportare la strategia di crescita internazionale del Gruppo Enel, di consolidare la gestione e integrazione delle attività estere non comprese nel mercato iberico e nel mercato 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 elettrica in Francia (Enel France), attività di generazione in Slovacchia (Slovenské elektrárne), sviluppo di impianti termoelettrici e attività di supporto in Belgio (Marcinelle Energie ed Enel Operations Belgium);
- > Europa sud-orientale, con attività 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), sviluppo di impianti termoelettrici (Enelco) in Grecia;
- > Russia, con attività di *trading* e vendita di energia elettrica (RusEnergoSbyt), generazione e vendita di energia elettrica (Enel OGK-5) e di supporto (Enel Rus).

La **Divisione Energie Rinnovabili** 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 del Gruppo Enel. Le aree geografiche nelle quali la Divisione svolge le sue attività sono:

- > Italia e resto d'Europa, con attività di generazione da impianti idroelettrici non programmabili, da impianti geotermici, eolici e solari in Italia (Enel Green Power), Grecia (Enel Green Power Hellas), Francia (Enel Green Power France), Romania (Enel Green Power Romania) e Bulgaria (Enel Green Power Bulgaria), nonché attività di impiantistica e *franchising* in Italia (Enel.si);
- > Iberia e America Latina, con attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Spagna e Portogallo (Enel Green Power España ed Enel Unión Fenosa Renovables) e America Latina (Enel Green Power Latin America);
- > Nord America, con attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili (Enel Green Power North America).

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

Premessa

Il Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2011 è stato redatto in osservanza di quanto disposto dall'art. 154 ter, comma 5, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 ed in conformità ai criteri di rilevazione e di misurazione stabiliti dai principi contabili internazionali (*International Accounting Standards - IASs e International Financial Reporting Standards – IFRSs*) emanati dall'*International Accounting Standards Board* (IASB) ed alle interpretazioni emesse dall'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC) e dallo *Standing Interpretations Committee* (SIC), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 1606/2002 ed in vigore alla chiusura del periodo.

Principi contabili e criteri di valutazione

I principi contabili ed i criteri di valutazione applicati nella redazione del presente Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2011, non sottoposto a revisione contabile, sono conformi a quelli adottati per la predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2010, cui si rimanda per una loro più ampia trattazione. Si riportano di seguito i principi contabili internazionali e le interpretazioni rilevanti per il Gruppo, applicati nel presente Resoconto e di prima adozione al 1° gennaio 2011:

- > *"IAS 24 - Informativa di bilancio sulle operazioni con parti correlate"*. Tale principio sostituisce la precedente versione dello IAS 24. Prevede la facoltà per le società controllate o sottoposte a influenza notevole da parte di enti governativi, di fornire un'informativa più sintetica per le transazioni avvenute con tali enti e con altre società anch'esse controllate o sottoposte a influenza notevole da parte degli stessi. La nuova versione dello IAS 24, inoltre, ha apportato una modifica alla definizione di parti correlate rilevante ai fini dell'informativa nelle note di commento.
L'applicazione, su base retroattiva, di tale principio non ha comportato impatti nel presente Resoconto.
- > *"Modifiche all'IFRIC 14 - Pagamenti anticipati relativi a una previsione di contribuzione minima"*. Tali modifiche chiariscono il trattamento contabile da applicare nell'ambito delle regole del c.d. *"asset ceiling"*, qualora fossero previsti pagamenti anticipati relativi ad una previsione di contribuzione minima (c.d. *minimum funding requirement*, MFR). In particolare, l'interpretazione modificata dispone nuove regole per misurare il beneficio economico disponibile derivante da una riduzione di contributi futuri dovuti per un MFR. L'applicazione, su base retroattiva, di tale modifica non ha comportato impatti significativi nel presente Resoconto.
- > *"IFRIC 19 - Estinzione di passività finanziarie con strumenti rappresentativi di capitale"*. Tale interpretazione chiarisce il criterio di contabilizzazione che il debitore deve applicare in caso di estinzione di passività tramite emissione di strumenti di capitale a favore del creditore. In particolare, è previsto che gli strumenti di capitale emessi costituiscano il corrispettivo per l'estinzione delle passività e debbano essere valutati al *fair value* alla data di estinzione. L'eventuale differenza tra il valore contabile della passività estinta ed il valore iniziale degli strumenti di capitale emessi deve essere rilevata a conto economico.
L'applicazione, su base retroattiva, di tale interpretazione non ha comportato impatti nel presente Resoconto.

- > *"Modifiche allo IAS 32 - Strumenti finanziari: Esposizione nel bilancio"*. La modifica chiarisce che i diritti, le opzioni o i *warrant* che danno il diritto di acquisire un numero fisso di strumenti rappresentativi di capitale della stessa entità che emette tali diritti per un ammontare fisso di una qualsiasi valuta, devono essere classificati come strumenti rappresentativi di capitale se e solo se l'entità offre i diritti, le opzioni o i *warrant* proporzionalmente a tutti i detentori della stessa classe di propri strumenti rappresentativi di capitale non costituiti da derivati.
L'applicazione, su base retroattiva, di tale modifica non ha comportato impatti nel presente Resoconto.
- > *"Miglioramenti agli International Financial Reporting Standards"*. Si riferiscono a migliorie apportate a principi già esistenti. Le più significative, applicabili nel presente Resoconto, riguardano:
 - *"IFRS 3 - Aggregazioni aziendali"*, come rivisto nel 2008: viene chiarito che devono essere valutate al *fair value* o in proporzione alla quota di partecipazione nell'ammontare riconosciuto delle attività nette identificabili dell'acquisita, solo le partecipazioni di minoranza che rappresentano interessi di terzi nella società acquisita che danno diritto, in caso di liquidazione della società, ad una quota proporzionale delle sue attività nette. Tutti gli altri elementi classificabili come partecipazioni di minoranza, ma che tuttavia non hanno le caratteristiche sopra descritte (ad esempio, *share option*, azioni privilegiate, ecc.), devono, invece, essere misurati al relativo *fair value* alla data di acquisizione, salvo siano previsti specifici criteri di misurazione.
L'applicazione di tale modifica, su base prospettica a partire dalla data in cui il Gruppo ha applicato per la prima volta il vigente IFRS 3 (esercizio 2010), non ha comportato impatti nel presente Resoconto.
 - *"IAS 1 - Presentazione del bilancio"*: si richiede che la riconciliazione tra il valore contabile all'inizio e quello al termine dell'esercizio, per ogni componente degli "altri componenti di conto economico complessivo" (OCI) possa essere presentata o nel prospetto delle variazioni di patrimonio netto o nelle note di commento.
L'applicazione di tale modifica non ha comportato impatti nel presente Resoconto.
 - *"IAS 34 - Bilanci intermedi"*: tale principio è stato modificato al fine di ampliare l'informativa richiesta nella redazione dei bilanci intermedi con riferimento, in particolare, alle attività/passività finanziarie. A titolo esemplificativo, si richiede di indicare i cambiamenti intervenuti sul business o sulle condizioni economiche che hanno avuto impatto sul *fair value* delle attività/passività finanziarie valutate al *fair value* o con il metodo del costo ammortizzato.
L'applicazione di tale modifica non ha comportato impatti significativi nel presente Resoconto.

Definizione degli indicatori di *performance*

Al fine di consentire una migliore valutazione dell'andamento della gestione economico-finanziaria del Gruppo, nel presente Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2011 vengono utilizzati alcuni "indicatori alternativi di *performance*" non previsti dai principi contabili IFRS-EU. In linea con la raccomandazione CESR/05-178b pubblicata il 3 novembre 2005, nel seguito sono forniti i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori:

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

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

- > delle "Attività per imposte anticipate";
- > dei "Titoli diversi a *fair value through profit or loss* per designazione" e di altre partite incluse nella voce "Crediti finanziari diversi";
- > dei "Finanziamenti a lungo termine";
- > del "TFR e altri benefici ai dipendenti";
- > dei "Fondi rischi e oneri futuri";
- > delle "Passività per imposte differite".

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

- > dei "Crediti per anticipazioni di *factoring*", della "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine", degli "Altri titoli" e altre partite, inclusi nella voce "Attività finanziarie correnti";
- > delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
- > dei "Finanziamenti a breve termine" e delle "Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine".

Attività nette possedute per la vendita: definito come somma algebrica delle "Attività possedute per la vendita" e delle "Passività possedute per la vendita".

Capitale investito netto: determinato quale somma algebrica delle "Attività immobilizzate nette" e del "Capitale circolante netto", dei fondi non precedentemente considerati, delle "Passività per imposte differite" e delle "Attività per imposte anticipate", nonché delle "Attività nette possedute per la vendita".

Indebitamento finanziario netto: rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato dai "Finanziamenti a lungo termine", dalle quote correnti a essi riferite, dai "Finanziamenti a breve termine", al netto delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" e delle "Attività finanziarie correnti" e "non correnti" non precedentemente considerate nella definizione degli altri indicatori di *performance* patrimoniale. Più in generale, l'indebitamento finanziario netto del Gruppo Enel è determinato conformemente a quanto previsto nel paragrafo 127 delle raccomandazioni CESR/05-054b, implementative del Regolamento 809/2004/CE e in linea con le disposizioni Consob del 26 luglio 2007 per la definizione della posizione finanziaria netta, dedotti i crediti finanziari e i titoli non correnti.

Principali variazioni dell'area di consolidamento

Oltre all'operazione di aggregazione aziendale relativa all'acquisizione del controllo di SE Hydropower illustrata successivamente, l'area di consolidamento dei primi nove mesi del 2011, rispetto allo stesso periodo del 2010, ha subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni:

2010

- > cessione, in data 17 dicembre 2010, dell'80% del capitale di Nubia 2000, società titolare delle attività (acquisite in corso d'anno da Endesa Gas) nel settore del trasporto e della distribuzione di gas in Spagna; nel perimetro della vendita è ricompresa una partecipazione del 35% in Gas Aragon acquisita precedentemente da Nubia 2000.

2011

- > cessione, in data 24 febbraio 2011, della società Compañía Americana de Multiservicios (CAM), operante in America Latina nel settore dei servizi generali;
- > cessione, in data 1° marzo 2011 della società Synapsis IT Soluciones y Servicios (Synapsis), operante in America Latina nel settore dei servizi informatici;
- > acquisizione, in data 31 marzo 2011 del 16,67% della Sociedad Eólica de Andalucía – SEA, che ha consentito a Enel Green Power España di passare dal 46,67% al 63,34%, assumendone, in qualità di azionista di maggioranza, il pieno controllo;
- > cambio del metodo di consolidamento da integrale a proporzionale (in ragione del 49%) per la perdita del controllo della società Hydro Dolomiti Enel a seguito del cambio di assetto di *governance* della stessa società, così come previsto negli accordi siglati tra i due soci nel 2008 che stabilivano a partire da tale data un controllo congiunto. Si rimanda al successivo paragrafo per ulteriori informazioni di dettaglio;
- > acquisizione del pieno controllo (da controllo congiunto) degli *asset* rimasti in capo ad Enel Union Fenosa Renovables (EUFER), a seguito del *break-up* della *joint venture* tra Enel Green Power España ed il *partner* Gas Natural, in base all'accordo finalizzato in data 30 maggio 2011. A partire dalla data di esecuzione dell'accordo, tali *asset* sono pertanto consolidati con il metodo integrale, come più dettagliatamente esposto nel prosieguo del presente documento;
- > acquisizione, in data 9 giugno 2011, di un'ulteriore quota del 50% nella Sociedad Térmica Portuguesa. Attraverso questa operazione la società Enel Green Power España è diventata azionista unico della società portoghese attiva nella generazione da fonti rinnovabili;
- > cessione, in data 28 giugno 2011, alla società Contour Global L.P. dell'intero capitale delle società olandesi Maritza East III Power Holding B.V. e Maritza O&M Holding Netherland B.V. Tali società sono rispettivamente titolari del 73% del capitale della società bulgara Maritza East 3 A.D., e del 73% del capitale della società bulgara Enel Operations Bulgaria A.D.

Rideterminazione dei dati di Stato patrimoniale al 31 dicembre 2010

In data 1° giugno 2010 il Gruppo ha acquisito il controllo di SE Hydropower, società attiva nella produzione di energia elettrica nella Provincia di Bolzano. L'operazione è avvenuta attraverso il conferimento nella stessa società di taluni *asset* di generazione di Enel Produzione a fronte di una partecipazione pari al 40% del capitale di SE Hydropower. In base a specifici patti parasociali che regolano la *governance* della società stessa, Enel Produzione esercita un'influenza dominante a partire dalla suddetta data tale da consentirne il controllo e conseguentemente il consolidamento integrale. Nel corso del primo semestre 2011, conformemente a quanto disciplinato dall'IFRS 3 (*Revised*) ed entro i termini previsti dallo stesso principio, è stato completato il processo di allocazione del prezzo relativo all'operazione di *business combination* della società SE Hydropower avvenuta in data 1° giugno 2010. Per effetto della determinazione in via definitiva del *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte alla data di acquisizione, talune voci del bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2010 sono state rideterminate, con un conseguente incremento del patrimonio netto consolidato di Gruppo per 128 milioni di euro e del patrimonio netto di terzi per 193 milioni di euro. In particolare, il completamento del processo di allocazione ha determinato l'allocazione dell'intera *consideration transferred*, riconducibile al valore corrente stimato dei beni conferiti da Enel Produzione nella misura del 60%, al valore delle concessioni acquisite con l'operazione, al netto del relativo effetto fiscale.

Milioni di euro

	al 31.12.2010	Effetto PPA SE Hydropower	al 31.12.2010 <i>restated</i>
Attività non correnti			
- Attività materiali e immateriali	98.994	510	99.504
- Avviamento	18.470	-	18.470
- Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.033	-	1.033
- Altre attività non correnti	11.780	-	11.780
Totale	130.277	510	130.787
Attività correnti	36.157	-	36.157
Attività possedute per la vendita	1.618	-	1.618
TOTALE ATTIVITÀ	168.052	510	168.562
Patrimonio netto			
- Patrimonio netto del Gruppo	37.861	128	37.989
- Patrimonio netto di terzi	15.684	193	15.877
Totale	53.545	321	53.866
Passività non correnti			
- Finanziamenti a lungo termine	52.440	-	52.440
- Fondi diversi e passività per imposte differite	23.242	189	23.431
- Altre passività non correnti	3.835	-	3.835
Totale	79.517	189	79.706
Passività correnti	33.992	-	33.992
Passività possedute per la vendita	998	-	998
TOTALE PASSIVITÀ	114.507	189	114.696
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	168.052	510	168.562

Sintesi dei risultati

Dati economici, patrimoniali e finanziari

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi	
2011	2010			2011	2010
19.105	18.170	Ricavi		57.496	52.972
4.355	4.387	Margine operativo lordo		13.284	13.265
2.942	2.846	Risultato operativo		9.014	8.929
1.285	1.353	Risultato netto del Gruppo e dei terzi		4.474	4.406
940	1.024	Risultato netto del Gruppo		3.492	3.449
		Risultato netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)		0,37	0,37
		Capitale investito netto		101.087	98.790 ⁽¹⁾
		Indebitamento finanziario netto		47.767	44.924 ⁽¹⁾
		Patrimonio netto (incluse quote dei terzi)		53.320	53.866 ⁽¹⁾
		Patrimonio netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)		4,05	4,04 ⁽¹⁾
		Cash flow da attività operativa		4.753	5.121
		Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali		4.665	4.025

(1) Dati al 31 dicembre 2010 *restated*.

I *ricavi* dei primi nove mesi del 2011 sono pari a 57.496 milioni di euro con un incremento di 4.524 milioni di euro (+8,5%) rispetto all'analogo periodo del 2010. La variazione positiva è sostanzialmente riferibile ai maggiori ricavi da generazione e *trading* di energia elettrica e di combustibili, e alla crescita dei ricavi da vendita di energia elettrica a clienti finali conseguita sul mercato libero all'estero. I ricavi dei primi nove mesi del 2011 includono, inoltre, i proventi (per 435 milioni di euro) derivanti dalla cessione di alcune partecipazioni e dalla rimisurazione a *fair value* delle attività e passività di talune società per le quali, a seguito di operazioni effettuate nel primo semestre del 2011, si sono modificati i requisiti relativi al controllo.

Il *marginale operativo lordo* dei primi nove mesi del 2011, pari a 13.284 milioni di euro, è in aumento di 19 milioni di euro (+0,1%) e beneficia, oltre che dei sopracitati proventi da cessione partecipazioni e rimisurazione a *fair value*, dell'incremento dei risultati delle Divisioni Mercato, Infrastrutture e Reti e Energie Rinnovabili, parzialmente compensati dalla riduzione del margine delle Divisioni Generazione e Energy Management e Iberia e America Latina. La variazione dei risultati per tale ultima divisione risente anche delle cessioni, perfezionate a fine 2010, delle attività relative alla rete di distribuzione del gas e alla rete di trasmissione dell'energia elettrica in Spagna, nonché della rilevazione nel 2011 dell'imposta patrimoniale prevista in Colombia.

Il *risultato operativo* dei primi nove mesi del 2011 ammonta a 9.014 milioni di euro, in aumento di 85 milioni di euro (+1,0%) beneficiando di minori ammortamenti e perdite di valore per 66 milioni di euro, rispetto all'analogo periodo del 2010. Tale riduzione risente della revisione della vita utile di taluni impianti in America Latina, nonché della variazione di perimetro di consolidamento (sostanzialmente riconducibile alla sopra citata cessione della rete elettrica di alta tensione spagnola).

Il *risultato netto del Gruppo* dei primi nove mesi del 2011 ammonta a 3.492 milioni di euro, con un aumento di 43 milioni di euro (+1,2%) rispetto all'analogo periodo del 2010. L'effetto positivo della gestione operativa del Gruppo ed il miglioramento dei risultati derivanti dalla gestione finanziaria, è stato parzialmente compensato dal maggior carico fiscale stimato per il periodo. Quest'ultimo risente dell'adeguamento della fiscalità corrente e differita rilevato a seguito della modifica intervenuta alla disciplina della c.d. "Robin Hood Tax" in Italia.

L'*indebitamento finanziario netto*, non inclusivo dell'importo riferibile alle attività possedute per la vendita pari a 25 milioni di euro al 30 settembre 2011 (636 milioni di euro al 31 dicembre 2010), è pari a 47.767 milioni di euro, in aumento di 2.843 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010. Al 30 settembre 2011, l'indebitamento finanziario netto presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,90 (0,83 al 31 dicembre 2010).

Gli *investimenti*, pari a 4.665 milioni di euro nei primi nove mesi del 2011, presentano un incremento rispetto all'analogo periodo del 2010 pari a 640 milioni di euro. La variazione, in presenza di investimenti sostanzialmente in linea relativamente alle tecnologie tradizionali (con un incremento degli investimenti all'estero compensato dalla riduzione rilevata in Italia), evidenzia i maggiori investimenti effettuati dalla Divisione Energie Rinnovabili.

Dati operativi

3° trimestre						Primi nove mesi					
Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
2011			2010			2011			2010		
20,7	54,4	75,1	20,7	55,3	76,0	60,0	159,5	219,5	61,6	155,3	216,9
Energia netta prodotta da Enel (TWh)											
63,2	48,7	111,9	62,6	47,4	110,0	184,8	142,5	327,3	184,1	138,6	322,7
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)											
26,0	53,1	79,1	28,8	50,7	79,5	77,0	155,4	232,4	84,6	146,1	230,7
Energia venduta da Enel (TWh) ⁽¹⁾											
0,4	0,8	1,2	0,6	0,7	1,3	3,1	2,8	5,9	3,8	2,5	6,3
Vendite di gas alla clientela finale (Miliardi di m ³)											
Dipendenti a fine del periodo (n.) ⁽²⁾						37.173	39.051	76.224	37.383	40.930	78.313 ⁽³⁾

(1) Escluse cessioni ai rivenditori.

(2) Include 277 unità e 2.324 unità riferite alle attività classificate come "possedute per la vendita", rispettivamente al 30 settembre 2011 e al 31 dicembre 2010.

(3) Al 31 dicembre 2010.

L'*energia netta prodotta da Enel* aumenta, nei primi nove mesi del 2011, di 2,6 TWh (+1,2%) con una maggiore produzione realizzata all'estero (+4,2 TWh) in parte compensata da un decremento della produzione sul territorio italiano (-1,6 TWh). In particolare, la crescita della produzione all'estero beneficia di una maggiore produzione da fonte termoelettrica parzialmente compensata da una riduzione nella generazione da fonte nucleare (dovuta sostanzialmente ad alcuni fermi programmati degli impianti spagnoli) e da fonte idroelettrica, quest'ultima da riferire a condizioni di idraulicità meno favorevoli rispetto ai primi nove mesi del 2010.

L'*energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel* è pari a 327,3 TWh con un incremento di 4,6 TWh (+1,4%), sostanzialmente per effetto di un incremento delle quantità trasportate all'estero.

L'*energia venduta da Enel* registra nei primi nove mesi del 2011 un aumento di 1,7 TWh (+0,7%). L'incremento è sostanzialmente da attribuire alle maggiori vendite in America Latina (+4,2 TWh), in particolare in Cile, alla maggiore *anticipated capacity* in Francia (+3,9 TWh), all'estensione dell'attività in nuove regioni in Russia (+1,1 TWh), nonché all'incremento delle vendite in Slovacchia (+1,1 TWh) a seguito delle maggiori quantità commercializzate. Tali effetti sono parzialmente compensati dalla riduzione delle vendite nel mercato domestico (-7,6 TWh) a seguito di una contrazione delle quantità sia sul mercato libero che sul mercato regolato.

Il personale del Gruppo Enel al 30 settembre 2011 è pari a 76.224 dipendenti (78.313 al 31 dicembre 2010). L'organico del Gruppo nel corso dei primi nove mesi del 2011 diminuisce di 2.089 risorse, sostanzialmente per effetto del decremento imputabile alla variazione di perimetro (-2.293 unità), connessa principalmente alle cessioni di CAM, Synapsis e di Enel Operations Bulgaria ed Enel Maritza East 3, nonché al cambio di metodo di consolidamento di Hydro Dolomiti Enel (da integrale a proporzionale).

Risultati per area di attività

La rappresentazione dei risultati economici e patrimoniali per area di attività è effettuata in base all'approccio utilizzato dal *management* per monitorare le *performance* del Gruppo nei due periodi messi a confronto.

Risultati per area di attività del terzo trimestre 2011 e 2010

Terzo trimestre 2011 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Mercato	GEMng. e Inn.	Infr. e Reti	America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale	
Ricavi verso terzi	4.096	3.895	9	758	8.133	1.674	412	94	33	1	19.105
Ricavi intersettoriali	33	1.229	77	1.063	52	157	118	80	316	(3.125)	-
Totale ricavi	4.129	5.124	86	1.821	8.185	1.831	530	174	349	(3.124)	19.105
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(1)	89	-	-	9	8	(4)	-	-	-	101
Margine operativo lordo	120	408	1	1.104	1.951	402	307	(14)	66	10	4.355
Ammortamenti e perdite di valore	80	151	1	229	698	127	102	2	23	-	1.413
Risultato operativo	40	257	-	875	1.253	275	205	(16)	43	10	2.942

Terzo trimestre 2010 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Mercato	GEMng. e Inn.	Infr. e Reti	America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale	
Ricavi verso terzi	4.438	2.994	33	682	7.812	1.605	490	90	36	(10)	18.170
Ricavi intersettoriali	63	1.187	92	1.072	(9)	38	53	71	226	(2.793)	-
Totale ricavi	4.501	4.181	125	1.754	7.803	1.643	543	161	262	(2.803)	18.170
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(109)	187	-	-	(11)	16	1	(3)	-	-	81
Margine operativo lordo	88	624	7	981	1.983	363	315	(13)	44	(5)	4.387
Ammortamenti e perdite di valore	57	139	1	233	813	182	91	2	23	-	1.541
Risultato operativo	31	485	6	748	1.170	181	224	(15)	21	(5)	2.846

(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.

Risultati per area di attività dei primi nove mesi 2011 e 2010

Primi nove mesi 2011 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM	Ing. e Inn.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	12.815	11.394	51	2.271	23.872	5.238	1.518	275	62	-	57.496
Ricavi intersettoriali	117	3.952	241	3.144	157	412	341	239	816	(9.419)	-
Totale ricavi	12.932	15.346	292	5.415	24.029	5.650	1.859	514	878	(9.419)	57.496
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	7	214	-	-	1	(2)	(1)	-	-	-	219
Margine operativo lordo	446	1.637	8	3.129	5.562	1.200	1.183	(42)	160	1	13.284
Ammort. e perdite di valore	226	440	3	687	2.112	429	294	7	72	-	4.270
Risultato operativo	220	1.197	5	2.442	3.450	771	889	(49)	88	1	9.014
Attività operative	6.777⁽²⁾	15.633	258	18.709⁽⁴⁾	75.409⁽⁷⁾	13.033	10.698⁽¹¹⁾	1.259	2.008	(4.586)	139.198
Passività operative	5.323⁽³⁾	4.389	177	5.918⁽⁵⁾	11.246⁽⁸⁾	4.923	1.196	2.383	1.589	(5.003)	32.141
Investimenti	40	224	2	934⁽⁶⁾	1.425⁽⁹⁾	979⁽¹⁰⁾	1.033	3	25	-	4.665

(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 31 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Di cui 6 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Di cui 88 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(5) Di cui 19 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(6) Il dato non include 6 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(7) Di cui 468 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(8) Di cui 44 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(9) Il dato non include 82 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(10) Il dato non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" e ceduto nel 1° semestre 2011.

(11) Di cui 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Primi nove mesi 2010 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM	Ing. e Inn.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	13.500	8.623	81	1.871	22.586	4.644	1.357	258	83	(31)	52.972
Ricavi intersettoriali	149	3.794	372	3.297	60	110	160	226	703	(8.871)	-
Totale ricavi	13.649	12.417	453	5.168	22.646	4.754	1.517	484	786	(8.902)	52.972
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(490)	586	-	-	15	3	64	(5)	-	-	173
Margine operativo lordo	281	1.853	14	2.826	6.030	1.204	966	(16)	117	(10)	13.265
Ammort. e perdite di valore	199	408	3	673	2.282	442	247	5	77	-	4.336
Risultato operativo	82	1.445	11	2.153	3.748	762	719	(21)	40	(10)	8.929
Attività operative ⁽²⁾	6.162	15.444	316	17.680	77.764 ⁽³⁾	13.103 ⁽⁵⁾	9.654 ⁽⁷⁾	1.075	2.529	(5.732)	137.995
Passività operative ⁽²⁾	5.673	4.467	374	5.825	13.500 ⁽⁴⁾	5.184 ⁽⁶⁾	1.235 ⁽⁸⁾	1.166	1.543	(5.734)	33.233
Investimenti	27	411	2	784	1.386	779	593	2	41	-	4.025

(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) Al 31 dicembre 2010 *restated*. I dati sono stati rideterminati (*restated*) per effetto del completamento del processo di *Purchase Price Allocation* relativamente alla *business combination* di SE Hydropower.

(3) Di cui 484 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Di cui 145 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(5) Di cui 592 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(6) Di cui 26 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(7) Di cui 399 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(8) Di cui 14 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

Milioni di euro

	al 30.09.2011 al 31.12.2010 <i>restated</i> ⁽¹⁾	
Totale attività	168.853	168.562
Attività di natura finanziaria e disponibilità liquide	21.419	22.934
Attività di natura fiscale	8.236	7.633
Attività di settore	139.198	137.995
- di cui:		
Mercato ⁽²⁾	6.777	6.162
Generazione ed Energy Management	15.633	15.444
Ingegneria e Innovazione	258	316
Infrastrutture e Reti ⁽³⁾	18.709	17.680
Iberia e America Latina ⁽⁴⁾	75.409	77.764
Internazionale	13.033	13.103
Energie rinnovabili ⁽⁵⁾	10.698	9.654
Capogruppo	1.259	1.075
Servizi e Altre attività	2.008	2.529
Elisioni e rettifiche	(4.586)	(5.732)
Totale passività	115.533	114.696
Passività di natura finanziaria e finanziamenti	69.089	68.683
Passività di natura fiscale	14.303	12.780
Passività di settore	32.141	33.233
- di cui:		
Mercato ⁽⁶⁾	5.323	5.673
Generazione ed Energy Management	4.389	4.467
Ingegneria e Innovazione	177	374
Infrastrutture e Reti ⁽⁷⁾	5.918	5.825
Iberia e America Latina ⁽⁸⁾	11.246	13.500
Internazionale	4.923	5.184
Energie rinnovabili	1.196	1.235
Capogruppo	2.383	1.166
Servizi e Altre attività	1.589	1.543
Elisioni e rettifiche	(5.003)	(5.734)

(1) Al 31 dicembre 2010 *restated*. I dati sono stati rideterminati (*restated*) per effetto del completamento del processo di *Purchase Price Allocation* relativamente alla *business combination* di SE Hydropower.

(2) Di cui 31 milioni di euro riferiti al perimetro "posseduto per la vendita" al 30 settembre 2011.

(3) Di cui 88 milioni di euro riferiti al perimetro "posseduto per la vendita" al 30 settembre 2011.

(4) Di cui 468 milioni di euro riferiti al perimetro "posseduto per la vendita" al 30 settembre 2011 (484 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

(5) Di cui 4 milioni di euro riferiti al perimetro "posseduto per la vendita" al 30 settembre 2011 (399 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

(6) Di cui 6 milioni di euro riferiti al perimetro "posseduto per la vendita" al 30 settembre 2011.

(7) Di cui 19 milioni di euro riferiti al perimetro "posseduto per la vendita" al 30 settembre 2011.

(8) Di cui 44 milioni di euro riferiti al perimetro "posseduto per la vendita" al 30 settembre 2011 (145 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Mercato

Dati operativi

Vendite di energia elettrica

3° trimestre			Milioni di kWh		Primi nove mesi			
2011	2010	Variazioni			2011	2010	Variazioni	
Mercato libero:								
7.192	7.070	122	1,7%	- clienti <i>mass market</i>	20.714	20.551	163	0,8%
2.732	3.454	(722)	-20,9%	- clienti <i>business</i> ⁽¹⁾	7.933	9.860	(1.927)	-19,5%
537	1.322	(785)	-59,4%	- clienti in regime di salvaguardia	1.520	3.381	(1.861)	-55,0%
10.461	11.846	(1.385)	-11,7%	Totale mercato libero	30.167	33.792	(3.625)	-10,7%
15.359	16.818	(1.459)	-8,7%	Mercato regolato (mercato di maggior tutela)	46.448	50.447	(3.999)	-7,9%
25.820	28.664	(2.844)	-9,9%	Totale	76.615	84.239	(7.624)	-9,1%

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

L'energia venduta nei primi nove mesi del 2011 è pari a 76.615 milioni di kWh (25.820 milioni di kWh nel terzo trimestre 2011), in diminuzione di 7.624 milioni di kWh (-2.844 milioni di kWh nel terzo trimestre 2011) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, il decremento rilevato nel mercato libero è da ricondurre alla diversa politica commerciale perseguita, maggiormente concentrata sulle utenze *mass market*, mentre il calo delle vendite sul mercato regolato è connesso essenzialmente alla sempre maggiore competitività del mercato.

Vendite di gas naturale

3° trimestre			Milioni di m ³		Primi nove mesi			
2011	2010	Variazioni			2011	2010	Variazioni	
217	199	18	9,0%	Clienti <i>mass market</i> ⁽¹⁾	2.242	2.378	(136)	-5,7%
226	365	(139)	-38,1%	Clienti <i>business</i>	873	1.430	(557)	-39,0%
443	564	(121)	-21,5%	Totale	3.115	3.808	(693)	-18,2%

(1) Include clienti residenziali e *microbusiness*.

Il gas venduto nei primi nove mesi del 2011 è pari a 3.115 milioni di metri cubi (443 milioni di metri cubi nel terzo trimestre 2011), in diminuzione di 693 milioni di metri cubi (-121 milioni di metri cubi nel terzo trimestre 2011) rispetto allo stesso periodo del precedente esercizio.

Risultati economici

3° trimestre			Primi nove mesi		
Milioni di euro					
2011	2010	Variazione	2011	2010	Variazione
4.129	4.501	(372)	12.932	13.649	(717)
(1)	(109)	108	7	(490)	497
120	88	32	446	281	165
40	31	9	220	82	138
			3.787	3.823 ⁽¹⁾	(36)
			40	27	13

(1) Al 31 dicembre 2010.

(2) Include 18 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 settembre 2011.

Risultati economici del terzo trimestre

I **ricavi** del terzo trimestre 2011 ammontano a 4.129 milioni di euro, in diminuzione di 372 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2010 (-8,3%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

- > minori ricavi sul mercato libero e sul mercato regolato dell'energia elettrica rispettivamente per 138 milioni di euro e per 204 milioni di euro, sostanzialmente riferibili al decremento delle quantità vendute (-1,4 TWh sul mercato libero e -1,5 TWh sul mercato regolato);
- > minori ricavi sul mercato del gas naturale per 15 milioni di euro prevalentemente correlabili alle minori quantità vendute (-121 milioni di metri cubi);
- > minori contributi di allacciamento per 20 milioni di euro.

Il **marginale operativo lordo** del terzo trimestre 2011 si attesta a 120 milioni di euro, in aumento di 32 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2010. Tale variazione è sostanzialmente imputabile:

- > all'incremento del margine del mercato libero dell'energia elettrica e del gas per 56 milioni di euro, per effetto del maggior margine energia, derivante da una migliore marginalità del portafoglio, che ha più che compensato il decremento delle quantità vendute (-1,4 TWh);
- > al minor margine sulle attività di vendita di energia elettrica nel mercato regolato per 24 milioni di euro, da riferire sostanzialmente ai minori clienti serviti.

Il **risultato operativo** del terzo trimestre 2011, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 80 milioni di euro (57 milioni di euro nell'analogo periodo del 2010), è pari a 40 milioni di euro, in aumento di 9 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2010.

Risultati economici dei primi nove mesi

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2011 ammontano a 12.932 milioni di euro, in diminuzione di 717 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2010 (-5,3%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

- > minori ricavi sia sul mercato libero che sul mercato regolato dell'energia elettrica, rispettivamente per 284 milioni di euro e per 277 milioni di euro, sostanzialmente riferibili al decremento delle quantità vendute (-3,6 TWh sul mercato libero e -4,0 TWh sul mercato regolato);
- > minori ricavi sul mercato del gas naturale per 97 milioni di euro prevalentemente correlabili alle minori quantità vendute (-693 milioni di metri cubi);
- > minori contributi di allacciamento per 48 milioni di euro.

Il **margine operativo lordo** dei primi nove mesi del 2011 si attesta a 446 milioni di euro in aumento di 165 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2010. Tale incremento è sostanzialmente imputabile:

- > all'incremento del margine sul mercato libero dell'energia elettrica e del gas per 157 milioni di euro, da riferire prevalentemente al maggior margine energia per 217 milioni di euro derivante da una migliore marginalità del portafoglio, che ha più che controbilanciato il decremento delle quantità vendute (-3,6 TWh); tale effetto è parzialmente compensato da maggiori costi di gestione e commercializzazione per 36 milioni di euro;
- > all'incremento del margine sul mercato regolato dell'energia elettrica, pari a 8 milioni di euro, per effetto di un efficientamento operativo e della rilevazione, nei primi nove mesi del 2010, della sanzione pecuniaria (12 milioni di euro) irrogata dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas con delibera n. 66/77, che hanno più che compensato la riduzione del margine energia (-48 milioni di euro), connesso alla diminuzione del numero medio di clienti in regime di Maggior Tutela a seguito dell'apertura del mercato.

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2011, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 226 milioni di euro (199 milioni di euro nell'analogo periodo del 2010), è pari a 220 milioni di euro, in aumento di 138 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2010. Tale andamento risulta in linea con quello del margine operativo lordo.

Investimenti

Gli **investimenti** ammontano a 40 milioni di euro, in aumento di 13 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente.

Generazione ed Energy Management

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

3° trimestre			Milioni di kWh				Primi nove mesi			
2011	2010	Variazioni				2011	2010	Variazioni		
13.663	12.822	841	6,6%	Termoelettrica		37.461	35.965	1.496	4,2%	
4.325	5.146	(821)	-16,0%	Idroelettrica		13.509	16.549	(3.040)	-18,4%	
3	2	1	50,0%	Altre fonti		7	4	3	75,0%	
17.991	17.970	21	0,1%	Totale produzione netta		50.977	52.518	(1.541)	-2,9%	

Nei primi nove mesi del 2011 la produzione netta di energia è pari a 50.977 milioni di kWh con un decremento del 2,9% rispetto allo stesso periodo del 2010; nel terzo trimestre 2011 si registra invece un andamento sostanzialmente in linea (+0,1%) rispetto al terzo trimestre 2010 con una produzione netta pari a 17.991 milioni di kWh. La riduzione della produzione idroelettrica nei primi nove mesi del 2011, pari a 3.040 milioni di kWh, riconducibile sia alla minore idraulicità del periodo (rilevata anche a livello nazionale) sia all'effetto della variazione del metodo di consolidamento di Hydro Dolomiti Enel (-1.012 milioni di kWh), è stata solo in parte compensata dalla maggiore produzione termoelettrica nello stesso periodo, pari a 1.496 milioni di kWh. Nel terzo trimestre 2011 la maggiore produzione termoelettrica (+841 milioni di kWh) ha più che compensato la minore produzione idroelettrica (-821 milioni di kWh).

Contributi alla produzione termica lorda

3° trimestre			Milioni di kWh				Primi nove mesi			
2011	2010	Variazioni				2011	2010	Variazioni		
208	162	46	28,4%	Olio combustibile pesante (S>0,25%)		564	585	(21)	-3,6%	
56	408	(352)	-86,3%	Olio combustibile leggero (S<0,25%)		229	739	(510)	-69,0%	
264	570	(306)	-53,7%	Totale olio combustibile		793	1.324	(531)	-40,1%	
5.428	5.207	221	4,2%	Gas naturale		14.593	15.332	(739)	-4,8%	
8.682	7.755	927	12,0%	Carbone		24.008	21.262	2.746	12,9%	
143	126	17	13,5%	Altri combustibili		403	369	34	9,2%	
14.517	13.658	859	6,3%	Totale		39.797	38.287	1.510	3,9%	

La produzione termoelettrica lorda dei primi nove mesi del 2011 si attesta a 39.797 milioni di kWh (14.517 milioni di kWh nel terzo trimestre 2011) registrando un incremento del 3,9% rispetto all'analogo periodo del 2010 (+6,3% nel terzo trimestre 2011). L'aumento ha riguardato in particolare la produzione da carbone (+12,9% nei primi nove mesi del 2011 e +12,0% nel terzo trimestre 2011), da riferirsi principalmente al maggior funzionamento

dell'impianto di Torrevaldaliga Nord. Tale incremento è stato parzialmente compensato dalla riduzione della produzione da olio combustibile (-40,1% nei primi nove mesi del 2011 e -53,7% nel terzo trimestre 2011), dovuta a uno sfavorevole scenario dei prezzi dei combustibili che ha reso non competitivo l'utilizzo di tale materia prima, nonché dalla minore produzione da gas naturale nei primi nove mesi del 2011 (-4,8%), che registra invece un diverso *trend* nel terzo trimestre 2011 (+4,2%), dovuto principalmente al maggior impiego degli impianti a ciclo combinato dell'area Centro Nord.

Risultati economici

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi		
2011	2010	Variazione		2011	2010	Variazione
5.124	4.181	943	Ricavi	15.346	12.417	2.929
89	187	(98)	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	214	586	(372)
408	624	(216)	Margine operativo lordo	1.637	1.853	(216)
257	485	(228)	Risultato operativo	1.197	1.445	(248)
			Dipendenti a fine periodo (n.)	6.453	6.601 ⁽¹⁾	(148)
			Investimenti	224	411	(187)

(1) Al 31 dicembre 2010 *restated*.

Risultati economici del terzo trimestre

I **ricavi** del terzo trimestre 2011 ammontano a 5.124 milioni di euro, in aumento di 943 milioni di euro (+22,6%) rispetto all'analogo periodo del 2010 in conseguenza dei seguenti principali fattori:

- > maggiori ricavi per 648 milioni di euro per attività di *trading* nei mercati internazionali dell'energia elettrica, connessi essenzialmente alle maggiori quantità vendute (+11,5 TWh);
- > maggiori ricavi da vendite di energia elettrica per 235 milioni di euro, prevalentemente riconducibili ai maggiori ricavi da vendita di energia a rivenditori operanti sul mercato nazionale (+183 milioni di euro), nonché all'incremento dei ricavi da vendita di energia elettrica (+1,3 TWh) destinata alle altre Divisioni del Gruppo (+52 milioni di euro), ed in particolare, alle Divisioni estere le cui maggiori attività hanno più che compensato la contrazione delle vendite in Italia alla Divisione Mercato;
- > maggiori ricavi per *trading* di combustibili pari a 44 milioni di euro, sostanzialmente attribuibili all'incremento dei ricavi da vendita di gas naturale;
- > maggiori ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica per 42 milioni di euro, riferibili prevalentemente alle maggiori quantità vendute (+0,7 TWh);
- > maggiori ricavi per 23 milioni di euro riconducibili al contributo relativo al terzo trimestre 2011 dell'esercizio commerciale della sezione 4 della centrale di Torrevaldaliga Nord, riconosciuta come "nuovo entrante" nel sistema dell'*emission trading*. Tali ricavi risultano determinati dal Comitato nazionale per la gestione della direttiva 2003/87/CE.

Tali effetti positivi sono solo parzialmente compensati da minori ricavi conseguenti al diverso metodo di consolidamento (da integrale a proporzionale) di Hydro Dolomiti Enel (-35 milioni di euro).

Il **margine operativo lordo** del terzo trimestre 2011 si attesta a 408 milioni di euro, in diminuzione di 216 milioni di euro (-34,6%) rispetto al valore registrato nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Tale decremento è sostanzialmente riconducibile:

- > alla riduzione del margine di generazione (-168 milioni di euro) riferibile essenzialmente al decremento dei prezzi unitari di vendita e alla minore produzione idroelettrica, i cui effetti sono parzialmente compensati dai citati maggiori ricavi a seguito del riconoscimento della sezione 4 della centrale di Torrevaldaliga Nord come "nuovo entrante" nel sistema dell'*emission trading*;
- > al decremento del margine dei servizi di dispacciamento per 25 milioni di euro;
- > all'effetto del cambio del metodo di consolidamento (da integrale a proporzionale) di Hydro Dolomiti Enel (-31 milioni di euro).

Il **risultato operativo** si attesta a 257 milioni di euro (485 milioni di euro nel terzo trimestre 2010) tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 12 milioni di euro, sostanzialmente riconducibili al ripristino, rilevato nel secondo trimestre 2010, del valore di taluni crediti commerciali.

Risultati economici dei primi nove mesi

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2011 ammontano a 15.346 milioni di euro, in aumento di 2.929 milioni di euro (+23,6%) rispetto all'analogo periodo del 2010 in conseguenza dei seguenti principali fattori:

- > maggiori ricavi per 1.752 milioni di euro per attività di *trading* nei mercati internazionali dell'energia elettrica, connessi essenzialmente alle maggiori quantità vendute (+30,8 TWh);
- > maggiori ricavi da vendite di energia elettrica per 544 milioni di euro, prevalentemente riconducibili ai maggiori ricavi verso rivenditori operanti sul mercato nazionale (+342 milioni di euro), nonché all'incremento dei ricavi da vendita di energia elettrica (+2,2 TWh) destinata alle altre Divisioni del Gruppo (+170 milioni di euro), ed in particolare, alle Divisioni estere le cui maggiori attività hanno più che compensato la contrazione delle vendite in Italia alla Divisione Mercato;
- > maggiori proventi per 237 milioni di euro relativi all'adeguamento al *fair value* delle attività e passività di Hydro Dolomiti Enel, nella misura corrispondente alla quota di partecipazione del Gruppo conseguente la perdita del controllo avvenuta a seguito della modifica dell'assetto di *governance* della società;
- > maggiori ricavi per 179 milioni di euro riconducibili al contributo relativo al 2010 e ai primi nove mesi del 2011 dell'esercizio commerciale della sezione 4 della centrale di Torrevaldaliga Nord, riconosciuta come "nuovo entrante" nel sistema dell'*emission trading*. Tali ricavi risultano determinati in parte (101 milioni di euro) dall'Autorità con le delibere ARG/elt n.38/11 e n.111/11 ed in parte (78 milioni di euro) dal Comitato nazionale per la gestione della direttiva 2003/87/CE;
- > maggiori ricavi per *trading* di combustibili pari a 177 milioni di euro, attribuibili a vendite di gas naturale per 163 milioni di euro e vendite di altri combustibili per 14 milioni di euro;
- > maggiori ricavi per vendita di certificati verdi al Gestore dei Servizi Energetici per 116 milioni di euro.

Tali effetti positivi sono solo parzialmente compensati da minori ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica per 78 milioni di euro, riferibili prevalentemente alle minori quantità vendute (-1,5 TWh) e al decremento dei prezzi medi di vendita.

Il **margine operativo lordo** dei primi nove mesi 2011 si attesta a 1.637 milioni di euro in diminuzione di 216 milioni di euro (-11,7%) rispetto al valore registrato nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente; se si esclude da tale variazione il provento derivante dal citato adeguamento al *fair value* delle attività e passività di Hydro Dolomiti Enel per 237 milioni di euro, il margine operativo lordo risulta in diminuzione di 453 milioni di euro. Tale decremento è sostanzialmente riconducibile:

- > alla riduzione del margine di generazione (-316 milioni di euro) riferibile essenzialmente al decremento dei prezzi unitari di vendita e alla minore produzione idroelettrica; tali effetti sono parzialmente compensati dalla rilevazione di maggiori ricavi relativi all'esercizio della sezione 4 della centrale di Torrevaldaliga Nord, riconosciuta come "nuovo entrante" nel sistema dell'*emission trading*;
- > al decremento del margine da vendita gas naturale (-73 milioni di euro) dovuto sostanzialmente alla contrazione dei prezzi di vendita sia sul mercato *business* (per l'aumentata pressione competitiva) che sul mercato *mass market* (a seguito della delibera ARG/GAS n. 89/10);
- > all'effetto del cambio del metodo di consolidamento di Hydro Dolomiti Enel (-57 milioni di euro).

Il **risultato operativo** si attesta a 1.197 milioni di euro (1.445 milioni di euro nei primi nove mesi del 2010) tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 32 milioni di euro, sostanzialmente riconducibili al ripristino di valore di taluni crediti commerciali, rilevato nel secondo trimestre 2010.

Investimenti

Gli **investimenti** dei primi nove mesi del 2011 ammontano a 224 milioni di euro e sono prevalentemente riferibili a impianti di generazione. I principali investimenti riguardano la prosecuzione di attività sugli impianti termoelettrici, nonché interventi di rifacimento/ripotenziamento di impianti idroelettrici. La diminuzione rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente riflette la conclusione di alcuni progetti rilevanti, tra cui la riconversione a carbone dell'impianto di Torrevaldaliga Nord.

Ingegneria e Innovazione

Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro			Primi nove mesi		
2011	2010	Variazione		2011	2010	Variazione		
86	125	(39)	Ricavi	292	453	(161)		
1	7	(6)	Margine operativo lordo	8	14	(6)		
-	6	(6)	Risultato operativo	5	11	(6)		
			Dipendenti a fine periodo (n.)	1.355	1.339 ⁽¹⁾	16		
			Investimenti	2	2	-		

(1) Al 31 dicembre 2010.

Risultati economici del terzo trimestre

I **ricavi** del terzo trimestre 2011 ammontano a 86 milioni di euro, in calo di 39 milioni di euro (-31,2%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Il decremento è sostanzialmente determinato dal completamento di alcuni progetti quali l'impianto di Marcinelle in Belgio, l'impianto di Nevinnomysskaya in Russia per Enel OGK-5, l'impianto di Torrevaldaliga Nord per Enel Produzione.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 1 milione di euro nel terzo trimestre 2011, in diminuzione di 6 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, per effetto sia della commentata contrazione dei volumi sia dei costi di ricerca sostenuti direttamente dalla Divisione per progetti c.d. "Strategici".

Il **risultato operativo** del terzo trimestre 2011, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 1 milione di euro registra un decremento di 6 milioni di euro.

Risultati economici dei primi nove mesi

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2011 ammontano a 292 milioni di euro, in calo di 161 milioni di euro (-35,5%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Il decremento è da collegare essenzialmente a:

- > minori attività nei confronti della Divisione Generazione ed Energy Management per 123 milioni di euro, prevalentemente riferibili alla riconversione a carbone dell'impianto di Torrevaldaliga Nord;
- > minori attività svolte nei confronti di E.On España (già Enel Viesgo Generación) per 31 milioni di euro, per effetto del sostanziale completamento delle attività su alcune centrali termoelettriche spagnole;
- > minori attività nei confronti delle società della Divisione Internazionale per 31 milioni di euro, sostanzialmente connesse alle minori attività in Grecia (23 milioni di euro) e in Belgio (18 milioni di euro), solo parzialmente compensate dalle maggiori attività in Slovacchia (10 milioni di euro) riguardanti l'ammodernamento dell'impianto nucleare di Mochovce 3-4.

Il ***marginale operativo lordo*** ammonta a 8 milioni di euro nei primi nove mesi del 2011, in diminuzione di 6 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Il ***risultato operativo*** ammonta a 5 milioni di euro nei primi nove mesi del 2011, registrando un decremento di 6 milioni di euro in linea con l'andamento del margine operativo lordo.

Investimenti

Gli investimenti ammontano a 2 milioni di euro e risultano essere in linea con quelli effettuati nello stesso periodo del 2010.

Infrastrutture e Reti

Dati operativi

Trasporto di energia elettrica

3° trimestre			Primi nove mesi		
2011	2010	Variazioni	2011	2010	Variazioni
63.187	62.613	574 0,9%	184.797	184.102	695 0,4%

(1) Il dato del 2010 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata sulla rete Enel in Italia nei primi nove mesi del 2011 si attesta a 184.797 milioni di kWh e mostra un andamento sostanzialmente in linea (+0,4%) con il valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente (+1,1% a parità di perimetro, al netto dell'energia distribuita sulla rete di Bolzano ceduta a terzi). Analogo andamento si registra nel terzo trimestre 2011.

Risultati economici

3° trimestre			Primi nove mesi		
2011	2010	Variazione	2011	2010	Variazione
1.821	1.754	67 Ricavi	5.415	5.168	247
1.104	981	123 Margine operativo lordo	3.129	2.826	303
875	748	127 Risultato operativo	2.442	2.153	289
		Dipendenti a fine periodo (n.) ⁽²⁾	19.104	19.152 ⁽¹⁾	(48)
		Investimenti ⁽³⁾	934	784	150

(1) Al 31 dicembre 2010.

(2) Include 150 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 settembre 2011.

(3) Il dato dei primi nove mesi del 2011 non include 6 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Risultati economici terzo trimestre

I **ricavi** del terzo trimestre 2011 ammontano a 1.821 milioni di euro, in aumento di 67 milioni di euro (+3,8%) rispetto a quanto registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione è connessa essenzialmente ai maggiori ricavi per connessioni alle reti elettriche, comprensivi dei meccanismi di perequazione (62 milioni di euro); a tale effetto si aggiunge l'incremento dei ricavi per vendita di contatori elettronici alla Divisione Iberia e America Latina, solo parzialmente compensato dalla riduzione dei ricavi relativi ai titoli di efficienza energetica.

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 1.104 milioni di euro ed evidenzia un incremento di 123 milioni di euro (+12,5%) sostanzialmente riconducibile a:

- > maggiori contributi per connessioni alle reti elettriche, comprensivi dei meccanismi di perequazione, per 62 milioni di euro, già commentati nei ricavi;

- > un incremento del margine da trasporto di energia elettrica per 13 milioni di euro, connesso principalmente all'effetto positivo dell'aggiornamento delle tariffe di distribuzione e misura, nonché ai maggiori volumi distribuiti, solo parzialmente compensato dalla citata rilevazione nel terzo trimestre 2010 della componente tariffaria a remunerazione della dismissione anticipata dei contatori elettromeccanici (12 milioni di euro);
- > una riduzione dei costi operativi.

Il **risultato operativo**, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 229 milioni di euro (233 milioni di euro nel terzo trimestre 2010), si attesta a 875 milioni di euro, in aumento di 127 milioni di euro rispetto a quello registrato nell'analogo periodo del 2010 (+17,0%).

Risultati economici dei primi nove mesi

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2011 ammontano a 5.415 milioni di euro, in aumento di 247 milioni di euro (+4,8%) rispetto a quanto registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione è connessa essenzialmente a:

- > maggiori ricavi per connessioni alle reti elettriche, comprensivi dei meccanismi di perequazione, per 198 milioni di euro;
- > maggiori ricavi e contributi relativi ai titoli di efficienza energetica per 34 milioni di euro;
- > maggiori ricavi (26 milioni di euro) per vendita di contatori elettronici alle società spagnole di distribuzione appartenenti alla Divisione Iberia e America Latina;
- > rilevazione nel secondo trimestre 2011 di proventi, pari a 19 milioni di euro, connessi alla definizione con F2i Reti Italia di alcune partite connesse alla cessione dell'80% di Enel Rete Gas, avvenuta nel 2009.

Tali effetti positivi sono solo parzialmente compensati da minori ricavi da trasporto di energia elettrica per 30 milioni di euro, da riferire sostanzialmente all'iscrizione nei primi nove mesi dell'esercizio precedente della componente tariffaria a remunerazione della dismissione anticipata dei contatori elettromeccanici (38 milioni di euro).

Il **margine operativo lordo** ammonta a 3.129 milioni di euro ed evidenzia un incremento di 303 milioni di euro (+10,7%) riconducibile a:

- > maggiori contributi per connessioni alle reti elettriche, comprensivi dei meccanismi di perequazione, per 198 milioni di euro, già commentati nei ricavi;
- > una riduzione dei costi operativi per 113 milioni di euro, da attribuire principalmente alla revisione positiva delle stime sugli oneri per incentivazione anticipata (83 milioni di euro);
- > rilevazione di partite relative alla cessione di Enel Rete Gas (19 milioni di euro), già commentate nei ricavi;
- > un decremento del margine da trasporto di energia elettrica per 27 milioni di euro, connesso principalmente alla citata rilevazione nei primi nove mesi del 2010 della componente tariffaria a remunerazione della dismissione anticipata dei contatori elettromeccanici (38 milioni di euro), nonché all'effetto negativo dell'aggiornamento delle tariffe di distribuzione e misura, solo parzialmente compensato dai maggiori volumi distribuiti e dalla rilevazione di alcune partite pregresse.

Il **risultato operativo**, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 687 milioni di euro (673 milioni di euro nei primi nove mesi del 2010), si attesta a 2.442 milioni di euro, in aumento di 289 milioni di euro rispetto a quello registrato nell'analogo periodo del 2010 (+13,4%).

Investimenti

Gli **investimenti** dei primi nove mesi del 2011 ammontano a 934 milioni di euro, in crescita di 150 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente e sono da riferire principalmente agli interventi sulla rete elettrica ad alta e media tensione finalizzati alle connessioni degli impianti da fonti rinnovabili.

Iberia e America Latina

Dati operativi

Produzione netta di energia

3° trimestre			Milioni di kWh		Primi nove mesi			
2011	2010	Variazioni			2011	2010	Variazioni	
19.979	17.749	2.230	12,6%	Termoelettrica	55.566	44.342	11.224	25,3%
7.176	7.462	(286)	-3,8%	Nucleare	18.480	20.278	(1.798)	-8,9%
9.714	10.814	(1.100)	-10,2%	Idroelettrica	28.433	32.534	(4.101)	-12,6%
30	32	(2)	-6,3%	Eolica	98	597	(499)	-83,6%
8	-	8	-	Altre fonti	26	60	(34)	-56,7%
36.907	36.057	850	2,4%	Totale produzione netta	102.603	97.811	4.792	4,9%

La produzione netta effettuata nei primi nove mesi del 2011 è pari a 102.603 milioni di kWh (36.907 milioni di kWh nel terzo trimestre 2011), con un incremento di 4.792 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2010 (+850 milioni di kWh nel terzo trimestre 2011).

Nei primi nove mesi del 2011, la produzione netta si incrementa in Europa di 5.677 milioni di kWh (+1.876 milioni di kWh nel terzo trimestre 2011) per effetto essenzialmente della maggiore produzione termoelettrica (+44,8%) che ha più che compensato la minore produzione da fonte nucleare (-8,9%), dovuta al fermo temporaneo di taluni impianti, e idroelettrica, quest'ultima a seguito della minore idraulicità del periodo.

La produzione netta in America Latina diminuisce di 885 milioni di kWh, prevalentemente per effetto della minore produzione idroelettrica (dovuta alla minore idraulicità del periodo in tutti i paesi latinoamericani in cui la Divisione opera, ad eccezione della Colombia e del Perù), parzialmente compensata dalla maggiore produzione termoelettrica in Argentina, Cile e Perù. Analogo andamento si registra nel terzo trimestre 2011 (-1.026 milioni di kWh) sostanzialmente per effetto della minore produzione in Brasile, Colombia e Argentina.

Contributi alla produzione termica lorda

3° trimestre			Milioni di kWh				Primi nove mesi					
2011	2010	Variazioni		2011	2010	Variazioni						
2.518	8,9%	2.433	9,3%	85	3,5%	Olio combustibile pesante (S>0,25%)	7.118	9,2%	6.615	9,8%	503	7,6%
-	-	243	0,9%	(243)	-100,0%	Olio combustibile leggero (S<0,25%)	-	-	569	0,8%	(569)	-100,0%
2.518	8,9%	2.676	10,2%	(158)	-5,9%	Totale olio combustibile	7.118	9,2%	7.184	10,6%	(66)	-0,9%
6.797	24,0%	6.306	24,1%	491	7,8%	Gas naturale	22.880	29,6%	19.460	28,9%	3.420	17,6%
9.235	32,6%	6.343	24,3%	2.892	45,6%	Carbone	22.413	29,0%	13.395	19,9%	9.018	67,3%
7.514	26,6%	7.811	29,9%	(297)	-3,8%	Combustibile nucleare	19.301	25,0%	21.168	31,4%	(1.867)	-8,8%
2.245	7,9%	2.995	11,5%	(750)	-25,0%	Altri combustibili	5.509	7,2%	6.166	9,2%	(657)	-10,7%
28.309	100,0%	26.131	100,0%	2.178	8,3%	Totale	77.221	100,0%	67.373	100,0%	9.848	14,6%

La produzione termica lorda nei primi nove mesi del 2011 è pari a 77.221 milioni di kWh e registra un incremento 9.848 milioni di kWh (+2.178 milioni di kWh nel terzo trimestre 2011); il *mix* produttivo utilizzato, particolarmente concentrato nel carbone e nel gas naturale, risente sia dell'indisponibilità di alcuni impianti, sia del differenziale di prezzo rilevato nei due periodi in esame relativamente ad alcuni combustibili, che ne ha condizionato l'impiego.

Vendita di energia elettrica

3° trimestre			Milioni di kWh				Primi nove mesi			
2011	2010	Variazioni		2011	2010	Variazioni				
Mercato libero:										
27.379	28.001	(622)	-2,2%	- Penisola iberica	79.614	80.173	(559)	-0,7%		
1.797	1.666	131	7,9%	- America Latina	5.544	5.339	205	3,8%		
29.176	29.667	(491)	-1,7%	Totale mercato libero	85.158	85.512	(354)	-0,4%		
Mercato regolato:										
12.487	11.187	1.300	11,6%	- America Latina	36.464	32.498	3.966	12,2%		
12.487	11.187	1.300	11,6%	Totale mercato regolato	36.464	32.498	3.966	12,2%		
41.663	40.854	809	2,0%	Totale	121.622	118.010	3.612	3,1%		
27.379	28.001	(622)	-2,2%	- di cui Penisola iberica	79.614	80.173	(559)	-0,7%		
14.284	12.853	1.431	11,1%	- di cui America Latina	42.008	37.837	4.171	11,0%		

Le vendite di energia elettrica ai clienti finali effettuate nei primi nove mesi del 2011 sono pari a 121.622 milioni di kWh (41.663 milioni di kWh nel terzo trimestre 2011), in aumento di 3.612 milioni di kWh rispetto allo stesso periodo del 2010 (+809 milioni di kWh nel terzo trimestre 2011). All'incremento delle vendite in America Latina (in particolar modo in Cile), pari a 4.171 milioni di kWh nei primi nove mesi del 2011, conseguente all'aumento della domanda di energia elettrica, si aggiunge un andamento sostanzialmente stabile delle quantità vendute nella penisola iberica. Analogo *trend* si registra anche nel terzo trimestre 2011.

Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro			Primi nove mes		
2011	2010	Variazione		2011	2010	Variazione		
8.185	7.803	382	Ricavi	24.029	22.646	1.383		
9	(11)	20	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	1	15	(14)		
1.951	1.983	(32)	Margine operativo lordo	5.562	6.030	(468)		
1.253	1.170	83	Risultato operativo	3.450	3.748	(298)		
			Dipendenti a fine periodo (n.) ⁽²⁾	23.004	24.731 ⁽¹⁾	(1.727)		
			Investimenti ⁽³⁾	1.425	1.386	39		

(1) Al 31 dicembre 2010.

(2) Include 109 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 settembre 2011 (1.809 unità al 31 dicembre 2010).

(3) Il dato dei primi nove mesi del 2011 non include 82 milioni di euro di investimenti riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Risultati economici del terzo trimestre

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		
	2011	2010	Variazione	2011	2010	Variazione	2011	2010	Variazione
Europa	5.619	5.158	461	1.062	1.110	(48)	644	588	56
America Latina	2.566	2.645	(79)	889	873	16	609	582	27
Totale	8.185	7.803	382	1.951	1.983	(32)	1.253	1.170	83

I **ricavi** del terzo trimestre 2011 sono in aumento di 382 milioni di euro, per effetto di:

- > maggiori ricavi in Europa per 461 milioni di euro, sostanzialmente riferibili ai maggiori ricavi conseguiti nell'attività di generazione dell'energia elettrica, parzialmente compensati dal decremento dei ricavi nell'attività di distribuzione a seguito della cessione delle reti di trasmissione di energia elettrica in Spagna;
- > minori ricavi in America Latina per 79 milioni di euro, prevalentemente riferibili alle minori quantità di energia elettrica prodotta in quasi tutti i Paesi latinoamericani.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 1.951 milioni di euro, in diminuzione di 32 milioni di euro (-1,6%) rispetto all'analogo periodo del 2010, a seguito di:

- > un decremento del margine operativo lordo in Europa per 48 milioni di euro, da riferire essenzialmente alla riduzione del margine energia per 89 milioni di euro, nonché agli effetti negativi (-59 milioni di euro) della variazione di perimetro riconducibile alla rete di trasmissione di energia elettrica e alla rete di distribuzione di gas naturale in Spagna e alla cessione di Enel Green Power España alla Divisione Energie Rinnovabili. Tali effetti sono parzialmente compensati da un incremento del margine di distribuzione e vendita dell'energia elettrica;

- > un incremento del margine operativo lordo in America Latina per 16 milioni di euro, sostanzialmente riconducibile ad un miglior margine energia per 63 milioni euro, parzialmente compensato dall'effetto negativo dell'apprezzamento dell'euro nei confronti delle principali monete di conto dei paesi latinoamericani (-52 milioni di euro).

Il **risultato operativo** del terzo trimestre 2011, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 698 milioni di euro (813 milioni di euro nel terzo trimestre 2010), è pari a 1.253 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2010, un incremento di 83 milioni di euro.

Risultati economici dei primi nove mesi

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

Millioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	2011	2010	Variazione	2011	2010	Variazione	2011	2010	Variazione
Europa	16.484	15.416	1.068	3.214	3.561	(347)	1.880	2.145	(265)
America Latina	7.545	7.230	315	2.348	2.469	(121)	1.570	1.603	(33)
Totale	24.029	22.646	1.383	5.562	6.030	(468)	3.450	3.748	(298)

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2011 sono in aumento di 1.383 milioni di euro; tale variazione è riconducibile a:

- > maggiori ricavi in Europa per 1.068 milioni di euro, sostanzialmente riferibili ai maggiori ricavi conseguiti nell'attività di generazione dell'energia elettrica (di cui 349 milioni di euro relativi a maggiori contributi per la generazione nell'area extrapeninsulare), parzialmente compensati dal decremento dei ricavi nell'attività di distribuzione a seguito della cessione delle reti di trasmissione di energia elettrica in Spagna e dall'effetto della cessione di Enel Green Power España alla Divisione Energie Rinnovabili;
- > maggiori ricavi in America Latina per 315 milioni di euro, riferibili alle maggiori quantità di energia elettrica vendute in tutti i Paesi latinoamericani e in particolare in Cile; a tale effetto, si aggiunge il provento (15 milioni di euro) derivante dalle cessioni di CAM e Synapsis.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 5.562 milioni di euro, in diminuzione di 468 milioni di euro (-7,8%) rispetto all'analogo periodo del 2010, a seguito di:

- > un decremento del margine operativo lordo in Europa per 347 milioni di euro, da riferire essenzialmente alla riduzione del margine energia per 282 milioni di euro, nonché agli effetti negativi (-188 milioni di euro) della variazione di perimetro riconducibile alla cessione della rete di trasmissione di energia elettrica, della rete di distribuzione di gas naturale in Spagna e alla citata cessione di Enel Green Power España. Tali effetti sono parzialmente compensati da un incremento del margine di distribuzione e da proventi essenzialmente relativi a risarcimenti assicurativi;
- > una riduzione del margine operativo lordo in America Latina per 121 milioni di euro, che tiene conto della rilevazione dell'imposta patrimoniale per il 2011 (109 milioni di euro) rilevata in Colombia a seguito della riforma tributaria entrata in vigore con la Legge n. 1430/2010.

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2011, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 2.112 milioni di euro (2.282 milioni di euro nei primi nove mesi 2010), è pari a 3.450 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2010, un decremento di 298 milioni di euro. In particolare, la riduzione degli ammortamenti e delle perdite di valore rilevata nei primi nove mesi del 2011 include l'effetto della revisione della vita utile degli impianti di Compañía de Interconexión Energética (CIEN), società operante nell'interconnessione elettrica tra Brasile e Argentina, oltre all'effetto della variazione di perimetro di consolidamento (sostanzialmente riferibile alla cessione della rete di alta tensione spagnola).

Investimenti

Gli **investimenti** ammontano a 1.425 milioni di euro con un incremento di 39 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti dei primi nove mesi del 2011 si riferiscono a interventi su impianti di generazione tra cui: in Spagna e Portogallo la realizzazione di impianti a ciclo combinato (Besos e Granadilla 2), le attività di manutenzione degli impianti nucleari di Asco e Vandellos, nonché le attività di ampliamento della capacità produttiva della centrale nucleare di Almaraz; in America Latina, tra gli altri, la realizzazione della centrale a carbone Bocamina II e della centrale idroelettrica El Quimbo in Colombia.

Internazionale

Dati operativi

Produzione netta di energia

3° trimestre			Milioni di kWh			Primi nove mesi		
2011	2010	Variazioni				2011	2010	Variazioni
10.893	12.535	(1.642) -13,1%	Termoelettrica			35.397	36.583	(1.186) -3,2%
3.263	3.001	262 8,7%	Nucleare			10.656	10.189	467 4,6%
1.038	1.474	(436) -29,6%	Idroelettrica			3.062	4.023	(961) -23,9%
6	7	(1) -14,3%	Altre fonti			18	15	3 20,0%
15.200	17.017	(1.817) -10,7%	Totale produzione netta			49.133	50.810	(1.677) -3,3%

La produzione netta della Divisione Internazionale nei primi nove mesi del 2011 è pari a 49.133 milioni di kWh (15.200 milioni di kWh nel terzo trimestre 2011), con un decremento di 1.677 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2010 (-1.817 milioni di kWh rispetto al terzo trimestre 2010). Tale riduzione è riferibile alla cessione di Enel Maritza East 3 AD avvenuta a giugno 2011 (-719 milioni di kWh), alla minore produzione in Russia di Enel OGK-5 (-535 milioni di kWh sostanzialmente da attribuire all'indisponibilità di alcuni impianti per attività di manutenzione) e alla minore produzione in Slovacchia di Slovenské elektrárne (-423 milioni di kWh), dove le maggiori quantità prodotte da fonte nucleare sono state più che compensate da una riduzione della produzione da fonte idroelettrica per sfavorevoli condizioni di idraulicità del periodo.

Contributi alla produzione termica lorda

3° trimestre			Milioni di kWh			Primi nove mesi						
2011	2010	Variazioni				2011	2010	Variazioni				
27	0,2%	20	0,1%	7	35,0%	Olio combustibile pesante (S>0,25%)	94	0,2%	110	0,2%	(16)	-14,5%
6.101	40,7%	6.059	36,5%	42	0,7%	Gas naturale	17.181	35,1%	15.785	31,6%	1.396	8,8%
5.361	35,7%	7.252	43,8%	(1.891)	-26,1%	Carbone	20.229	41,3%	23.125	46,3%	(2.896)	-12,5%
3.514	23,4%	3.247	19,6%	267	8,2%	Combustibile nucleare	11.453	23,4%	10.975	21,9%	478	4,4%
15.003	100,0%	16.578	100,0%	(1.575)	-9,5%	Totale	48.957	100,0%	49.995	100,0%	(1.038)	-2,1%

La produzione termica lorda dei primi nove mesi 2011 si decrementa di 1.038 milioni di kWh (-1.575 milioni di kWh nel terzo trimestre 2011), attestandosi a 48.957 milioni di kWh (15.003 milioni di kWh nel terzo trimestre 2011). Gli incrementi, che hanno riguardato la produzione da gas naturale in Russia e da fonte nucleare in Slovacchia sono stati più che compensati dalla minore produzione da carbone, da riferirsi alla già citata indisponibilità degli impianti di Enel OGK-5 e alla cessione di Enel Maritza East 3 AD.

Vendita di energia elettrica

3° trimestre		Milioni di kWh				Primi nove mesi			
2011	2010	Variazioni			2011	2010	Variazioni		
Mercato libero:									
289	245	44	18,0%	- Romania	790	679	111	16,3%	
3.141	1.284	1.857	144,6%	- Francia	7.988	4.122	3.866	93,8%	
5.176	4.487	689	15,4%	- Russia	16.394	10.308	6.086	59,0%	
907	534	373	69,9%	- Slovacchia	2.676	1.621	1.055	65,1%	
9.513	6.550	2.963	45,2%	Totale mercato libero	27.848	16.730	11.118	66,5%	
Mercato regolato:									
1.824	1.947	(123)	-6,3%	- Romania	5.727	6.140	(413)	-6,7%	
60	1.321	(1.261)	-95,5%	- Russia	196	5.201	(5.005)	-96,2%	
1.884	3.268	(1.384)	-42,4%	Totale mercato regolato	5.923	11.341	(5.418)	-47,8%	
11.397	9.818	1.579	16,1%	Totale	33.771	28.071	5.700	20,3%	
2.113	2.192	(79)	-3,6%	- di cui Romania	6.517	6.819	(302)	-4,4%	
3.141	1.284	1.857	144,6%	- di cui Francia	7.988	4.122	3.866	93,8%	
5.236	5.808	(572)	-9,8%	- di cui Russia	16.590	15.509	1.081	7,0%	
907	534	373	69,9%	- di cui Slovacchia	2.676	1.621	1.055	65,1%	

Le vendite di energia effettuate dalla Divisione Internazionale nei primi nove mesi del 2011 si incrementano di 5.700 milioni di kWh (+1.579 milioni di kWh nel terzo trimestre 2011), con una crescita riferibile prevalentemente alle maggiori vendite effettuate da Enel France, pari a 3.866 milioni di kWh (+1.857 milioni di kWh nel terzo trimestre 2011), per effetto della maggiore *anticipated capacity* a disposizione rispetto all'analogo periodo del 2010, all'incremento delle quantità vendute nel mercato russo, pari a 1.081 milioni di kWh, connesso all'estensione dell'attività in nuove regioni (-572 milioni di kWh nel terzo trimestre 2011 per effetto di un cambiamento, nel terzo trimestre 2010, nei metodi di rilevazione dell'energia fornita) e alle maggiori vendite in Slovacchia per 1.055 milioni di kWh (+373 milioni di kWh nel terzo trimestre 2011). Tale incremento è solo parzialmente compensato dalle minori vendite delle società rumene per 302 milioni di kWh (-79 milioni di kWh nel terzo trimestre 2011).

Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro			Primi nove mesi		
2011	2010	Variazione		2011	2010	Variazione		
1.831	1.643	188	Ricavi	5.650	4.754	896		
8	16	(8)	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(2)	3	(5)		
402	363	39	Margine operativo lordo	1.200	1.204	(4)		
275	181	94	Risultato operativo	771	762	9		
			Dipendenti a fine periodo (n.) ⁽⁴⁾	14.206	14.876 ⁽¹⁾	(670)		
			Investimenti ⁽⁵⁾	979	779	200		

(1) Al 31 dicembre 2010.

(2) Include 503 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.

(3) Il dato dei primi nove mesi del 2011 non include 4 milioni di euro di investimenti riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Risultati economici del terzo trimestre

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		
	2011	2010	Variazione	2011	2010	Variazione	2011	2010	Variazione
Europa centrale	964	671	293	194	161	33	121	48	73
Europa sud-orientale	244	288	(44)	69	94	(25)	44	54	(10)
Russia	623	684	(61)	139	108	31	110	79	31
Totale	1.831	1.643	188	402	363	39	275	181	94

I **ricavi** del terzo trimestre 2011 sono in crescita di 188 milioni di euro (+11,4%) passando da 1.643 milioni di euro a 1.831 milioni di euro. Tale andamento è connesso:

- > ai maggiori ricavi in Europa centrale per 293 milioni di euro, prevalentemente riferiti alle maggiori quantità vendute in Slovacchia e Francia;
- > ai minori ricavi in Europa sud-orientale per 44 milioni di euro, che risentono della variazione di perimetro conseguente la cessione delle società bulgare, nonché dei minori ricavi delle società di vendita rumene a seguito della maggiore apertura del mercato;
- > al decremento dei ricavi in Russia per 61 milioni di euro, prevalentemente riferibile alle minori quantità prodotte e vendute da RusEnergoSbyt e da Enel OGK-5;

Il **margine operativo lordo** ammonta a 402 milioni di euro, registrando un incremento di 39 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2010. Tale andamento è relativo essenzialmente:

- > ad un incremento del margine operativo lordo in Europa centrale per 33 milioni di euro da riferire sostanzialmente a Slovenské elektrárne;

- > all'incremento del margine operativo lordo in Russia per 31 milioni di euro, per l'effetto congiunto del maggior margine di RusEnergosbyt (21 milioni di euro) e di Enel OGK-5 (10 milioni di euro);
- > ad un minor margine in Europa sud-orientale per 25 milioni di euro connesso essenzialmente ai minori margini energia conseguiti in Romania, nonché della citata cessione delle società bulgare.

Il **risultato operativo** del terzo trimestre 2011 è pari a 275 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2010, un incremento di 94 milioni di euro (-51,9%) tenuto conto di minori ammortamenti e perdite di valore per 55 milioni di euro.

Risultati economici dei primi nove mesi

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		
	2011	2010	Variazione	2011	2010	Variazione	2011	2010	Variazione
Europa centrale	2.754	1.998	756	573	663	(90)	374	419	(45)
Europa sud-orientale	875	899	(24)	259	266	(7)	114	147	(33)
Russia	2.021	1.857	164	368	275	93	283	196	87
Totale	5.650	4.754	896	1.200	1.204	(4)	771	762	9

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2011 sono in crescita di 896 milioni di euro (+18,8%) passando da 4.754 milioni di euro a 5.650 milioni di euro. Tale andamento è connesso:

- > ai maggiori ricavi in Europa centrale per 756 milioni di euro, prevalentemente riferiti all'incremento dei ricavi in Slovacchia, per 540 milioni di euro, e in Francia per 216 milioni di euro per effetto essenzialmente delle maggiori quantità vendute;
- > all'incremento dei ricavi in Russia per 164 milioni di euro, prevalentemente riferibile alle maggiori quantità vendute da RusEnergosbyt ed all'incremento dei prezzi unitari di vendita dell'energia prodotta e venduta da Enel OGK-5;
- > ai minori ricavi in Europa sud-orientale per 24 milioni di euro, da riferire ai minori ricavi delle società bulgare derivanti dalle attività di generazione di energia elettrica, a seguito della cessione avvenuta nel mese di giugno 2011 (di Enel Maritza East 3, Enel Operations Bulgaria e delle relative *holding* di controllo), nonché ai minori ricavi delle società di vendita a seguito della maggiore apertura del mercato. Tali effetti sono solo parzialmente compensati dalla rilevazione della plusvalenza per la suddetta cessione per 12 milioni di euro.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 1.200 milioni di euro registrando un andamento sostanzialmente in linea con il valore dell'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, la variazione negativa pari a 4 milioni di euro è relativa essenzialmente:

- > ad un decremento del margine operativo lordo in Europa centrale per 90 milioni di euro da riferire sostanzialmente alla rilevazione, nei primi nove mesi del 2010, di minori oneri derivanti dalla revisione di stima effettuata da Slovenské elektrárne sul valore del fondo smantellamento combustibili nucleari (per 116 milioni di euro);

- > ad un minor margine in Europa sud-orientale, riferito in particolare alla Romania, che ha più che compensato l'effetto positivo connesso alla citata plusvalenza per la cessione delle società bulgare (12 milioni di euro);
- > all'incremento del margine operativo lordo in Russia per 93 milioni di euro, per l'effetto congiunto del maggior margine di Enel OGK-5 a seguito dell'incremento dei prezzi medi di vendita (53 milioni di euro), e di RusEnergoSbyt a fronte dei maggiori volumi venduti (40 milioni di euro).

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2011 è pari a 771 milioni di euro ed evidenzia un andamento in linea con valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente, tenuto conto di minori ammortamenti e perdite di valore per 13 milioni di euro.

Investimenti

Gli **investimenti** ammontano a 979 milioni di euro, in aumento di 200 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. La variazione si riferisce sostanzialmente ai maggiori investimenti sugli impianti di produzione nucleare (riferibili a Slovenské elektrárne), parzialmente compensati dai minori investimenti sugli impianti termoelettrici.

Energie Rinnovabili

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2011	2010	Variazioni			2011	2010	Variazioni	
Italia:								
1.280	1.355	(75)	-5,5%	Idroelettrica	4.532	4.869	(337)	-6,9%
1.314	1.209	105	8,7%	Geotermoelettrica	3.970	3.721	249	6,7%
154	114	40	35,1%	Eolica	554	482	72	14,9%
10	1	9	-	Altre fonti ⁽¹⁾	13	1	12	-
2.758	2.679	79	2,9%	Totale produzione netta in Italia	9.069	9.073	(4)	-
Estero:								
1.022	1.113	(91)	-8,2%	Idroelettrica	3.372	3.372	-	-
47	45	2	4,4%	Geotermoelettrica	187	178	9	5,1%
1.070	955	115	12,0%	Eolica	3.700	2.766	934	33,8%
158	169	(11)	-6,5%	Altre fonti	483	399	84	21,1%
2.297	2.282	15	0,7%	Totale produzione netta all'estero	7.742	6.715	1.027	15,3%
5.055	4.961	94	1,9%	TOTALE	16.811	15.788	1.023	6,5%

(1) Il dato del 2010 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità prodotte.

La produzione netta della Divisione aumenta nei primi nove mesi del 2011 di 1.023 milioni di kWh (+6,5%) raggiungendo 16.811 milioni di kWh (5.055 milioni di kWh nel terzo trimestre 2011). Tale incremento è attribuibile per 1.027 milioni di kWh (+15 milioni di kWh nel terzo trimestre 2011) alla maggior generazione all'estero, la cui produzione da fonte eolica risente dell'effetto della variazione del perimetro di consolidamento relativa all'acquisto (dalla Divisione Iberia e America Latina) di Enel Green Power España e della maggiore produzione dei parchi eolici di Smoky I e II, Snyder e New York Wind, tutti negli Stati Uniti.

La produzione netta in Italia nei primi nove mesi del 2011 registra un andamento in linea con il valore rilevato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente, in quanto la minore produzione idroelettrica (-337 milioni di kWh) risulta compensata dalla maggiore produzione geotermoelettrica (a seguito della maggiore capacità installata) e dalla produzione da fonte eolica. Andamento simile si registra nel terzo trimestre 2011.

Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
2011	2010	Variazione		2011	2010	Variazione
530	543	(13)	Ricavi	1.859	1.517	342
(4)	1	(5)	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(1)	64	(65)
307	315	(8)	<i>Margine operativo lordo</i>	1.183	966	217
205	224	(19)	Risultato operativo	889	719	170
			Dipendenti a fine periodo (n.) ⁽²⁾	3.167	2.955 ⁽¹⁾	212
			Investimenti	1.033	593	440

(1) Al 31 dicembre 2010.

(2) Include 12 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.

Risultati economici del terzo trimestre

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		
	2011	2010	Variazione	2011	2010	Variazione	2011	2010	Variazione
Italia e Resto d'Europa	325	359	(34)	197	207	(10)	149	165	(16)
Iberia e America Latina	172	143	29	98	94	4	56	56	-
Nord America	33	41	(8)	12	14	(2)	-	3	(3)
Totale	530	543	(13)	307	315	(8)	205	224	(19)

I **ricavi** si riducono di 13 milioni di euro (-2,4%) passando da 543 milioni di euro a 530 milioni di euro. Tale variazione è connessa:

- > al decremento dei ricavi in Italia e nel resto d'Europa per 34 milioni di euro, sostanzialmente per effetto della riduzione dei ricavi da vendita di pannelli fotovoltaici che ha più che compensato l'incremento dei ricavi da generazione;
- > ai minori ricavi in Nord America per 8 milioni di euro;
- > ai maggiori ricavi nella penisola Iberica e in America Latina per 29 milioni di euro.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 307 milioni di euro, in diminuzione di 8 milioni di euro (-2,5%) rispetto al terzo trimestre 2010.

Il **risultato operativo** pari a 205 milioni di euro registra un decremento di 19 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 11 milioni di euro.

Risultati economici dei primi nove mesi

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		
	2011	2010	Variazione	2011	2010	Variazione	2011	2010	Variazione
Italia e Resto d'Europa	1.045	1.015	30	638	677	(39)	501	560	(59)
Iberia e America Latina	674	386	288	460	226	234	337	132	205
Nord America	140	116	24	85	63	22	51	27	24
Totale	1.859	1.517	342	1.183	966	217	889	719	170

I **ricavi** sono in aumento di 342 milioni di euro (+22,5%) passando da 1.517 milioni di euro a 1.859 milioni di euro. Tale variazione è connessa:

- > ai maggiori ricavi nella penisola Iberica e in America Latina per 288 milioni di euro, a seguito principalmente:
 - dall'adeguamento al *fair value* delle attività nette relative a Sociedad Eolica de Andalucia e TP-Sociedad Térmica Portuguesa (precedentemente consolidate con il metodo del patrimonio netto) per la parte posseduta *ante* l'acquisizione dell'ulteriore pacchetto azionario che ne ha consentito il pieno controllo (45 milioni di euro), nonché della rideterminazione al *fair value* delle attività nette già possedute in Enel Union Fenosa Renovables (76 milioni di euro);
 - della rilevazione della plusvalenza per 44 milioni di euro derivante dalla cessione a Gas Natural degli *asset* di Enel Union Fenosa Renovables;
 - della citata variazione di perimetro, nonché dell'effetto positivo dei maggiori prezzi medi di vendita;
- > all'incremento dei ricavi in Italia e nel resto d'Europa per 30 milioni di euro, sostanzialmente a seguito di:
 - maggiori ricavi da generazione in Italia, per effetto prevalentemente delle maggiori vendite di certificati verdi, nonché dell'incremento dei prezzi medi di vendita che ha più che compensato la riduzione dei ricavi per energia incentivata CIP 6;
 - maggiori ricavi per 9 milioni di euro nel resto d'Europa;
 - minori ricavi di Enel.si per 31 milioni di euro;
- > ai maggiori ricavi in Nord America per 24 milioni di euro, per effetto principalmente di alcuni rimborsi assicurativi e del riconoscimento di un indennizzo ricevuto dalle autorità canadesi per la definizione di un contenzioso.

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 1.183 milioni di euro, in crescita di 217 milioni di euro (+22,5%) rispetto ai primi nove mesi del 2010; tale crescita è riferibile:

- > all'aumento del margine realizzato nella penisola Iberica e in America Latina, pari a 234 milioni di euro, per effetto della rideterminazione al *fair value* delle attività nette possedute in Sociedad Eolica de Andalucia, TP-Sociedad Térmica Portuguesa e Enel Union Fenosa Renovables, della rilevazione della plusvalenza derivante dalla cessione a Gas Natural degli *asset* di Enel Union Fenosa Renovables, già commentata nei ricavi, nonché

dell'incremento del margine di generazione realizzato in Spagna e nei paesi latinoamericani connesso ai maggiori prezzi medi di vendita;

- > all'aumento del margine in Nord America per 22 milioni di euro, per effetto principalmente dei fenomeni citati nel commento ai ricavi;
- > alla riduzione del margine realizzato in Italia e nel resto d'Europa per 39 milioni di euro, dovuto prevalentemente ai minori ricavi per energia incentivata CIP 6 e all'incremento dei costi del personale e per servizi, in conseguenza anche della maggiore capacità installata.

Il **risultato operativo** pari a 889 milioni di euro registra un incremento di 170 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 47 milioni di euro, sostanzialmente da riferire alla variazione del perimetro di consolidamento.

Investimenti

Gli **investimenti** dei primi nove mesi del 2011 ammontano a 1.033 milioni di euro, con un incremento di 440 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Gli investimenti dei primi nove mesi del 2011 si riferiscono principalmente ad impianti eolici in Italia e Europa, in Iberia e in Nord America (668 milioni di euro), ad impianti solari in Italia, Grecia e Nord America (174 milioni di euro), ad impianti idroelettrici in Italia, Guatemala, Costa Rica e Nord America (93 milioni di euro) e a impianti geotermici in Italia e Cile (58 milioni di euro).

Capogruppo, Servizi e Altre attività

3° trimestre			Primi nove mesi		
Milioni di euro					
2011	2010	Variazione	2011	2010	Variazione
Capogruppo					
174	161	13	514	484	30
(14)	(13)	(1)	(42)	(16)	(26)
(16)	(15)	(1)	(49)	(21)	(28)
Dipendenti a fine periodo (n.)			863	803 ⁽¹⁾	60
Investimenti			3	2	1
Servizi e Altre attività					
349	262	87	878	786	92
66	44	22	160	117	43
43	21	22	88	40	48
Dipendenti a fine periodo (n.)			4.285	4.033 ⁽¹⁾	252
Investimenti			25	41	(16)

(1) Al 31 dicembre 2010 *restated*.

Capogruppo

Risultati economici del terzo trimestre

I **ricavi** del terzo trimestre 2011 risultano pari a 174 milioni di euro, con un incremento di 13 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (+8,1%) riferibile a:

- > maggiori ricavi per vendite di energia elettrica all'Acquirente Unico (+11 milioni di euro);
- > maggiori ricavi per 5 milioni di euro, relativi alle attività di supporto e di *staff* svolte dalla *holding* per le società del Gruppo;
- > rilevazione nel terzo trimestre 2010 del provento relativo alla cessione del 39% della partecipazione in Idrosicilia (3 milioni di euro).

Il **margine operativo lordo** del terzo trimestre 2011, negativo per 14 milioni di euro, registra un andamento in linea con il valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Il **risultato operativo** negativo per 16 milioni di euro, mostra un andamento in linea con quello del margine operativo lordo.

Risultati economici dei primi nove mesi

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2011 risultano pari a 514 milioni di euro, con un incremento di 30 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (+6,2%) riferibile essenzialmente a:

- > maggiori ricavi per vendite di energia elettrica all'Acquirente Unico per 20 milioni di euro dovuti essenzialmente all'aumento del prezzo medio di vendita di energia con quantità sostanzialmente invariate;
- > maggiori ricavi per 13 milioni di euro, relativi alle attività di supporto e di *staff* svolte dalla *holding* per le società del Gruppo;
- > rilevazione nello stesso periodo del 2010 del provento relativo alla cessione del 39% della partecipazione in Idrosicilia (3 milioni di euro).

Il ***marginale operativo lordo*** dei primi nove mesi del 2011, negativo per 42 milioni di euro, registra un decremento di 26 milioni di euro; tale andamento è prevalentemente connesso ai maggiori costi di struttura per 27 milioni di euro, in presenza di un andamento del margine energia in linea con il valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Il ***risultato operativo*** negativo per 49 milioni di euro, risulta in diminuzione di 28 milioni di euro rispetto a quello dei primi nove mesi del 2010, in linea con l'andamento del margine operativo lordo.

Investimenti

Gli ***investimenti*** dei primi nove mesi del 2011 ammontano a 3 milioni di euro.

Servizi e Altre attività

Risultati economici del terzo trimestre

I **ricavi** dell'area Servizi e Altre attività del terzo trimestre 2011 sono pari a 349 milioni di euro con un incremento di 87 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2010. Tale incremento riflette sostanzialmente i maggiori ricavi per servizi informatici, nonché i maggiori ricavi per servizi di telefonia verso le società del Gruppo.

Il **marginale operativo lordo** del terzo trimestre 2011 è pari a 66 milioni di euro, con un incremento di 22 milioni di euro rispetto a quello del medesimo periodo dell'esercizio precedente, a seguito dell'effetto positivo della marginalità connessa alla realizzazione delle commesse.

Il **risultato operativo** del terzo trimestre 2011 si attesta a 43 milioni di euro, in aumento di 22 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2010.

Risultati economici dei primi nove mesi

I **ricavi** dell'area Servizi e Altre attività dei primi nove mesi del 2011 sono pari a 878 milioni di euro con un incremento di 92 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2010. Tale incremento riflette sostanzialmente i maggiori ricavi per servizi informatici, nonché i maggiori ricavi per servizi di telefonia verso le società del Gruppo. Tali incrementi sono parzialmente compensati dai minori ricavi per vendite di beni.

Il **marginale operativo lordo** dei primi nove mesi del 2011 è pari a 160 milioni di euro, con un incremento di 43 milioni di euro (+36,8%) rispetto a quello del medesimo periodo dell'esercizio precedente, a seguito dell'effetto positivo della marginalità connessa alla realizzazione delle commesse e della revisione di stime delle passività per incentivazione anticipata del personale (11 milioni di euro).

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2011 si attesta a 88 milioni di euro, in aumento di 48 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2010, scontando minori ammortamenti e perdite di valore per 5 milioni di euro.

Investimenti

Gli investimenti dei primi nove mesi del 2011 ammontano a 25 milioni di euro in diminuzione di 16 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Fatti di rilievo del terzo trimestre 2011

LaGeo: emissione lodo da parte del Tribunale Arbitrale Internazionale

Il 5 luglio 2011 la Camera di Commercio Internazionale ha notificato alle parti il lodo emesso dal Tribunale Arbitrale lo scorso 30 maggio a Parigi, relativo al procedimento arbitrale internazionale instaurato da Enel Green Power nei confronti di Inversiones Energéticas (INE) - suo *partner* nella società LaGeo - al fine di veder riconosciuto il proprio diritto a finanziare gli investimenti di LaGeo imputandoli a capitale, divenendo in tal modo socio di maggioranza della società salvadoregna. Il Tribunale Arbitrale ha riconosciuto la fondatezza del diritto di Enel Green Power a realizzare maggiori investimenti, attraverso LaGeo, nel settore geotermico in El Salvador e a imputarli a capitale mediante la sottoscrizione di azioni di nuova emissione della stessa LaGeo.

L'esercizio di tale diritto, previsto dall'Accordo sottoscritto tra gli azionisti di LaGeo il 4 giugno 2002, consentirà a Enel Green Power di acquisire la maggioranza del capitale sociale della società salvadoregna. Il Tribunale Arbitrale ha, inoltre, rigettato integralmente le richieste di risarcimento per presunti danni avanzate da INE nei confronti di Enel Green Power, in quanto ritenute infondate.

Emissione obbligazionaria sul mercato europeo

Il 12 luglio 2011, Enel SpA, attraverso la sua controllata Enel Finance International, ha emesso sul mercato europeo – in esecuzione di quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione della stessa Enel SpA in data 16 giugno 2011 – un prestito obbligazionario *multi-tranche* destinato ad investitori istituzionali per un totale di 1.750 milioni di euro, nell'ambito del programma di Global Medium Term Notes.

L'operazione, guidata da un sindacato di banche composto da Banca IMI, BNP Paribas, Deutsche Bank, Società Generale e Unicredit nella qualità di *joint-bookrunners*, ha raccolto adesioni pari a circa 7.500 milioni di euro ed è strutturata nelle seguenti *tranches* (tutte garantite da Enel SpA):

- > 1.000 milioni di euro a tasso fisso 4,125% con scadenza 12 luglio 2017;
- > 750 milioni di euro a tasso fisso 5% con scadenza 12 luglio 2021.

Accordo per lo sviluppo del settore idroelettrico nella Provincia di Belluno

In data 15 luglio 2011 Enel Produzione ed En&En SpA ("En&En"), società che sviluppa progetti in campo energetico, hanno firmato un accordo per sviluppare nuovi progetti idroelettrici nella provincia di Belluno. L'accordo prevede la costituzione di una New-Co (denominata ENergy Hydro Piave) detenuta al 51% da Enel Produzione e al 49% da En&En – o società da questa direttamente controllata - con l'obiettivo di costruire e gestire nuovi impianti idroelettrici nella provincia di Belluno, in sinergia con gli impianti di Enel Produzione già in esercizio e valorizzando il contributo dell'imprenditoria locale. Enel Produzione ed En&En hanno in corso l'*iter* autorizzativo di due progetti, per una potenza complessiva di

circa 60 MW, con l'obiettivo di ottenere, attraverso ENergy Hydro Piave, il rilascio della prima concessione trentennale di derivazione da parte della Regione Veneto entro la fine del 2011.

Acconto sul dividendo 2011

In data 28 settembre 2011 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato il prospetto contabile di Enel SpA al 30 giugno 2011 e la relazione da cui risulta che la situazione patrimoniale, economica e finanziaria della Società e del Gruppo consente la distribuzione di un acconto sul dividendo per l'esercizio 2011 pari a 0,10 euro per azione che verrà messo in pagamento dal 24 novembre prossimo, previo stacco cedola in data 21 novembre 2011.

Finanziamento BEI per gli investimenti di Enel Distribuzione

In data 30 settembre 2011 Enel Distribuzione ha sottoscritto con la Banca Europea per gli Investimenti ("BEI") un contratto di finanziamento per 350 milioni di euro (denominato "Enel Efficienza Rete III") finalizzato a coprire parte degli investimenti connessi agli interventi di efficientamento della rete elettrica nazionale, previsti nel piano industriale di Enel Distribuzione per il periodo 2012-2014.

La BEI ha inoltre manifestato la disponibilità, in prospettiva, a finanziare gli investimenti sopra indicati fino ad un importo complessivo di 1 miliardo di euro.

Il contratto di finanziamento "Enel Efficienza Rete III" avrà una durata di 20 anni (con scadenza al 15 dicembre 2031), un preammortamento di 5 anni (fino al 15 dicembre 2016), sarà erogato entro la fine del 2011 ed è assistito da una *parent company guarantee* rilasciata da Enel SpA. Le condizioni economiche del finanziamento, assistito da una *parent company guarantee* rilasciata da Enel SpA prevedono l'applicazione di un margine di 70 punti base sull'Euribor.

Scenario di riferimento

Andamento dei principali indicatori di mercato

	Primi nove mesi	
	2011	2010
Indicatori di mercato		
Prezzo medio del greggio IPE Brent (dollari/bbl)	111,5	77,9
Prezzo medio dell'olio combustibile BTZ (dollari/t) ⁽¹⁾	650,7	467,1
Prezzo medio del carbone (dollari/t CIF ara) ⁽²⁾	123,8	86,2
Prezzo medio del gas (Gb pence/therm) ⁽³⁾	57,2	39,8
Cambio medio dollaro USA per euro	1,41	1,315
Euribor a sei mesi (media del periodo)	1,61%	1,03%

(1) Indice Platt's CIF Med.

(2) Indice API#2.

(3) Indice Belgium Zeebrugge.

Il mercato dei combustibili nei due periodi in esame ha evidenziato un generale *trend* di rialzo dei prezzi, da riferire sostanzialmente alla ripresa dell'economia in tutti i principali mercati internazionali. I mercati monetari hanno evidenziato degli andamenti riconducibili prevalentemente alla crisi che ha caratterizzato i mercati finanziari.

Italia

Il mercato dell'energia

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

3° trimestre				Primi nove mesi			
Milioni di kWh				Milioni di kWh			
2011	2010	Variazioni		2011	2010	Variazioni	
Produzione netta:							
56.126	56.923	(797)	-1,4%	164.957	163.544	1.413	0,9%
12.828	13.135	(307)	-2,3%	37.802	41.104	(3.302)	-8,0%
1.824	1.590	234	14,7%	6.501	6.133	368	6,0%
1.315	1.214	101	8,3%	3.978	3.735	243	6,5%
4.080	695	3.385	-	6.776	1.484	5.292	-
76.173	73.557	2.616	3,6%	220.014	216.000	4.014	1,9%
9.477	10.758	(1.281)	-11,9%	32.221	33.742	(1.521)	-4,5%
85.650	84.315	1.335	1,6%	252.235	249.742	2.493	1,0%
(591)	(785)	194	24,7%	(1.772)	(3.434)	1.662	48,4%
85.059	83.530	1.529	1,8%	250.463	246.308	4.155	1,7%

Fonte: Fonte dati Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo settembre 2011).

L'energia richiesta in Italia nei primi nove mesi del 2011 si attesta a 250,5 TWh (85,1 TWh nel terzo trimestre 2011) registrando un incremento dell'1,7% rispetto al valore dell'analogo periodo del 2010 (+1,8% nel terzo trimestre 2011). L'energia richiesta nei primi nove mesi è stata soddisfatta per l'87,1% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (86,3% nei primi nove mesi del 2010) e per il restante 12,9% dalle importazioni nette (13,7% nei primi nove mesi del 2010).

Le importazioni nette nei primi nove mesi del 2011 registrano un decremento di 1,5 TWh (-1,3 TWh nel terzo trimestre), in virtù del minore differenziale dei prezzi dell'energia elettrica tra il mercato nazionale e gli altri mercati europei nei periodi di riferimento, rilevato prevalentemente nel terzo trimestre 2011 (-11,9%).

La produzione netta nei primi nove mesi del 2011 registra un incremento dell'1,9% (+4,0 TWh), sostanzialmente da riferire all'incremento della produzione fotovoltaica (+5,3 TWh), nonché all'incremento della produzione termoelettrica (+1,4 TWh). Tali effetti sono solo parzialmente compensati dalla riduzione della fonte idroelettrica (-3,3 TWh), dovuta alle migliori condizioni di idraulicità del precedente periodo. Analogo andamento si registra nel terzo trimestre 2011, fatta eccezione per la produzione da fonte termoelettrica in riduzione dell'1,4% (-0,8 TWh).

II mercato del gas

Domanda di gas naturale in Italia

3° trimestre		Miliardi di m ³		Primi nove mesi			
2011	2010	Variazioni		2011	2010	Variazioni	
2,1	2,0	0,1	5,0%	20,0	21,9	(1,9)	-8,7%
3,9	3,7	0,2	5,4%	12,8	12,4	0,4	3,2%
7,2	7,8	(0,6)	-7,7%	21,5	22,2	(0,7)	-3,2%
0,5	0,6	(0,1)	-16,7%	1,5	1,7	(0,2)	-11,8%
13,7	14,1	(0,4)	-2,8%	55,8	58,2	(2,4)	-4,1%

(1) Include altri consumi e perdite.

Fonte: Elaborazioni Enel su dati "Ministero dello Sviluppo Economico" e Snam Rete Gas.

La domanda di gas naturale in Italia nei primi nove mesi del 2011 si attesta a 55,8 miliardi di m³, registrando un decremento del 4,1% rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente.

La riduzione ha riguardato tutte le tipologie di consumi, ad eccezione del segmento industria e servizi che registra un incremento del 3,2%; i consumi domestici e civili risultano invece in diminuzione, a seguito essenzialmente di condizioni climatiche più rigide del primo trimestre 2010. Analogo andamento è stato registrato nel terzo trimestre 2011.

Spagna

Il mercato dell'energia

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2011	2010	Variazioni			2011	2010	Variazioni	
Produzione lorda regime ordinario:								
27.903	28.489	(586)	-2,1%	- termoelettrica	70.761	65.854	4.907	7,5%
15.767	16.660	(893)	-5,4%	- nucleare	43.100	45.918	(2.818)	-6,1%
3.902	6.012	(2.110)	-35,1%	- idroelettrica	22.251	31.188	(8.937)	-28,7%
47.572	51.161	(3.589)	-7,0%	Totale produzione lorda regime ordinario	136.112	142.960	(6.848)	-4,8%
(2.004)	(2.026)	22	1,1%	Consumi servizi ausiliari	(5.316)	(4.941)	(375)	-7,6%
20.758	19.844	914	4,6%	Produzione regime speciale	68.956	66.363	2.593	3,9%
66.326	68.979	(2.653)	-3,8%	Produzione netta	199.752	204.382	(4.630)	-2,3%
(1.228)	(2.724)	1.496	54,9%	Esportazioni nette	(4.674)	(6.188)	1.514	24,5%
(564)	(664)	100	15,1%	Consumi per pompaggi	(2.219)	(3.333)	1.114	33,4%
64.534	65.591	(1.057)	-1,6%	Energia richiesta sulla rete	192.859	194.861	(2.002)	-1,0%

Fonte: Fonte dati Red Electrica de España - (Balance electrico diario Peninsular - consuntivo settembre 2011). I volumi al 30 settembre 2011 si basano su dati stimati al 3 ottobre 2011. I volumi al 30 settembre 2010 sono stati allineati ai dati definitivi pubblicati il 6 luglio 2011.

L'*energia richiesta* nel mercato peninsulare risulta in diminuzione nei primi nove mesi del 2011 dell'1,0% rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2010, attestandosi a 192,9 TWh. Tale andamento risulta maggiormente concentrato nel terzo trimestre 2011 ove l'energia richiesta ha registrato un decremento dell'1,6% (-1,1 TWh). La richiesta è stata interamente soddisfatta dalla produzione netta nazionale destinata al consumo.

Le *esportazioni nette* dei primi nove mesi del 2011 risultano in diminuzione rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2010 (-24,5%), andamento particolarmente concentrato nel terzo trimestre 2011 (-54,9%).

La *produzione netta* nei primi nove mesi del 2011 è in diminuzione del 2,3% (-4,6 TWh). Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dall'incremento della produzione termoelettrica (+4,9 TWh), nonché dalla maggiore produzione in regime speciale.

Aspetti normativi e tariffari

II “Terzo Pacchetto”

Nell’ambito del quadro normativo definito dal Terzo Pacchetto, approvato ad aprile 2009, la Commissione Europea ha incaricato ACER (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*) di redigere delle linee guida (*FG – Framework Guidelines*) che serviranno da traccia per l’elaborazione dei codici di rete da parte di ENTSO-E e, successivamente, degli operatori di rete nazionali.

Nel corso del periodo estivo sono state approvate le FG sull’assegnazione della capacità nelle reti europee di trasporto del gas; le FG sulla connessione alla rete elettrica e le FG sull’assegnazione della capacità e la gestione delle congestioni. Sono attualmente in consultazione le seguenti linee guida: *FG on System Operation*, *FG on gas Balancing in Transmission Systems* e *FG on Interoperability Rules for European Gas Transmission Networks*.

Il 3 marzo 2011 è scaduto il termine per recepire il “Terzo Pacchetto” nella legislazione nazionale degli Stati Membri. Le nuove norme prevedono misure volte a realizzare pienamente l’apertura del mercato dell’elettricità e del gas, rafforzare la sicurezza energetica e la competitività dell’Unione Europea.

Il Terzo Pacchetto si compone di 2 direttive e 3 regolamenti:

- > Direttiva n. 72/2009 (Norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica);
- > Direttiva n. 73/2009 (Norme comuni per il mercato interno del gas naturale);
- > Regolamento n. 714/2009 (Condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica);
- > Regolamento n. 715/2009 (Condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale);
- > Regolamento (Comunità Europea) n. 713/2009 che istituisce un’Agenzia per la cooperazione tra i regolatori nazionali dell’energia (ACER).

Gli Stati Membri hanno sinora accumulato importanti ritardi nel recepimento del Terzo Pacchetto. Nel “*Report on progress in creating the internal gas and electricity market*”, la Commissione Europea ha reso noto che, al 1° giugno 2011, nessuno Stato Membro aveva notificato il pieno recepimento del Terzo Pacchetto, sebbene quattro Stati Membri avessero inviato una parziale notifica.

Il 31 maggio 2011 il Governo italiano ha approvato il decreto legislativo di recepimento delle direttive comunitarie 2009/72/CE e 2009/73/CE in materia di energia elettrica e gas. Il provvedimento (d.lgs. n. 93/2011) è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il 28 giugno 2011. Tra le disposizioni di maggior rilievo si segnalano quelle relative a:

- > *Unbundling* del gestore di rete o TSO (*Transmission System Operator*). Nel settore elettrico è stata confermata la scelta dell’*unbundling* proprietario ed è stato espressamente previsto il divieto per il TSO di esercire impianti di produzione di energia elettrica. Per il settore del gas si è invece optato per il modello del c.d. *Independent Transmission Operator* caratterizzato da una struttura proprietaria verticalmente integrata, da norme di separazione funzionale più cogenti rispetto al passato e dal controllo ed approvazione degli atti da parte dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas (AEEG).

- > Integrazione produzione RES (*Renewable Energy Sources*): il gestore della rete di trasmissione (RTN) e le imprese distributrici possono installare sulle reti da essi gestite sistemi di accumulo per ottimizzare la produzione da fonti rinnovabili. Con successivo decreto ministeriale verranno definite le modalità per l'organizzazione di procedure concorsuali per la realizzazione di nuovi impianti di pompaggio finalizzati a una migliore integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico.
- > Esenzione dall'obbligo di *Third Party Access* (TPA): nel settore elettrico la durata dell'esenzione TPA è ora definita caso per caso ed è soggetta a decadenza nel caso di mancato avvio o mancato completamento dell'opera entro termini fissati dalla direttiva. Nel settore gas, oltre ai richiamati termini di decadenza previsti per l'elettrico, sono stati introdotti un *cap* di 25 anni alla durata dell'esenzione ed una procedura *open-season* per valutare l'interesse di terzi all'infrastruttura.

Agenzia per la Cooperazione tra i Regolatori nazionali dell'Energia (ACER)

Come previsto dal Terzo Pacchetto, a marzo 2011 è divenuta operativa l'Agenzia per la Cooperazione tra i Regolatori nazionali dell'Energia (ACER), che sostituisce e rafforza l'ERGEG (*European Regulators Group for Electricity and Gas*) e avrà sede a Lubiana (Slovenia). L'ACER coordina le autorità nazionali di regolazione nel campo dell'energia (NRAs) e le sue principali competenze sono:

- > definizione delle regole per le reti europee relative all'energia (elettricità e gas);
- > valutazione delle condizioni di accesso e sicurezza operativa per infrastrutture di confine laddove le autorità nazionali non concordino;
- > elaborazione del *Ten-Year Network Development Plan* (TYNDP).

Procedure della Commissione Europea in materia di prezzi regolati

Il 6 aprile 2011 la Commissione Europea (CE) ha inviato parere motivato a Italia, Polonia e Romania, invitando i tre paesi ad adattare alle norme europee le rispettive legislazioni nazionali in materia di prezzi regolati per i clienti finali. Oggetto di attenzione della DG Energia sono le tariffe di vendita del gas ai clienti finali in Polonia, dell'elettricità in Italia, di gas ed elettricità in Romania. A poche settimane di distanza, il 9 maggio 2011, la Commissione Europea ha adottato simile provvedimento nei confronti del Portogallo, con riferimento alle sue tariffe per la vendita del gas naturale a clienti finali. Secondo la CE il permanere di prezzi finali regolati ostacola l'ingresso sul mercato di nuovi operatori e priva i consumatori e le imprese della possibilità di scegliere il miglior servizio disponibile sul mercato.

Proposta di direttiva sull'efficienza energetica

Il 22 giugno 2011 la Commissione Europea (CE) ha inviato al Consiglio e al Parlamento Europeo la proposta per una nuova direttiva sull'efficienza energetica, con cui intende definire un quadro normativo europeo per il raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico e rendere vincolanti alcune misure proposte nell'*Energy Efficiency Plan* dell'8 marzo 2011. La nuova direttiva sull'efficienza energetica sostituirà le precedenti Direttive sulla cogenerazione (2004/8/CE) e sui servizi energetici (2006/32/CE).

Tra le misure principali, la CE propone di introdurre un obbligo di risparmio energetico annuo dell'1,5% per ogni Stato Membro. Tale obiettivo può essere raggiunto introducendo un

obbligo equivalente in capo a distributori o venditori, o attraverso misure alternative (ad esempio, programmi di finanziamento o accordi volontari).

Tramite le proprie politiche di *procurement* ed iniziative di ristrutturazione edilizia, anche gli enti pubblici avranno un ruolo attivo nella diffusione di prodotti e servizi a basso consumo energetico.

Con riferimento alla generazione elettrica, la proposta della Commissione prevede che gli Stati Membri definiscano un piano nazionale per la promozione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento e condizionamento. Inoltre, pur ammettendo alcune deroghe, la Commissione propone agli Stati Membri di prevedere l'obbligo di adottare tecnologie cogenerative per impianti di generazione elettrica eccedenti 20 MW.

Regolamento sulla trasparenza nei mercati energetici (REMIT)

Il 14 settembre 2011 il Parlamento Europeo ha approvato in prima lettura il regolamento sulla trasparenza e l'integrità dei mercati energetici all'ingrosso (REMIT), proposto dalla Commissione Europea nel novembre 2010. Il nuovo regolamento proibisce i comportamenti di *insider dealing* e manipolazione dei mercati e attribuisce all'Agenzia per la Cooperazione tra i Regolatori nazionali dell'Energia (ACER) un ruolo chiave nella supervisione dei mercati e nell'individuazione dei casi di *market abuse*. Spetta ora al Consiglio approvare la versione definitiva del regolamento.

Emission Trading

Il 13 luglio 2011 è stato approvato il nuovo Regolamento Aste che entrerà in vigore nel mese di ottobre e che prevede lo svolgimento di aste anticipate (*Early Auctions*) per un volume totale di 120 milioni di quote di emissione di CO₂ (di cui 11,3 milioni di quote assegnate all'Italia), a partire dall'ultimo quadrimestre del 2012. Il 14 settembre gli Stati membri e la Commissione Europea (CE) hanno approvato in versione *draft* i due *Joint Agreements* per la nomina del *Single Auction Monitor* e per l'implementazione della *Common Auction Platform*. Il 26 settembre 2011 la CE ha pubblicato i *benchmark* per il calcolo delle allocazioni gratuite agli operatori aerei che saranno inclusi nell'*Emission Trading Schemes* (ETS) a partire dal 1° gennaio 2012. Il 6 ottobre 2011 la Corte di Giustizia Europea, con una prima opinione, ha dichiarato che l'imposizione di un *carbon cap* su operatori aerei extra-europei non infrange né la sovranità di altri Stati né il diritto internazionale. Il verdetto finale sulla causa intentata da alcune compagnie statunitensi è atteso per l'inizio del 2013.

È prevista per il mese di ottobre l'entrata in vigore del Regolamento Registri. Alcune delle misure di sicurezza previste dal Regolamento entreranno immediatamente in vigore, come ad esempio quelle relative alla *non disclosure* dei numeri seriali delle quote di emissione e alla possibilità di "congelare" permessi e *account* in caso di sospettata frode. Le altre invece entreranno in vigore progressivamente, a partire dal 1° gennaio 2012.

Il 5 ottobre 2011 la Banca Europea degli Investimenti (BEI) ha pubblicato i dettagli sulla monetizzazione delle quote NER 300. I permessi verranno venduti in due *tranches* (200+100 milioni EUAs) a partire dal mese di dicembre del 2011, attraverso il mercato *Over The Counter* (OTC) e borse regolate (prevista anche la messa all'asta delle quote). Il finanziamento ai progetti vincitori è atteso per il mese di dicembre del 2013.

A fronte della mancanza di un adeguato quadro di regole per la vigilanza ed il controllo della parte *spot* del *carbon market*, la Commissione sta discutendo l'estensione allo stesso della regolamentazione in vigore per i mercati finanziari (MiFID), attualmente in corso di revisione.

Certificati verdi

Il 30 marzo 2011 il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) ha reso noto il prezzo di ritiro garantito dei Certificati Verdi (CV) rilasciati per le produzioni riferite agli anni 2008, 2009 e 2010 (ad eccezione di quelli relativi a impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento) che è pari a 87,38 euro/MWh. pari al prezzo medio ponderato delle contrattazioni di CV registrate sul mercato del GME (Gestore dei Mercati Energetici) nel triennio 2008-2010.

Inoltre, il prezzo di offerta dei CV nella titolarità del GSE per l'anno 2011 è di 113,10 euro/MWh. Tale prezzo è ottenuto, ai sensi della Finanziaria 2008 (comma 148 dell'articolo 2), come differenza tra il valore di riferimento (pari a 180 euro/MWh) e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nell'anno 2010, definito dall'AEEG con la delibera ARG/elt n. 5/11, pari a 66,90 euro/MWh.

Il decreto legislativo n. 28/2011, di recepimento della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, ha abrogato l'articolo n. 45 del decreto legge "Manovra Finanziaria" il quale prevedeva che, a decorrere dalle competenze dell'anno 2011, l'esborso sostenuto dal GSE per il ritiro dei CV in scadenza fosse inferiore del 30% rispetto a quello relativo alle competenze dell'anno 2010.

Contratti pluriennali di importazione di energia elettrica

Enel SpA è titolare di un contratto di importazione di energia elettrica con Alpiq (già 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.

Il 14 dicembre 2010 è stato pubblicato il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico recante disposizioni sull'importazione del contratto pluriennale per l'anno 2011. Il decreto ha fissato a 66,30 euro/MWh il prezzo di cessione per il primo trimestre, ha confermato la metodologia di aggiornamento per i trimestri successivi basata su una formula indicizzata al PUN (Prezzo Unico Nazionale) e, in continuità con il precedente decreto, ha riconosciuto all'AU la facoltà di non ritirare l'energia del contratto pluriennale, se non in coerenza con la propria previsione dei costi medi di approvvigionamento. Tuttavia, l'AU ha confermato il ritiro dell'energia elettrica oggetto del contratto pluriennale per il 2011, i cui prezzi di cessione per il secondo e terzo trimestre 2011 sono rispettivamente pari a 68,84 e a 70,73 euro/MWh.

Divisione Mercato

Qualità commerciale della vendita

Con la delibera ARG/com n. 82/11 l'AEEG ha differito di un anno (1° luglio 2012) l'entrata in vigore dello *standard* specifico sui tempi di trasmissione dai venditori alle imprese distributrici delle richieste di prestazioni inoltrate dai clienti finali.

Energia elettrica

Servizio di vendita

Con delibera ARG/gas n.99/11, l'Autorità ha adottato nuove misure per contenere il rischio credito delle imprese di vendita, prevedendo in particolare per i clienti cessati per morosità l'impossibilità di rientrare automaticamente nel regime di maggior tutela.

Istruttorie e indagini conoscitive

Il 6 luglio 2009, con la deliberazione VIS n. 64/09, l'AEEG aveva avviato un'istruttoria formale per l'adozione di una sanzione amministrativa nei confronti di Enel Servizio Elettrico per violazione di obblighi informativi in relazione al primo periodo di esercizio del servizio di salvaguardia. Il 30 settembre 2011, l'Autorità ha chiuso il procedimento irrogando ad Enel Servizio Elettrico una sanzione di 330.000 euro.

Il 24 febbraio 2011 il Consiglio di Stato ha dichiarato inammissibile il ricorso per revocazione della sentenza n. 2507/2010, presentato da Enel Distribuzione a seguito della sanzione amministrativa pari a 11,7 milioni di euro irrogata per non aver ottemperato a quanto previsto nella delibera n. 55/00 in tema di trasparenza dei documenti di fatturazione. Rimane invece in piedi il ricorso di Enel Distribuzione davanti alla Corte Europea dei Diritti dell'Uomo.

Il 14 aprile 2011, con deliberazione Vis n. 49/11, l'AEEG ha avviato un'istruttoria formale nei confronti di Enel Servizio Elettrico per accertare violazioni del Testo Integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV).

Gas

Testo Integrato Vendita Gas

Con il Testo Integrato Vendita Gas (TIVG) l'AEEG ha definito l'assetto delle tutele e la struttura delle condizioni economiche di fornitura applicate ai clienti finali del mercato del gas naturale.

Con la delibera ARG/gas n. 71/11 l'AEEG ha ridefinito l'ambito della tutela, prevedendo il riconoscimento delle condizioni economiche regolate, già applicate ai clienti domestici e ai condomini con uso domestico con consumi non superiori a 200.000 m³/anno, anche ai clienti non domestici con consumi non superiori a 50.000 m³/anno e alle utenze relative ad attività di servizio pubblico di carattere assistenziale.

Con la delibera ARG/gas n. 99/11, l'AEEG ha adottato una serie di misure volte a completare l'assetto dei servizi di tutela e ad introdurre una disciplina specifica in tema di morosità.

In attuazione del decreto legislativo n. 93 del 1° giugno 2011, l'AEEG assegna al distributore territorialmente competente la responsabilità del servizio di bilanciamento della propria rete ("servizio di default") per i punti di prelievo relativi a clienti finali rimasti privi di fornitore.

Con la stessa delibera, l'AEEG ha approvato il Testo Integrato Morosità Gas (TIMG) che regola il suddetto servizio di default nei casi di morosità del cliente finale. Il testo definisce anche la procedura di cessazione amministrativa e le modalità e tempistiche di revoca dello *switching* per i punti sospesi per morosità.

Sempre con delibera n. 99/11, l'AEEG ha modificato i livelli del deposito cauzionale adeguando gli importi precedentemente previsti alla stima della spesa sostenuta per un mese di fornitura del servizio.

L'entrata in vigore delle nuove disposizioni previste dalla suddetta delibera n. 99/11 è prevista per il 1° gennaio 2012.

Tariffe e aggiornamenti tariffari

Con delibera ARG/gas n. 77/11, l'AEEG ha rivisto la formula di aggiornamento della componente QE (a copertura dei costi di approvvigionamento della materia prima) valida per l'anno termico ottobre 2011 - settembre 2012. Tale revisione comporterà un incremento del valore della componente QE di circa l'1% rispetto all'anno termico precedente. Con la medesima delibera, l'AEEG ha avviato un procedimento per la modifica delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela.

Con delibera ARG/gas n. 105/11 l'AEEG ha prorogato di tre mesi, fino al 31 dicembre 2011, il valore della componente QVD (a copertura dei costi di commercializzazione al dettaglio) attualmente posto pari a circa 43 euro per ogni cliente servito.

Con la sentenza n. 347/2011 il TAR Lombardia ha accolto il ricorso di Enel Energia contro la delibera ARG/gas n. 106/09 sul meccanismo di compensazione degli oneri non altrimenti recuperabili sostenuti dagli esercenti la vendita, in conseguenza della rimozione della soglia di invarianza stabilita dall'AEEG a partire dal 1° gennaio 2009. L'AEEG ha impugnato la sentenza del TAR Lombardia davanti al Consiglio di Stato.

Fornitore di ultima istanza (FUI)

Con delibera ARG/gas n. 116/11, l'AEEG ha definito la procedura per l'individuazione da parte dell'Acquirente Unico dei fornitori di ultima istanza di gas naturale per l'anno termico 2011-2012. Il 21 settembre 2011 l'Acquirente Unico ha pubblicato la graduatoria dei fornitori di ultima istanza per le cinque aree di gara. Enel Energia, risultata seconda in tre delle suddette aree, assumerà le funzioni di FUI nel caso in cui il primo fornitore in graduatoria esaurisca i quantitativi di gas messi a disposizione per svolgere tali funzioni.

Divisione Generazione ed Energy Management

Emission Trading

In data 27 giugno 2011, il Comitato Nazionale per la gestione della Direttiva 2003/87/CE ha assegnato ai gruppi 2 e 3 dell'impianto di Torrealvaldliga Nord, rimasto escluso dalla "riserva nuovi entranti", le quote di emissione relative all'anno 2010.

Per il periodo 2009-2012, la stima del rimborso spettante ad Enel Produzione ammonta a 340 milioni di euro (su un totale nazionale di 650 milioni di euro). In base al d.lgs. n. 72 del 2010 il rimborso dei crediti sarà finanziato con i proventi delle aste ETS della fase III.

Con la Delibera ARG/elt n. 111/11 del 4 agosto 2011, l'Autorità ha fissato in 63,3 milioni di euro, corrispondente a 4,4 Mton, il valore delle quote da rimborsare ad Enel Produzione per l'anno 2010.

A livello aggregato le emissioni prodotte da Enel Produzione al 30 settembre 2011 sono state pari a 26,8 Mton CO₂; considerando che le quote assegnate dal Piano Nazionale di Allocazione, calcolate in base alle emissioni previste per lo stesso periodo di competenza, risultano pari a 27,6 Mton, emerge un *surplus* di quote per 0,8 Mton.

Energia elettrica

Nuovo meccanismo di remunerazione della capacità produttiva

Con delibera ARG/elt n. 98/11 l'AEEG ha previsto che a decorrere dal 2017 la capacità produttiva sarà remunerata attraverso il meccanismo dei c.d. *reliability options*. Questo meccanismo prevede che i produttori, a fronte di un premio definito in base ad una procedura concorsuale, rendano disponibile la loro capacità nel mercato del giorno prima (MGP) e nel mercato dei servizi per il dispacciamento (MSD) e restituiscano a Terna l'eventuale differenza positiva tra il prezzo di mercato e il prezzo *strike* definito nel contratto. Il prezzo *strike* dei *reliability options* sarà definito da Terna sulla base dei costi variabili della tecnologia di punta. Le aste si svolgeranno con quattro anni d'anticipo rispetto al periodo di consegna di durata triennale. La selezione della capacità esistente nelle procedure d'asta sarà garantita attraverso la previsione di un premio minimo riconosciuto agli impianti già in esercizio.

Reintegrazione dei costi di produzione sulle reti non interconnesse alla RTN

Con sentenza n. 1737 depositata il 4 luglio 2011, il TAR Milano ha respinto il ricorso proposto da UNIEM (Unione Nazionale Imprese Elettriche Minori) avverso la delibera ARG/elt n. 89/09. Il provvedimento impugnato introduceva regole di riconoscimento dei costi di produzione sostenuti dagli impianti ubicati sulle reti non interconnesse analoghe a quelle previste per gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico. Sulla base della delibera ARG/elt n. 89/09, confermata dalla sentenza citata, Enel Produzione ha diritto a ricevere la reintegrazione dei costi di generazione sostenuti dagli impianti eserciti sulle reti non interconnesse alla RTN (c.d. isole minori) a partire dall'anno di competenza 2009.

Gas

Promozione di investimenti in stoccaggio

In attuazione del decreto legislativo n. 130 del 13 agosto 2010, il Ministro dello sviluppo economico con proprio decreto del 31 gennaio 2011 ha approvato il piano di investimento in siti di stoccaggio proposto da Eni; il piano prevede l'ingresso graduale di 4 miliardi di metri cubi di nuova capacità entro il termine ultimo del 1° settembre 2015.

Della suddetta capacità in ingresso, ad aprile per l'anno di stoccaggio 2011-2012 è fisicamente disponibile spazio di stoccaggio per 1,7 miliardi di metri cubi che, secondo modalità e tempistiche definite dalla delibera ARG/gas n. 40/11, è stato assegnato in via prioritaria a clienti industriali.

Mercato giornaliero del bilanciamento

Con delibera ARG/gas n. 45/11, l'AEEG ha definito la disciplina del bilanciamento di merito economico per il mercato gas. Con delibera ARG/gas n. 81/11, l'AEEG ha posticipato l'avvio del servizio di bilanciamento dal 1° luglio al 1° dicembre 2011.

Rettifiche tardive misura

Con delibera ARG/gas n. 182/09, l'AEEG ha definito i criteri di liquidazione dei conguagli da rettifiche tardive delle misure su rete di trasporto. A seguito della sentenza n. 1/2011 del TAR con cui è stato accolto il ricorso di un utente del trasporto avverso la delibera in oggetto,

è stata sospesa la liquidazione delle partite economiche che interessano anche Enel Trade. L'AEEG ha impugnato la decisione del TAR davanti al Consiglio di Stato che ha accolto l'istanza di sospensione.

Divisione Infrastrutture e Reti

Connessioni attive alla rete

Con la delibera ARG/elt n. 73/11, l'AEEG ha sospeso fino al 31 dicembre 2011 le disposizioni relative alle garanzie, oggetto di impugnativa innanzi al Tar Lombardia, che i produttori avrebbero dovuto presentare ai gestori di rete nei casi di connessione in "aree critiche". L'AEEG ha inoltre avviato un processo di consultazione al fine di introdurre nuove misure per superare il problema della saturazione virtuale delle reti.

Perequazione misura

Con le delibere ARG/elt n. 74/11 e ARG/elt n. 97/11, l'AEEG ha determinato gli ammontari di perequazione dei ricavi del servizio di misura in bassa tensione relativi al 2009, nonché il conguaglio relativo al 2008 per ciascuna impresa di distribuzione. Il 20 settembre 2011 Enel Distribuzione, ha incassato da Cassa Conguaglio l'importo di circa 21,5 milioni di euro.

Istruttorie e indagini conoscitive

Il 6 luglio 2009, con la deliberazione VIS n. 65/09, l'AEEG aveva avviato un'istruttoria formale per l'adozione di una sanzione amministrativa nei confronti di Enel Distribuzione per violazione delle tempistiche relative allo *switching*, nonché per alcune limitate omissioni di carattere informativo, in relazione al primo periodo di esercizio del servizio di salvaguardia. Il 7 aprile 2011, l'Autorità ha chiuso il procedimento irrogando ad Enel Distribuzione una sanzione di 169.000 euro.

Il 2 agosto 2011, con la deliberazione VIS n. 81/11, l'AEEG ha avviato un procedimento per l'adozione di una sanzione amministrativa nei confronti di Enel Distribuzione per il mancato rispetto dell'obbligo di efficienza energetica in relazione all'anno 2010.

Smart Grids

Con delibera ARG/elt n. 12/11 l'AEEG ha ammesso il progetto pilota presentato da Enel Distribuzione al regime incentivante che consiste in una maggiorazione del tasso di remunerazione riconosciuto ai fini tariffari, secondo quanto stabilito dal Testo Integrato Tariffe (Allegato A alla delibera n. 348/07).

Auto elettrica

Con delibera ARG/elt n. 96/11 l'AEEG ha ammesso i due progetti pilota presentati da Enel Distribuzione ed Enel Energia al regime incentivante previsto dalla delibera ARG/elt n. 242/10, che consiste nell'erogazione di un incentivo di 728 euro all'anno per ogni punto di prelievo installato, fino alla fine del 2015.

Efficienza Energetica

Con sentenza del 21 luglio 2011, il CdS ha accolto l'appello di Enel.si avverso il mancato riconoscimento da parte dell'AEEG, confermato con la delibera EEN n. 11/10, dei risparmi energetici ottenuti attraverso la distribuzione gratuita di lampade fluorescenti compatte (LFC) a clienti domestici, relativi al 2007 e al primo semestre del 2008.

Con lettera dello scorso 6 ottobre l'AEEG ha comunicato ad Enel.si l'ammontare dei titoli spettanti maturati fino a tale data, pari a circa 350.000 titoli.

Divisione Iberia e America Latina

Spagna

Aggiornamenti tariffari

Con l'Ordine Ministeriale n. 1068/2011, pubblicato il 29 aprile 2011, che ha emendato l'Ordine Ministeriale n. 3353/2010, la parte di *deficit* tariffario del 2009 in eccesso rispetto ai limiti fissati dalla legge è stato allocato tra i costi di sistema del 2010.

Il 31 marzo 2011, con la pubblicazione dell'Ordine Ministeriale n. 688/2011, si è proceduto alla revisione delle tariffe di accesso applicabili a partire da aprile 2011. L'incremento medio previsto per i clienti in regime di *Tarifa de Ultimo Recurso* (TUR) ammonta al 10,85% (equivalente al decremento medio della componente energia della TUR per il secondo trimestre 2011), mentre la tariffa per i clienti in alta tensione aumenta in media del 2%.

Il 30 settembre 2011 sono state pubblicate la Risoluzione Ministeriale del 29 settembre 2011 che fissa il valore della componente energia della *Tarifa de Ultimo Recurso* e l'Ordine Ministeriale ITC/2585/2011 che riduce la *Tarifa di Acceso* ad un livello tale da mantenere il prezzo finale della *Tarifa de Ultimo Recurso* invariato nonostante l'incremento della componente energia.

Fornitura di ultima istanza

Con la decisione del *Tribunal Supremo* del 19 maggio 2011 è stata abrogata la norma che attribuisce alle società di vendita dei principali operatori energetici verticalmente integrati il diritto esclusivo di fornire i clienti del mercato tutelato.

Aste CESUR

Il 5 marzo 2011 è stato pubblicato il Regio Decreto n. 302/2011 che obbliga i *Comercializadores de Ultimo Recurso* (CUR) a comprare contratti per differenza (CFD) per una quantità massima di energia pari alla differenza tra il volume richiesto e quello assegnato nelle aste CESUR. I CFD sono venduti dagli impianti del regime speciale remunerati a tariffa *feed-in*. Il provvedimento fa sì che i CUR si approvvigionino al prezzo risultante dalle aste CESUR anche per l'energia oggetto dei CFD, riducendo la loro esposizione al rischio di prezzo.

Deficit Tariffario

L'11 gennaio 2011 ha avuto luogo la prima emissione di titoli relativa al processo di cartolarizzazione del *deficit* regolato dal Regio Decreto n. 437/2010. Attraverso l'operazione il *Fondo de Titulización* ha raccolto 2 miliardi di euro che sono stati destinati al pagamento dei crediti ceduti dalle imprese elettriche (Endesa ha incassato 1.040 milioni di euro).

Con la Risoluzione Ministeriale del 20 gennaio 2011, pubblicata il 26 gennaio 2011, è stato stabilito che il totale complessivo, al 31 dicembre 2010, dei diritti di credito relativi al finanziamento del *deficit* tariffario che possono essere cartolarizzati ammonta a 16.694 milioni di euro, di cui 8.467 milioni di euro assegnati ad Endesa.

Il 15 febbraio ed il 22 marzo 2011 sono state effettuate rispettivamente la seconda e la terza emissione di titoli per la cartolarizzazione del *deficit*. Le due operazioni hanno raccolto 4 miliardi di euro dei quali circa 2 miliardi di euro incassati da Endesa.

La quarta emissione ha avuto luogo l'11 maggio 2011 con una raccolta pari a circa 1 miliardo di euro (dei quali circa 500 milioni incassati da Endesa).

Il 16 marzo 2011 il *Tribunal Supremo* ha accolto il ricorso presentato da Endesa relativamente alla necessità che il tasso di interesse relativo al finanziamento del *deficit* tariffario del 2006 contempli uno *spread* addizionale rispetto all'Euribor. Il tribunale ha riconosciuto che l'Euribor di per sé non è sufficiente a coprire il costo finanziario sostenuto.

Il 7 luglio 2011 la Commissione Interministeriale ha deciso di prorogare al 7 luglio 2012 la scadenza per la completa cartolarizzazione della prima *tranche* di crediti che le aziende elettriche si sono impegnate a cedere al Fondo.

Il 26 settembre 2011 è stata effettuata la quinta emissione di titoli e ha raccolto 1,5 miliardi di euro (dei quali circa 780 milioni incassati da Endesa). Rispetto ad un totale di 16.694 milioni di euro, ad oggi sono stati cartolarizzati 8.500 milioni di euro.

L'11 ottobre 2011 è stato pubblicato il *Real Decreto* n. 1037/2011 che modifica il RD n. 437/2010 e permette al *Fondo de Titulización* la collocazione di parte del *deficit* agli investitori privati. Inoltre il decreto riconosce, ai fini della cartolarizzazione, i nuovi limiti fissati nel Real Decreto-Ley n. 14/2010 del 23 dicembre 2010.

Incentivazione dell'impiego di carbone nazionale

Il 10 febbraio 2011 è stata pubblicata la Risoluzione del Ministero dell'Industria dell'8 febbraio 2011 con la quale si stabiliscono i principali parametri per l'applicazione del processo di *Resolución de restricciones por garantía de suministro* per il 2011. In particolare il meccanismo riguarderà il consumo di circa 10 Mton di carbone nazionale ed una produzione elettrica massima di 23,3 TWh. Il provvedimento definisce altresì i prezzi regolati dell'energia prodotta da ogni impianto coinvolto dal processo. Il meccanismo è stato applicato a partire dal 26 febbraio 2011.

Legge Economia Sostenibile

Il 5 marzo 2011 è stata pubblicata la *Ley de Economía Sostenible*. Tra le principali misure di interesse per il settore energia si evidenziano le seguenti:

- > Esercizio impianti nucleari: non si definisce un limite temporale all'esercizio delle centrali. Nell'ambito della pianificazione energetica indicativa, il Governo determinerà la quota di partecipazione dell'energia nucleare al *mix* di produzione al 2020, d'accordo con il calendario delle operazioni delle centrali esistenti e con i rinnovi delle licenze che siano richiesti da parte degli operatori tenuto in conto il parere del Consiglio per la Sicurezza Nucleare, con l'evoluzione della domanda, lo sviluppo delle nuove tecnologie, la sicurezza della fornitura elettrica, i costi di generazione nonché con le emissioni di gas a effetto serra.
- > Trasposizione obiettivi europei di efficienza, risparmio energetico e rinnovabili:
 - 20% del consumo lordo finale di energia coperto da fonti rinnovabili al 2020;
 - 20% di riduzione della domanda di energia al 2020 rispetto allo scenario inerziale.
- > Impianti di generazione fotovoltaici:
 - estensione del diritto a ricevere incentivi fino a 30 anni per gli impianti remunerati in base al Regio Decreto n. 661/2007;

- divieto di retroattività di eventuali modifiche ai tetti di ore con diritto a ricevere incentivi imposti dal Regio Decreto Legge n. 14/2010. Le modifiche interesserebbero solamente gli impianti iscritti nel registro de *pre-assignation* dopo l'entrata in vigore del RDL n. 14/2010.

Sicurezza nucleare

Il 16 marzo 2011, il Governo spagnolo, in linea con quanto discusso a livello europeo, ha sollecitato al Consiglio per la Sicurezza Nucleare (CSN) la revisione dei sistemi di sicurezza delle centrali nucleari spagnole. In concreto sono stati richiesti studi sismici complementari e studi sui rischi di inondazione.

Il 15 settembre 2011, il CSN ha inviato all'Unione Europea il report preliminare sulle prove di resistenza degli impianti nucleare. Tutte le centrali sono risultate conformi alle specifiche tecniche di sicurezza.

Responsabilità civile operatori centrali nucleari

Il 28 maggio 2011 è stata pubblicata la Legge n. 12/2011 che regola il nuovo regime di responsabilità civile per gli operatori di impianti nucleari. Secondo quanto stabilito dalla Legge, la responsabilità obbligatoria minima dell'operatore in caso di incidente è stata elevata fino a 1.200 milioni di euro (rispetto ai 700 milioni di euro che fissava la normativa precedente). Inoltre vengono estesi il concetto di "danno nucleare" per includere anche danni ambientali, misure di ripristino e lucro cessante ed il periodo in cui è possibile avanzare richieste di risarcimento per danni alle persone che passa da 10 a 30 anni.

Emission Trading

Nei primi nove mesi del 2011 le emissioni prodotte da Endesa sono state pari a circa 26,4 milioni di tonnellate 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 17,8 milioni di tonnellate.

Antitrust

Il 13 maggio 2011, *la Comisión Nacional de la Competencia* (CNC) ha comminato ad Endesa una sanzione di 26,6 milioni di euro per aver posto in essere condotte anticompetitive volte a ostacolare lo *switching* dei clienti finali e fissare i prezzi di vendita ai grandi consumatori. Nell'ambito dello stesso procedimento sono state sanzionate altre 4 società e l'associazione di settore UNESA.

Il 31 maggio 2011, Endesa ha impugnato il provvedimento sanzionatorio.

Il 15 settembre 2011, l'*Audencia Nacional* ha accolto la richiesta di sospensiva presentata da Endesa con il ricorso del 31 maggio 2011 contro il provvedimento sanzionatorio.

Argentina

Mecanismo de Monitoreo de Costos

Come previsto dall'*Acta de Acuerdo* tra il governo argentino e gli operatori elettrici, Edesur ha inviato al regolatore ENRE la sua richiesta semestrale per il riconoscimento degli aumenti del *Mecanismo de Monitoreo de Costos* (MMC – un indicatore dell'andamento dei prezzi introdotto dall'*Acta de Acuerdo* nel 2005), pari al 6,34% per il periodo compreso tra

novembre 2010 e aprile 2011. Risulta ancora pendente il riconoscimento del 50% degli incrementi di costo registrati sinora, il quale, tuttavia, è stato in parte recuperato attraverso il meccanismo PUREE (*Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica*). Le società di distribuzione, infatti, sono state autorizzate a trattenere la differenza tra penali ed incentivi di tale meccanismo, al fine di compensare i loro maggiori costi quando gli aumenti del MMC non sono trasferiti in tariffa.

Nelle prossime settimane è attesa una risoluzione del governo argentino che, da un lato, riconosca gli aumenti dell'MMC pendenti ad Edesur e, dall'altro, crei un fondo *ad hoc* per il finanziamento delle opere di distribuzione proposte dalla stessa impresa. Grazie al formale riconoscimento degli aumenti dell'MMC, la prossima revisione tariffaria terrà in considerazione gli effettivi costi dell'attività di distribuzione.

Mercato *wholesale*

Secondo quanto previsto dall'accordo sottoscritto a novembre 2010 con le società di generazione Endesa, Duke e Sadesa, il Governo ha approvato il progetto di ciclo combinato da 800 MW "*Vuelta de Obligado*". Le società Endesa, Duke e Sadesa hanno istituito la società VOSA (*Vuelta de Obligado Sociedad Anonima*) e, il 16 maggio 2011, hanno firmato l'accordo di fidejussione relativo a tale progetto. Infine, è recentemente stata avviata la procedura di gara per l'assegnazione della costruzione dell'impianto: intenderebbero partecipare a tale gara l'italiana Ansaldo, GE, Alstom e Siemens.

Brasile

Tariffe di distribuzione

Il 10 settembre 2010 il regolatore brasiliano ANEEL ha formalmente aperto la revisione delle tariffe di distribuzione (terzo ciclo tariffario), presentando una proposta sulla metodologia e sui parametri di riferimento quali il WACC, la RAB (*Regulatory Asset Base*), le perdite non tecniche ed il fattore di efficienza X.

Con Risoluzione n. 433/2011 del 12 aprile 2011 ANEEL ha stabilito che prima dell'adozione della nuova metodologia tariffaria saranno mantenute provvisoriamente costanti le tariffe attualmente in vigore per le società di distribuzione e saranno effettuati aggiustamenti retroattivi solo a valle dell'approvazione della nuova metodologia.

Il 26 aprile 2011 ANEEL ha presentato una seconda proposta di revisione delle tariffe, migliorativa rispetto ai suoi orientamenti iniziali principalmente in relazione a WACC, fattore di efficienza "X", costi operativi ed altre entrate.

Il processo di revisione tariffaria dovrebbe concludersi entro l'autunno del 2011.

La società Coelce sarà la prima società di distribuzione brasiliana ad essere sottoposta alla revisione per il periodo aprile 2011 – aprile 2015: a questo scopo si è già conclusa la procedura di revisione della RAB della società e ANEEL ha reso nota la sua decisione definitiva a fine settembre 2011, fornendo una valutazione netta degli *asset* superiore a quella inizialmente proposta. La revisione di Ampla è invece attesa per il periodo 2014-2019.

Interconnessione Argentina-Brasile CIEN

Il 5 aprile 2011 sono stati pubblicati in Brasile i decreti ministeriali n. 210/2011 e n. 211/2011 che equiparano la linea di interconnessione CIEN (gestita da Endesa) a una linea di interconnessione regolata con remunerazione annua di 248 milioni di real brasiliani con

meccanismi di adeguamento annuali in base all'inflazione brasiliana e revisione quadriennale. Tale remunerazione annua è stata poi aumentata a 265 milioni di real brasiliani con una decisione del regolatore brasiliano ANEEL del 28 giugno 2011.

Con la firma dei contratti con l'operatore del mercato brasiliano ONS, CIEN può cominciare a beneficiare di una remunerazione regolata equiparata al sistema di trasmissione brasiliano.

Luz para todos

L'8 luglio 2011 il governo brasiliano ha pubblicato il decreto n. 7520, che lancia un nuovo programma *Luz Para Todos* per il periodo 2011-2014. *Luz Para Todos* è il programma governativo finalizzato ad estendere la connessione al servizio elettrico per l'intera popolazione brasiliana. La società di distribuzione Coelce stima nei prossimi anni di dover provvedere a circa 15 mila nuove connessioni nell'area di Ceará.

Cile

CADE e sviluppo della rete di trasmissione

È stato recentemente istituito in Cile un temporaneo "Comitato di Valutazione per lo Sviluppo Energetico" (CADE), composto da esperti del settore elettrico. Tale comitato è incaricato di formulare proposte di riforma del settore elettrico cileno, che consentano di garantirne la sostenibilità nel lungo periodo, affrontando questioni quali gli alti prezzi di generazione, le possibili misure per aumentare la concorrenza nel mercato all'ingrosso, lo sviluppo delle reti di trasporto e la concorrenza nella vendita ai piccoli clienti finali. Il CADE si occuperà inoltre di promuovere lo sviluppo di una rete di trasmissione nazionale pubblica, a cui possano connettersi tutti gli impianti di generazione e tutte le reti di distribuzione presenti nel paese.

Normativa sulle emissioni delle centrali termoelettriche

La *Contraloría General de la República* ha approvato il decreto contenente le norme sulle emissioni delle centrali termoelettriche e che prevede, tra le principali novità rispetto alla versione inizialmente discussa in Parlamento, la rimozione della convergenza degli *standard* tra centrali esistenti e nuove entro il 2020, il riconoscimento degli impianti in costruzione come impianti esistenti e l'estensione del periodo di adeguamento agli obblighi per gli impianti esistenti.

Decreto de Racionamiento

Il 17 febbraio 2011 è stato pubblicato il decreto ministeriale n. 26 che fissa misure di tipo operativo per prevenire, ridurre e gestire gli *shortage* di energia nel Sistema Interconnesso Centrale (riduzione del voltaggio, mantenimento delle riserve idroelettriche, ecc.). A causa del mancato miglioramento delle condizioni idrologiche nel paese, tale decreto ministeriale, la cui fine era inizialmente prevista per il 31 agosto 2011, è stato esteso sino al 30 aprile 2012.

Revisione delle tariffe di subtrasmissione

È in corso il processo di revisione delle tariffe di subtrasmissione di Chilectra, che saranno in vigore per quattro anni con avvio retroattivo a partire da novembre 2010.

Il 21 febbraio, il 16 marzo e il 13 maggio 2011 il regolatore CNE ha pubblicato tre successive versioni del suo rapporto tecnico sulle proposte di tariffe di subtrasmissione. L'8 agosto 2011

il *panel* di esperti sul tema della subtrasmissione ha emesso il suo parere su tale rapporto. La definitiva pubblicazione del decreto sulle tariffe è attesa per dicembre 2011.

Fallimento della società di generazione Campanario

Il 13 settembre 2011 è stato formalmente dichiarato il fallimento della società di generazione Campanario, causato dall'impossibilità di generare o acquistare energia a prezzi competitivi con i suoi contratti di vendita. Poche settimane prima, il 26 agosto 2011, la *Superintendencia de Electricidad y Combustibles* aveva pubblicato la risoluzione n. 2288, volta a determinare misure transitorie per mitigare le conseguenze del fallimento sui consumatori finali, sospendendo la partecipazione di Campanario al mercato elettrico e incaricando le altre società di generazione di assicurare le forniture che questa non potrà garantire.

Colombia

Tariffa di commercializzazione per clienti regolati

Il 28 marzo 2011 il regolatore colombiano CREG ha presentato una proposta di revisione del fattore di produttività nell'ambito della revisione della tariffa di commercializzazione. In base a quanto proposto dalla CREG, tale fattore dovrebbe essere ridotto rispetto al valore attuale. Il processo dovrebbe concludersi entro il 2011.

Perdite di rete

Il 13 aprile 2011 lo stesso regolatore CREG ha pubblicato il modello definitivo per la quantificazione degli investimenti necessari a ridurre il livello delle perdite di rete per il livello di tensione I delle imprese di distribuzione che superino una soglia di perdite predefinita. La regolazione definitiva sarà pubblicata nei prossimi mesi. Tra le due società di distribuzione controllate da Endesa, solo Cundinamarca dovrà presentare alla CREG un piano di investimenti per la riduzione delle perdite.

Mercado organizado regulado

Il 19 agosto 2011 il regolatore colombiano CREG ha sottoposto a consultazione la risoluzione n. 090/2011, che contiene una nuova proposta per la creazione di un mercato centralizzato per l'acquisto dell'energia elettrica destinata alle forniture del mercato regolato (MOR - *Mercado organizado regulado*). Le novità principali contenute nella proposta del regolatore sono relative al meccanismo di garanzie per la partecipazione al MOR da parte dei fornitori di elettricità: in particolare, si propone di eliminare il criterio del rischio nel calcolo delle garanzie da presentare per la fornitura ai clienti regolati.

Perù

Aste per la fornitura ai clienti regolati

Il 20 marzo 2011 il Ministero delle Risorse Energetiche e Minerarie ha pubblicato il Decreto Supremo n. 008-2011, contenente alcune modifiche al precedente DS n. 003-2011: viene attribuita al regolatore OSINERGMIN la competenza di determinare le regole per lo svolgimento delle aste e viene eliminato il divieto per le società di distribuzione di convocare o partecipare ad aste quando la capacità delle aste indette da Proinversion (agenzia pubblica di promozione degli investimenti privati in Perù) non sia stata interamente coperta.

Remunerazione della trasmissione secondaria

Nell'ambito del processo di revisione della remunerazione della rete di trasmissione secondaria (parte della rete di distribuzione), il 1° settembre 2011, come previsto dalla Risoluzione n. 049/2011, Edelnor ha presentato il proprio Piano di Investimenti per il periodo maggio 2013 – aprile 2017. Tale piano sarà sottoposto alla revisione del regolatore OSINERGMIN prima della sua approvazione (prevista per agosto 2012). Il regolatore non sottoporrà a revisione i costi riconosciuti per la rete esistente, limitandosi ad analizzare solo i costi previsti per l'espansione della rete. Una volta approvato, il piano di investimenti sarà vincolante per Edelnor.

Regolamento del mercato *spot*

L'11 luglio 2011 è stato pubblicato il DS n. 027-2011-EM, che regola il mercato *spot* dell'elettricità (*Mercado de Corto Plazo* – MCP). Tale documento entrerà in vigore a partire dal 1° gennaio 2014, quando non sarà più in vigore il *Decreto de Urgencia* n. 049-2008 (recentemente prorogato con il DU n. 079-2010). Tale decreto specifica le regole per il funzionamento del MCP e per gli scambi di energia al prezzo marginale, nonché fissa i requisiti e le garanzie per la partecipazione all'MCP delle società di generazione, di distribuzione e dei grandi clienti.

Ley indigena

Il 23 agosto 2011 il Governo peruviano ha promulgato la legge n. 27.985, *Ley del Derecho de la Consulta Previa de los Pueblos Indigena u Originarios*. Tale legge sancisce il diritto delle popolazioni indigene ad essere consultate su misure, programmi e progetti che abbiano potenziali impatti sulla loro esistenza e cultura.

È stata recentemente istituita la *Comisión Multisectorial* che si incaricherà di elaborare il regolamento della *Ley indigena*, atteso per dicembre 2011.

Divisione Internazionale

Francia

Legge NOME

Il 7 dicembre 2010 è stata ufficialmente pubblicata la legge NOME (*Nouvelle Organization du Marché de l'Électricité*), che riprende le principali raccomandazioni della Commissione *Champsaur* (2009) e contiene elementi di riforma che consentiranno una crescente apertura alla concorrenza del mercato elettrico francese e il superamento delle tariffe TaRTAM.

Il meccanismo ARENH (acronimo di "*Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique*"), introdotto dalla legge NOME, prevede l'accesso per i fornitori alternativi a energia di base nucleare a prezzi regolati per un periodo di 15 anni, con volumi calcolati annualmente ed un tetto complessivo massimo di 100 TWh. Sono stati successivamente pubblicati i decreti attuativi del meccanismo ARENH e la bozza di accordo quadro tra EDF ed i singoli fornitori alternativi per la fornitura dei volumi ARENH. Come previsto il meccanismo ARENH è partito il 1° luglio 2011 ad un prezzo pari a 40 euro/MWh per il secondo semestre 2011 e 42 euro/MWh per il 2012.

La legge NOME prevede inoltre la creazione di un mercato della capacità: RTE ha pubblicato il 7 luglio 2011 una bozza di proposta per il funzionamento del mercato della capacità, in cui

tra l'altro si raccomanda un mercato decentralizzato e l'esclusione dalla remunerazione della capacità estera interconnessa.

Russia

Capacity market

A settembre 2011 si è svolta la gara per la consegna della capacità per l'anno 2012, i cui risultati sono attesi entro il 1° novembre. Le zone di mercato in cui verrà applicato il *price cap* sono 25 (su un totale di 27); per Enel OGK-5 il *price cap* è applicato solo alle offerte di Nevinnomiskaya ed è uguale a quello del 2011, pari a 118.125 rubli. Le unità aggiuntive a ciclo combinato a gas di Nevinnomiskaya e Sredneuralskaya (410 MW ciascuna) non competono sul mercato della capacità. Infatti i due nuovi impianti, il cui avvio commerciale è avvenuto il 1° luglio 2011 per Nevinnomiskaya, mentre è atteso per l'ultimo trimestre 2011 per Sredneuralskaya, vengono remunerati sulla base di specifici *Capacity Contracts* (DPM) che prevedono una remunerazione garantita (*capacity payment*) per 10 anni. A causa di un ritardo rispetto alla data prevista di entrata in esercizio, le due centrali non hanno messo a disposizione del sistema la capacità secondo i tempi stabiliti dal contratto e sono dunque soggette al pagamento di una penale. L'importo previsto per le penali è pari a 63 milioni di rubli per mese per Sredneuralskaya ed a 55 milioni di rubli per mese per Nevinnomiskaya. L'entità delle penali viene definita con decisione del *Market Council*.

Mercato wholesale

Un gruppo di lavoro formato da esperti del settore è stato incaricato dal Governo di preparare una proposta di riforma del mercato *wholesale*, coinvolgendo anche i principali attori di mercato (tra cui Enel OGK-5). Il nuovo modello proposto, che dovrebbe entrare in vigore non prima del 2013, prevede il passaggio da un mercato centralizzato ad un sistema di contratti bilaterali. A tendere il gruppo di lavoro ipotizza anche la scomparsa di meccanismi di remunerazione della capacità e l'introduzione di un mercato *energy-only* in grado di garantire comunque un'adeguata remunerazione degli *asset* di generazione e fornire incentivi per gli investimenti di modernizzazione.

Slovacchia

Nuova politica regolatoria per il periodo 2012-2016

A marzo 2011 il regolatore slovacco URSO ha emanato una nuova politica regolatoria per il periodo 2012-2016, che è stata approvata dal Ministero dell'Economia a maggio 2011. La nuova strategia introduce il quadro generale e gli obiettivi per il prossimo ciclo regolatorio. Le principali indicazioni stabilite dalla strategia regolatoria possono essere sintetizzate come segue:

- > durata quinquennale del periodo regolatorio;
- > inclusione dei principi del Terzo Pacchetto Europeo dell'Energia;
- > cambio nel ritiro dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili e da cogenerazione (organizzato dall'operatore di mercato OKTE);
- > enfasi sugli *standard* di qualità.

La legislazione secondaria derivante dalla nuova politica sarà emanata nella sua interezza entro la fine del 2011.

Emission Trading

Nei primi nove mesi del 2011, le emissioni prodotte da Slovenské elektrárne sono state pari a circa 2,26 Mton, a fronte di quote assegnate dal Piano Nazionale di Allocazione, calcolate su base *pro-rata temporis* che, per lo stesso periodo di competenza, sono pari a circa 4 Mton.

Ordinanza del Ministero dell'Ambiente in relazione alla tassazione sulla CO₂

In base all'approvazione dell'emendamento del decreto n. 595/2003 sulla tassazione dei profitti della fine di dicembre 2010, che introduceva la tassazione sulla CO₂ per gli anni 2011 e 2012, il Ministro dell'Ambiente, a valle di un processo di consultazione, ha emanato un decreto per il calcolo della riduzione dell'impatto dalla tassazione sulla CO₂ fissato a dicembre 2010.

Il decreto ministeriale, approvato il 14 giugno ed entrato in vigore dal 20 giugno 2011, definisce la formula per il calcolo della riduzione delle tasse da versare per il surplus di CO₂: tale valore è calcolato come differenza tra il valore annuale massimo di consumo di CO₂ dal 2007 al 2010 e il consumo registrato per gli anni 2011 e 2012. Il potenziale impatto derivante dalla tassazione sulla CO₂ per gli anni 2011 e 2012 sarà di circa 10,5 milioni di euro all'anno.

Decreto URSO n. 225/2011 che abroga il decreto URSO n. 2/2008

Il nuovo decreto, pubblicato il 20 luglio 2011, accoglie i principi espressi dalla nuova politica energetica per il periodo regolatorio 2012-2016 e stabilisce i criteri per la regolazione dei prezzi per i clienti domestici.

Il decreto stabilisce metodi e principi nelle seguenti aree:

- > Definizione di costi eleggibili, ritorni sugli investimenti, WACC, calcolo della RAB;
- > Supporto alle energie rinnovabili e definizione delle *Feed in Tariff*;
- > Supporto al carbone domestico (*ENO must-run*);
- > Definizione del calcolo della tariffa di trasmissione e di distribuzione;
- > Regolazione dell'attività vendita ai clienti domestici;
- > Regolazione del *Supplier of Last Resort*.

Nuove proposte di legge energetica e decreto regolatorio no. 276/2001

Il 16 agosto 2011 il Ministro dell'Economia ha proposto una nuova *Energy Law* e la modifica del *Regulatory Act* no. 276/2001. L'obiettivo principale delle due proposte è l'attuazione del Terzo Pacchetto Energia a livello nazionale. In breve, le principali novità:

- > *Energy Act*:
 - Introduzione o maggiori dettagli nella definizione di concetti come clienti vulnerabili e servizio universale;
 - Definizione di nuove competenze e attività del Ministero dell'Economia e del Regolatore URSO;
 - Installazione di contatori elettronici (previa analisi costi/benefici elaborata dal Ministero dell'Economia e dal Regolatore URSO);
 - Obbligo in capo ai venditori di pubblicare il *mix* dell'elettricità venduta;
 - *Unbundling* contabile.

> *Regulatory Act:*

- Periodo regolatorio di durata non inferiore ai quattro anni;
- Esclusione del Ministero dell'Economia dalla competenza nella definizione delle tariffe elettriche;
- Maggiore indipendenza del regolatore URSO;
- Nomina parlamentare di Presidente e vice Presidente di URSO per la durata di 6 anni.

La versione finale delle due proposte di decreto sarà pubblicata entro la fine dell'anno.

Proposta di modifica della legge *National Nuclear Fund* no. 238/2006

Il 2 settembre 2011 il Ministro dell'Economia ha proposto una modifica al decreto sul fondo nucleare nazionale no. 238/2006 che prevede l'aumento da 11.618 a 13.428,26 €/MW/anno per la capacità nucleare installata. L'impatto negativo per Slovenske Elektranre sarà di circa 4,3 milioni di euro per il 2012. La versione finale del decreto è prevista per ottobre 2011.

Romania

Riforma del mercato elettrico

Il progetto di riforma del mercato elettrico presentato dal Governo rumeno nell'aprile del 2009 che prevedeva la riorganizzazione del parco degli impianti di generazione in due "campioni nazionali" a controllo statale (Electra and Hidroenergetica), è stato bloccato dalla sentenza della Corte d'Appello di Bucarest del marzo 2011.

Il 12 ottobre 2011 il Governo ha approvato un nuovo progetto di riforma del settore della generazione che prevede la costituzione di due nuove società (Oltenia e Hunedoara) da privatizzarsi entro giugno 2012 al fine di aprire il mercato della generazione anche agli investitori privati.

Divisione Energie Rinnovabili

Italia

Recepimento della direttiva 28/2009/CE

In attuazione della direttiva n. 28/2009, il decreto legislativo n. 28 del 3 marzo 2011 ha definito nuovi strumenti di incentivazione per gli impianti che producono energia da fonti rinnovabili e che entreranno in esercizio a partire dal 1° gennaio 2013. In particolare, sulla base di quanto stabilito dal suddetto decreto e che dovrà essere specificato nei decreti attuativi da emanarsi entro sei mesi dalla sua entrata in vigore, gli impianti di potenza nominale fino ad un valore differenziato per fonte, non ancora definito ma comunque non inferiore a 5 MW, saranno incentivati tramite tariffe fisse. Gli incentivi saranno invece determinati tramite aste al ribasso gestite dal GSE per tutti gli impianti di potenza nominale superiore ai valori di cui sopra. Per quanto riguarda gli interventi di rifacimento totale o parziale degli impianti, l'incentivo è attribuito, per contingenti di potenza, fino ad un massimo pari rispettivamente al 25% e al 50% dell'incentivo spettante per le produzioni da impianti nuovi (per gli impianti alimentati a biomassa tali percentuali sono fissate in 80% e 90%), a condizione che l'impianto oggetto dell'intervento sia in esercizio da un periodo pari almeno ai due terzi della sua vita utile convenzionale.

Il decreto stabilisce, inoltre, un periodo di transizione dal meccanismo attuale dei Certificati Verdi (CV) al meccanismo di aste e tariffe. Tale periodo di transizione consiste nella riduzione delle percentuali d'obbligo dei CV a partire dal valore fissato dalla Finanziaria 2008 per l'anno 2012 fino all'annullamento nel 2015. I CV relativi alle produzioni 2011-2015 verranno ritirati dal GSE ad un prezzo pari al 78% del valore di riferimento di cui al comma 148 dell'articolo 2 della Finanziaria 2008 (pari a 180 euro/MWh al netto del prezzo medio di cessione dell'energia nell'anno precedente fissato dall'AEEG). Il diritto a fruire dei CV per gli anni successivi al 2015 è commutato nel diritto ad accedere, per il periodo residuo di incentivazione, alle tariffe fisse di cui sopra.

Infine, per quanto riguarda l'incentivazione degli impianti fotovoltaici, il decreto legislativo introduce importanti modifiche per le quali si rimanda al paragrafo seguente.

Conto Energia

In attuazione del decreto legislativo n. 28 del 3 marzo 2011, il Ministro dello Sviluppo Economico, con proprio decreto del 5 maggio 2011, ha approvato il nuovo regime di incentivazione per gli impianti fotovoltaici ("Quarto Conto Energia") valido per gli impianti che entrano in esercizio a partire dal 1° giugno 2011, fatta eccezione per gli impianti di cui alla Legge n. 129/2010 ("Salva Alcoa"). L'obiettivo di sviluppo del fotovoltaico è stabilito in 23 GW al 2016, con un limite di spesa pari a 6 miliardi di euro l'anno al superamento del quale un nuovo decreto rivedrà le modalità di incentivazione favorendo comunque l'ulteriore sviluppo del settore.

Il decreto ministeriale del 5 maggio 2011 definisce, inoltre:

- > un periodo transitorio, dal 1° giugno 2011 al 31 dicembre 2012, durante il quale gli impianti "grandi" (sono tali in base alla definizione dal decreto gli impianti a terra di taglia compresa tra 200 kW e 1 MW e tutti gli impianti di taglia superiore ad 1 MW) accedono alle tariffe incentivanti fino ad un limite di spesa di incentivazione definita su base semestrale; gli impianti piccoli (tutti quelli diversi dai "grandi" e tutti gli impianti realizzati su edifici ed aree delle Amministrazioni Pubbliche) accedono agli incentivi senza limiti di spesa;
- > un periodo a regime, dal 2013 al 2016, durante il quale viene applicato un meccanismo di aggiustamento delle tariffe incentivanti in base alla potenza installata nel periodo di monitoraggio precedente.

Infine, il decreto riduce sensibilmente il livello degli incentivi (tariffa a premio per il 2011-2012 e tariffa onnicomprensiva per il 2013-2016) al fine di allinearli gradualmente ai livelli europei, con un riduzione, rispetto a quanto precedentemente stabilito dal Terzo Conto Energia, tra il 22% ed il 31% per il 2011 e tra il 23% ed il 44% per il 2012.

L'8 luglio 2011 Enel Distribuzione ha impugnato dinanzi al TAR Lazio il decreto nella misura in cui conferma la disciplina in materia di indennizzi automatici stabilita dalla Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas con la delibera ARG/elt n. 225/10, già impugnata dinanzi al TAR Lombardia.

Efficienza Energetica

Con sentenza del 21 luglio 2011, il CdS ha accolto l'appello di Enel.sì avverso il mancato riconoscimento da parte dell'AEEG, confermato con la delibera EEN 11/10, dei risparmi energetici ottenuti attraverso la distribuzione gratuita di lampade fluorescenti compatte (LFC) a clienti domestici, relativi al 2007 e al primo semestre del 2008.

Brasile

Aste per fonti rinnovabili e convenzionali

Il 1° aprile 2011 con la *Portaria* n. 197/2011 il Ministero delle Risorse Energetiche e Minerarie ha approvato le regole per un'asta di energia di riserva e standard A-3. Si definiranno contratti per disponibilità di energia di 30 anni per gli impianti idroelettrici e di 20 anni per le altre tecnologie (eolica, biomassa e termoelettrica).

Colombia

Remunerazione della capacità per gli impianti eolici

Il 26 luglio 2011 il regolatore colombiano CREG ha sottoposto a consultazione la Risoluzione n. 92/11, che propone la metodologia per l'assegnazione di *Energía Firme* (ENFICC) agli impianti eolici, distinguendo tra i casi in cui si dispone di informazione sulla eolicità storica maggiore o minore di 10 anni. Si tratta della prima volta che il regolatore introduce una esplicita alternativa al calcolo della *Energía Firme* per le fonti rinnovabili.

Francia

Nuove tariffe per la remunerazione degli impianti fotovoltaici

Il Ministero dell'Ambiente ha pubblicato un decreto il 4 marzo 2011 che disciplina le nuove tariffe incentivanti per gli impianti fotovoltaici che entreranno in esercizio a partire dal 10 marzo 2011. I valori tariffari di base si differenziano in:

- > impianti residenziali integrati (460 euro/MWh) e parzialmente integrati (288 euro/MWh) inferiori a 100 kW;
- > impianti su edifici nel settore della sanità e dell'insegnamento integrati (406 euro/MWh) e parzialmente integrati (288 euro/MWh) inferiori a 100 kW;
- > altri impianti su edifici integrati (352 euro/MWh) e parzialmente integrati (288 euro/MWh) inferiori a 100 kW;
- > altre tipologie di impianti inferiori a 12 MW (120 euro/MWh).

Inoltre, le tariffe sono aggiornate trimestralmente a ribasso secondo i seguenti parametri:

- > un coefficiente sulla base della concentrazione di impianti in una medesima particella catastale, o su medesimo edificio;
- > un coefficiente in funzione del numero di progetti depositati nel trimestre precedente.

Il 1° luglio 2011 sono stati pubblicati i valori tariffari di base per il trimestre luglio-settembre 2011:

- > impianti residenziali integrati e parzialmente integrati (425 euro/MWh - 261 euro/MWh) inferiori a 100kW;
- > impianti su edifici nel settore della sanità e dell'insegnamento integrati e parzialmente integrati (367 euro/MWh – 261 euro/MWh) inferiori a 100kW;
- > altri impianti su edifici integrati e parzialmente integrati (318 euro/MWh – 261 euro/MWh) inferiori a 100kW;
- > altre tipologie di impianti (117 euro/MWh) inferiori a 12 MW.

Inoltre il Governo francese ha lanciato le prime aste nel settore del fotovoltaico. La prima asta è stata pubblicata il 1° agosto 2011 con scadenza prevista per il 20 gennaio 2012,

riguardante esclusivamente gli impianti fotovoltaici su edificio con potenza compresa tra 100 kW e 250 kW. La seconda asta, invece riguarda gli impianti con potenza superiore a 250 kW ed è stata lanciata il 15 settembre 2011 con scadenza prevista per febbraio 2012.

Grecia

Provvedimenti normativi di supporto a energie rinnovabili

Il Ministero dell'Energia e dell'Ambiente e il Ministero dell'Economia hanno concordato a marzo 2011 l'approvazione per il trasferimento a favore dell'Operatore di trasmissione del 95% dei ricavi che deriveranno dalla vendita di 10 Mton di allocazioni di CO₂ non utilizzate nel periodo 2008-2012. I ricavi verranno utilizzati per la copertura dei costi delle tariffe di incentivazione per le fonti rinnovabili da parte del TSO (*Transmission System Operator*).

Messico

Legge di supporto a energie rinnovabili

Il Ministero dell'Energia (SENER) ha annunciato il 4 febbraio 2011 la riduzione del *target*, previsto per il 2012, pari a 300 MW (da 2.564 MW a 2.264 MW).

Nonostante la riduzione del *target*, il 1° marzo 2011 il Presidente messicano ha emanato un documento riguardante il piano strategico nazionale sull'energia per il periodo 2011-2025 nel quale si prevede che la quota di partecipazione al fabbisogno nazionale delle energie rinnovabili sia pari al 35%. La bozza si trova all'esame del Senato ai fini dell'approvazione finale.

In parallelo, il 2 marzo 2011 è stato approvato dal Parlamento la modifica di legge sulle rinnovabili che prevede l'estensione dei meccanismi incentivanti per gli impianti idroelettrici con potenza maggiore a 30 MW con bacino inferiore a 50.000 m³ o con dighe esistenti con una superficie inferiore ad 1 ettaro.

L'Autorità per l'Energia messicana (CRE) ha pubblicato l'8 agosto 2011 la convocazione per la partecipazione alle procedure di "*Open Season*" finalizzate all'assegnazione di capacità di trasporto per impianti eolici (negli stati federali di Oaxaca, Tamaulipas e Baja California) e idroelettrici (nello stato federale di Puebla).

Romania

Legge di supporto alle energie rinnovabili

Il 3 giugno 2011 il Governo rumeno ha inviato formalmente il file di notifica alla Direzione Generale (DG) della concorrenza ai fini dell'approvazione della legge di supporto alle energie rinnovabili, la quale è stata infine approvata formalmente dalla Commissione Europea il 13 luglio 2011.

Il 12 ottobre il Governo rumeno ha approvato la legge di supporto alle rinnovabili n. 220/2008.

Spagna

Remunerazione impianti fotovoltaici

Il 20 luglio 2011 il Governo ha pubblicato l'esito della seconda *convocatoria* del 2011. In funzione della potenza registrata le tariffe per trimestre per gli impianti che si registreranno nella terza *convocatoria* del 2011 sono state ricalcolate e fissate come segue: per le installazioni integrate, 281,3 euro/MWh per impianti di taglia inferiore o uguale a 20 kW e 198,4 euro/MWh per quelli maggiori a 20 kW; per le installazioni di terra, 130,3 euro/MWh. Il Ministero dell'Industria, del Turismo e del Commercio ha pubblicato la consultazione del nuovo Piano di Energia Nazionale nel quale è stata introdotta una revisione del *target* di energia da fonte rinnovabile previsto per il 2020 nel Piano di Azione Nazionale delle rinnovabili.

Perù

Aste per le fonti rinnovabili

Il 23 marzo 2011 il Ministero delle Risorse Energetiche e Minerarie ha pubblicato il Decreto Supremo DS n. 012-2011, che modifica le regole delle aste per le fonti rinnovabili al fine di migliorarne il funzionamento alla luce dei risultati del 2010. Sulla base di quanto disposto in tale decreto, il 28 aprile 2011 è stata avviata una nuova asta per l'assegnazione di quasi 2.000 GWh di produzione rinnovabile.

Generazione distribuita e rinnovabile

Il 6 luglio 2011 il Ministero delle Risorse Energetiche e Minerarie ha pubblicato una bozza di regolamento sulla generazione distribuita con fonti rinnovabili e non rinnovabili fino a un limite di 20 MW.

Inoltre, il 21 luglio 2011 è stato prorogato fino al 2020 il beneficio tributario (in termini di ammortamento accelerato) per gli impianti idroelettrici e rinnovabili, introdotto inizialmente dal D.L. n. 1058 del 2008.

USA

Legge di supporto a energie rinnovabili

La Commissione delle *Utility* Pubbliche della California (CPUC) ha votato il 13 gennaio 2011 per l'autorizzazione al *trading* dei certificati che attestano la produzione di energia da fonti rinnovabili (TREC) al fine di raggiungere l'obiettivo del 33% al 2020. Entro il 31 dicembre 2013, le *utilities* potranno utilizzare i certificati scambiati per soddisfare fino al 25% del loro obbligo. Il 12 aprile 2011 il governatore della California ha approvato un decreto per l'obbligo in capo a tutte le *utilities* di rispettare il *target* del 33% di energia finale prodotta da fonti rinnovabili entro il 2020.

Prevedibile evoluzione della gestione

I primi nove mesi del 2011 hanno confermato una crescita piuttosto sostenuta della domanda di energia elettrica nei paesi latino americani, Europa dell'est e Russia a cui si contrappone un contesto macroeconomico europeo caratterizzato da incertezza dei mercati finanziari e dall'indebolimento delle economie che, nell'euro zona, si prevede rallentino il percorso di crescita originariamente previsto.

In tale contesto, la dimensione di scala e la diversificazione geografica di Enel continueranno ad essere fattori determinanti al supporto del perseguimento degli obiettivi strategici del Gruppo.

Enel continuerà a beneficiare del contributo di ulteriori margini grazie all'entrata in esercizio di nuova capacità di generazione in Russia, nella penisola iberica e nelle rinnovabili, nonché al contributo dei programmi di efficientamento e miglioramento dei flussi di cassa operativi. Tutto ciò, unitamente a tutti gli altri programmi avviati per il miglioramento della gestione operativa, consente di confermare i risultati attesi per il 2011, al netto degli effetti fiscali derivanti dall'applicazione delle modifiche intervenute nella disciplina della cosiddetta Robin Hood Tax in Italia.



Situazione contabile consolidata

Conto economico consolidato sintetico

3° trimestre		Milioni di euro				Primi nove mesi			
2011	2010	Variazioni			2011	2010	Variazioni		
19.105	18.170	935	5,1%	Totale ricavi	57.496	52.972	4.524	8,5%	
14.851	13.864	987	7,1%	Totale costi	44.431	39.880	4.551	11,4%	
101	81	20	24,7%	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	219	173	46	26,6%	
4.355	4.387	(32)	-0,7%	MARGINE OPERATIVO LORDO	13.284	13.265	19	0,1%	
1.413	1.541	(128)	-8,3%	Ammortamenti e perdite di valore	4.270	4.336	(66)	-1,5%	
2.942	2.846	96	3,4%	RISULTATO OPERATIVO	9.014	8.929	85	1,0%	
(9)	(528)	519	-98,3%	Proventi finanziari	1.756	1.913	(157)	-8,2%	
919	346	573	165,6%	Oneri finanziari	4.094	4.553	(459)	-10,1%	
(928)	(874)	(54)	6,2%	Totale proventi/(oneri) finanziari	(2.338)	(2.640)	302	-11,4%	
15	7	8	-	Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	78	6	72	-	
2.029	1.979	50	2,5%	RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	6.754	6.295	459	7,3%	
744	626	118	18,8%	Imposte	2.280	1.889	391	20,7%	
1.285	1.353	(68)	-5,0%	Risultato delle <i>continuing operations</i>	4.474	4.406	68	1,5%	
-	-	-	-	- Risultato delle <i>discontinued operations</i>	-	-	-	-	
1.285	1.353	(68)	-5,0%	RISULTATO NETTO DEL PERIODO (Gruppo e terzi)	4.474	4.406	68	1,5%	
940	1.024	(84)	-8,2%	Quota di pertinenza del Gruppo	3.492	3.449	43	1,2%	
345	329	16	4,9%	Quota di pertinenza di terzi	982	957	25	2,6%	
				Risultato netto del Gruppo per azione (euro) ⁽¹⁾	0,37	0,37	-	-	

(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	Primi nove mesi	
	2011	2010
Utile del periodo (Gruppo e terzi)	4.474	4.406
Altre componenti di conto economico complessivo:		
- Quota efficace delle variazioni di <i>fair value</i> della copertura di flussi finanziari	(139)	(282)
- Quota di risultato rilevata a Patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto	(4)	3
- Variazione di <i>fair value</i> degli investimenti finanziari disponibili per la vendita	26	186
- Differenze di cambio	(1.624)	1.849
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	(1.741)	1.756
UTILE COMPLESSIVO RILEVATO NEL PERIODO	2.733	6.162
Quota di pertinenza del Gruppo	2.723	4.119
Quota di pertinenza di terzi	10	2.043

Situazione patrimoniale consolidata sintetica

Milioni di euro

	al 30.09.2011	al 31.12.2010	Variazione
		<i>restated</i>	
ATTIVITÀ			
Attività non correnti			
- Attività materiali e immateriali	99.117	99.504	(387)
- Avviamento	18.490	18.470	20
- Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.024	1.033	(9)
- Altre attività non correnti ⁽¹⁾	12.841	11.780	1.061
Totale	131.472	130.787	685
Attività correnti			
- Rimanenze	3.370	2.803	567
- Crediti commerciali	13.923	12.505	1.418
- Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	4.335	5.164	(829)
- Altre attività correnti ⁽²⁾	15.138	15.685	(547)
Totale	36.766	36.157	609
Attività possedute per la vendita	615	1.618	(1.003)
TOTALE ATTIVITÀ	168.853	168.562	291
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ			
- Patrimonio netto di Gruppo	38.077	37.989	88
- Patrimonio netto di terzi	15.243	15.877	(634)
Totale patrimonio netto	53.320	53.866	(546)
Passività non correnti			
- Finanziamenti a lungo termine	45.374	52.440	(7.066)
- Fondi diversi e passività per imposte differite	22.518	23.431	(913)
- Altre passività non correnti	3.743	3.835	(92)
Totale	71.635	79.706	(8.071)
Passività correnti			
- Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	18.406	11.208	7.198
- Debiti commerciali	10.923	12.373	(1.450)
- Altre passività correnti	14.451	10.411	4.040
Totale	43.780	33.992	9.788
Passività possedute per la vendita	118	998	(880)
TOTALE PASSIVITÀ	115.533	114.696	837
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	168.853	168.562	291

(1) Di cui crediti finanziari a lungo termine e titoli diversi al 30 settembre 2011 rispettivamente pari a 2.810 milioni di euro (2.463 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e 79 milioni di euro (104 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

(2) Di cui quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine, crediti finanziari a breve termine e titoli diversi al 30 settembre 2011 rispettivamente pari a 7.061 milioni di euro (9.290 milioni di euro al 31 dicembre 2010), 1.686 milioni di euro (1.608 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e 42 milioni di euro (95 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Prospetto delle variazioni del Patrimonio netto consolidato

Capitale sociale e riserve del Gruppo

Milioni di euro	Capitale sociale	Riserva da sovrapp. azioni	Riserva legale	Altre riserve	Utili indivisi	Riserva conversione bilanci in valuta estera	Riserve da valutazione strumenti finanziari	Riserva per cessioni quote azionarie senza perdita di controllo	Riserva da partec. valutate con metodo patr. netto	Risultato netto dell'esercizio	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di terzi	Totale Patrimonio netto
al 1° gennaio 2010	9.403	5.292	1.453	2.260	11.409	(621)	(582)	-	8	4.646	33.268	12.665	45.933
Onere del periodo per piani <i>stock option</i>	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	1	-	1
Distribuzione dividendi e acconti	-	-	-	-	(1.410)	-	-	-	-	(940)	(2.350)	(567)	(2.917)
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	-	-	428	-	4.218	-	-	-	-	(4.646)	-	-	-
Variazione perimetro di consolidamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(212)	(212)
Effetto PPA SE Hydropower	-	-	-	-	128	-	-	-	-	-	128	193	321
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	-	755	(88)	-	3	3.449	4.119	2.043	6.162
<i>di cui:</i>													
- <i>Utile/(perdita) rilevato direttamente a p.n.</i>	-	-	-	-	-	755	(88)	-	3	-	670	1.086	1.756
- <i>Utile del periodo</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.449	3.449	957	4.406
al 30 settembre 2010 restated	9.403	5.292	1.881	2.261	14.345	134	(670)	-	11	2.509	35.166	14.122	49.288
al 1° gennaio 2011	9.403	5.292	1.881	2.262	14.217	456	80	796	24	3.450	37.861	15.684	53.545
Effetto PPA SE Hydropower	-	-	-	-	128	-	-	-	-	-	128	193	321
Al 1° gennaio 2011 restated	9.403	5.292	1.881	2.262	14.345	456	80	796	24	3.450	37.989	15.877	53.866
Distribuzione dividendi e acconti	-	-	-	-	(1.695)	-	-	-	-	(940)	(2.635)	(583)	(3.218)
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	-	-	-	-	3.450	-	-	-	-	(3.450)	-	-	-
Variazione area di consolidamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(61)	(61)
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	-	(729)	(36)	-	(4)	3.492	2.723	10	2.733
<i>di cui:</i>													
- <i>Utile/(perdita) rilevato direttamente a p.n.</i>	-	-	-	-	-	(729)	(36)	-	(4)	-	(769)	(972)	(1.741)
- <i>Utile del periodo</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.492	3.492	982	4.474
al 30 settembre 2011	9.403	5.292	1.881	2.262	16.100	(273)	44	796	20	2.552	38.077	15.243	53.320

Rendiconto finanziario consolidato sintetico

Milioni di euro

Primi nove mesi

	2011	2010	Variazione
Cash flow da attività operativa (A)	4.753	5.121	(368)
Investimenti in attività materiali e immateriali	(4.757)	(4.078)	(679)
Investimenti in imprese (o rami di) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	(52)	(150)	98
Dismissione di imprese (o rami di) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	104	1.439	(1.335)
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento	58	(85)	143
Cash flow da attività di (investimento)/disinvestimento (B)	(4.647)	(2.874)	(1.773)
Variazione dei debiti finanziari netti	1.582	(1.073)	2.655
Oneri accessori alla cessione di quote azionarie senza perdita di controllo	(34)	-	(34)
Dividendi pagati e acconti	(2.496)	(2.019)	(477)
Cash flow da attività di finanziamento (C)	(948)	(3.092)	2.144
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)	(123)	173	(296)
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)	(965)	(672)	(293)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo	5.342	4.289	1.053
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo ^{(1) (2)}	4.377	3.617	760

(1) Di cui titoli a breve 42 milioni di euro al 30 settembre 2011 (92 milioni di euro al 30 settembre 2010).

(2) Di cui disponibilità liquide delle Attività possedute per la vendita pari a 123 milioni di euro al 30 settembre 2010.

Gestione economica, patrimoniale e finanziaria

Analisi della gestione economica del Gruppo

Ricavi

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
2011	2010	Variazione		2011	2010	Variazione
17.340	16.243	1.097	Vendita e trasporto energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	50.307	46.815	3.492
538	730	(192)	Vendita e trasporto di gas naturale ai clienti finali	2.486	2.649	(163)
20	5	15	Plusvalenze da cessione attività	77	12	65
-	-	-	Misurazione a <i>fair value</i> a seguito di modifiche nel controllo	358	-	358
1.207	1.192	15	Altri servizi, vendite e proventi diversi	4.268	3.496	772
19.105	18.170	935	Totale	57.496	52.972	4.524

Nel terzo trimestre 2011 i ricavi da **vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio e organismi assimilati** ammontano a 17.340 milioni di euro, in crescita di 1.097 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (+6,8%). Tale aumento è da collegare principalmente ai seguenti fattori:

- > incremento dei ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali per 593 milioni di euro;
- > aumento di ricavi per attività di *trading* di energia elettrica per 564 milioni di euro;
- > decremento dei ricavi per vendita di energia all'ingrosso per 57 milioni di euro, prevalentemente connessi ai minori ricavi per vendite all'ingrosso sui mercati esteri per 292 milioni di euro, parzialmente compensati dalla crescita dei ricavi di vendita sulla Borsa dell'energia elettrica e alle maggiori vendite riferibili sostanzialmente a contratti bilaterali stipulati dalle società di generazione per 235 milioni di euro.

Nei primi nove mesi del 2011 i ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio e organismi assimilati si attestano a 50.307 milioni di euro, in aumento di 3.492 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (+7,5%). Tale incremento è da attribuire essenzialmente ai seguenti fenomeni:

- > incremento dei ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali per 1.518 milioni di euro principalmente correlato ai maggiori ricavi conseguiti sul mercato libero (pari a 1.949 milioni di euro), parzialmente compensati dai minori ricavi conseguiti sul mercato regolato (pari a 431 milioni di euro);
- > aumento di ricavi per attività di *trading* di energia elettrica per 1.413 milioni di euro;
- > crescita dei ricavi per vendita di energia all'ingrosso per 621 milioni di euro, prevalentemente connesso alla crescita dei ricavi di vendita sulla Borsa dell'energia elettrica e alle maggiori vendite riferibili sostanzialmente a contratti bilaterali stipulati dalle società di generazione;
- > decremento dei ricavi da trasporto di energia elettrica per 60 milioni di euro, riferibile essenzialmente ai minori proventi derivanti dal trasporto di energia ad altri operatori

(174 milioni di euro) che hanno più che compensato i maggiori ricavi relativi al trasporto di energia ai clienti finali (114 milioni di euro).

I ricavi per **vendita e trasporto di gas ai clienti finali** nel terzo trimestre 2011 sono pari a 538 milioni di euro con un decremento di 192 milioni di euro (-26,3%) rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. Tale diminuzione risente dei minori consumi a uso residenziale e commerciale. Nei primi nove mesi del 2011 i ricavi per vendita e trasporto di gas sono pari a 2.486 milioni di euro, in diminuzione di 163 milioni di euro (-6,2%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, per effetto essenzialmente del decremento dei volumi venduti a seguito dell'effetto di condizioni climatiche più miti che ha più che compensato l'incremento registrato nei prezzi medi di vendita.

Le **plusvalenze da cessione di attività** nei primi nove mesi del 2011 accolgono principalmente il provento derivante dalla cessione a Gas Natural di parte degli *asset* di Enel Union Fenosa Renovables (44 milioni di euro), le plusvalenze derivanti dalle cessioni di CAM e Synapsis (15 milioni di euro) e la plusvalenza realizzata dalla cessione delle società Enel Maritza East 3, Enel Operations Bulgaria e delle relative *holding* di controllo (12 milioni di euro).

I **proventi da misurazione a fair value a seguito di modifiche nel controllo** ammontano a 358 milioni di euro nei primi nove mesi del 2011 (non presenti nell'analogo periodo del 2010). Tali proventi sono riferiti all'adeguamento (effettuato nel primo semestre 2011) al loro valore corrente delle attività e delle passività di pertinenza del Gruppo (i) residue dopo la perdita del controllo di Hydro Dolomiti Enel avvenuta a seguito della modifica dell'assetto di *governance* (237 milioni di euro); (ii) già possedute da Enel antecedentemente all'acquisizione del pieno controllo di Enel Union Fenosa Renovables (76 milioni di euro), Sociedad Eolica de Andalucía (23 milioni di euro) e TP – Termica Portuguesa (22 milioni di euro).

I ricavi per **altri servizi, vendite e proventi diversi** si attestano nel terzo trimestre 2011 a 1.207 milioni di euro e non presentano variazioni di rilievo rispetto al valore registrato nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

Nei primi nove mesi del 2011 i ricavi per altri servizi, vendite e proventi diversi sono pari a 4.268 milioni di euro ed evidenziano una crescita di 772 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2010.

Tale variazione è da collegare essenzialmente all'incremento delle vendite di combustibili per *trading*, comprensive del servizio di *shipping* (pari a 344 milioni di euro), all'aumento dei contributi di allacciamento (pari a 155 milioni di euro), ai maggiori ricavi per attività di ingegneria nella penisola iberica (115 milioni di euro), nonché al contributo relativo alla sezione 4 della centrale di Torrevaldaliga Nord, riconosciuta come "nuovo entrante" nel sistema dell'*emission trading*.

Costi

3° trimestre			Millioni di euro	Primi nove mesi		
2011	2010	Variazione		2011	2010	Variazione
7.178	6.231	947	Acquisto di energia elettrica	20.869	17.916	2.953
2.242	1.991	251	Consumi di combustibile per generazione di energia elettrica	5.940	5.091	849
605	670	(65)	Combustibili per <i>trading</i> e gas per vendite ai clienti finali	2.424	2.170	254
315	497	(182)	Materiali	973	1.233	(260)
1.122	1.098	24	Costo del personale	3.298	3.352	(54)
3.535	3.319	216	Servizi e godimento beni di terzi	10.469	9.851	618
293	469	(176)	Altri costi operativi	1.623	1.470	153
(439)	(411)	(28)	Costi capitalizzati	(1.165)	(1.203)	38
14.851	13.864	987	Totale	44.431	39.880	4.551

I costi per **acquisto di energia elettrica** si incrementano nel terzo trimestre 2011 di 947 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio 2010 (+15,2%), mentre nei primi nove mesi del 2011 sono in aumento di 2.953 milioni di euro (+16,5%).

L'andamento, in entrambi i periodi a commento, riflette principalmente i maggiori costi medi unitari di acquisto di energia elettrica sostenuti sui mercati nazionali ed esteri a cui si aggiunge l'effetto delle maggiori quantità di energia acquisite in America Latina a seguito della riduzione della generazione da fonte idroelettrica dovute alla particolare siccità rilevata nell'area cilena. Tali effetti positivi sono parzialmente compensati dalla contrazione degli acquisti effettuati sulla Borsa dell'energia elettrica in Italia.

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** nel terzo trimestre 2011 sono pari a 2.242 milioni di euro in aumento di 251 milioni di euro (+12,6%) rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente, mentre nei primi nove mesi del 2011 sono pari a 5.940 milioni di euro in crescita di 849 milioni di euro (+16,7%). Tali variazioni positive risentono delle maggiori quantità utilizzate dalle società di generazione, essenzialmente all'estero, in conseguenza dell'incremento della domanda e della produzione, nonché della crescita dei prezzi medi di approvvigionamento.

I costi per l'acquisto di **combustibili per trading e gas naturale per vendite ai clienti finali** si attestano a 605 milioni di euro su base trimestrale presentando un decremento di 65 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2010. Nei primi nove mesi del 2011 sono pari a 2.424 milioni di euro in aumento di 254 milioni di euro (+11,7%) rispetto ai valori dei corrispondenti periodi dell'esercizio 2010. Tale incremento è riferibile sostanzialmente ai maggiori costi per l'attività di *trading*, dovuti in parte all'aumento del prezzo del gas, correlato al *trend* delle quotazioni dei prodotti petroliferi; l'incremento dei prezzi medi di acquisto ha anche inciso sugli acquisti di gas naturale destinato alle vendite ai clienti finali, che ha altresì beneficiato di condizioni climatiche più miti rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

I costi per **materiali**, pari a 315 milioni di euro nel terzo trimestre 2011 sono in calo di 182 milioni di euro (-36,6%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, mentre nei primi nove mesi del 2011 ammontano a 973 milioni di euro, in diminuzione di 260 milioni di euro (-21,1%), con un andamento riferibile principalmente alla Divisione Iberia ed America Latina.

Il **costo del personale** nel terzo trimestre 2011 è pari a 1.122 milioni di euro in crescita di 24 milioni di euro, mentre nei primi nove mesi del 2011 il costo è pari a 3.298 milioni di euro in diminuzione di 54 milioni di euro (-1,6%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente e a fronte di una contrazione dell'organico medio pari al 4,5%.

Il personale del Gruppo Enel al 30 settembre 2011 è pari a 76.224 dipendenti (78.313 al 31 dicembre 2010).

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** nel terzo trimestre 2011 ammontano a 3.535 milioni di euro, in crescita di 216 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio 2010, mentre nei primi nove mesi del 2011 sono pari a 10.469 milioni di euro, in aumento di 618 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2010. Tale andamento è sostanzialmente correlato ai maggiori vettori passivi di energia elettrica (83 milioni di euro nel terzo trimestre e 219 milioni di euro nei primi nove mesi del 2011) conseguenti all'aumento degli oneri di sistema e ai maggiori costi per servizi connessi ai sistemi elettrici dei paesi in cui il Gruppo opera (99 milioni di euro nel terzo trimestre e 286 milioni di euro nei primi nove mesi).

Gli **altri costi operativi** nel terzo trimestre 2011 ammontano a 293 milioni di euro in diminuzione di 176 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, mentre nei primi nove mesi del 2011 ammontano a 1.623 milioni di euro con un incremento di 153 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2010. La diminuzione registrata nel terzo trimestre è principalmente correlata ai minori oneri diversi di gestione, mentre l'incremento registrato nei primi nove mesi del 2011 è riferibile essenzialmente all'effetto combinato della riduzione degli oneri diversi di gestione (181 milioni di euro) e dell'aumento delle imposte e tasse (327 milioni di euro). Tale ultima variazione è connessa sostanzialmente all'inclusione in tale voce di talune imposte indirette in Brasile e alla rilevazione dell'imposta patrimoniale (109 milioni di euro) registrata in Colombia a seguito della riforma tributaria entrata in vigore nel paese latinoamericano con la Legge n. 1430/2010.

Nel terzo trimestre 2011 i **costi capitalizzati** ammontano a 439 milioni di euro (1.165 milioni di euro nei primi nove mesi del 2011) e non presentano variazioni significative rispetto ai corrispondenti periodi dell'esercizio precedente.

I **proventi/(oneri) netti da gestione rischio commodity** sono positivi per 101 milioni di euro nel terzo trimestre 2011 (positivi per 81 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) e positivi per 219 milioni di euro nei primi nove mesi del 2011 (positivi per 173 milioni di euro nei primi nove mesi del 2010). In particolare, i proventi netti relativi al terzo trimestre 2011 sono sostanzialmente riconducibili ai proventi netti realizzati nel periodo per 165 milioni di euro (270 milioni di euro nei primi nove mesi del 2011), ed agli

oneri netti da valutazione al *fair value* dei contratti derivati in essere alla fine del periodo per 64 milioni di euro (51 milioni di euro nei primi nove mesi del 2011).

Gli **ammortamenti e perdite di valore** nel terzo trimestre 2011 sono pari a 1.413 milioni di euro, in diminuzione di 128 milioni di euro, mentre nei primi nove mesi del 2011 sono pari a 4.270 milioni di euro con un decremento di 66 milioni di euro. Il decremento del terzo trimestre 2011 è riferibile a minori adeguamenti netti sul valore di taluni crediti commerciali per 50 milioni di euro e a minori ammortamenti e perdite di valore per 78 milioni di euro. La riduzione rilevata nei primi nove mesi include l'effetto (pari a 46 milioni di euro) della revisione della vita utile degli impianti di Compañía de Interconexión Energética (CIEN), società operante nell'interconnessione elettrica tra Brasile e Argentina, oltre all'effetto della variazione di perimetro di consolidamento (sostanzialmente riferibile alla cessione della rete di alta tensione spagnola) per 41 milioni di euro. Tale decremento è parzialmente compensato dai maggiori ammortamenti conseguenti all'aumento della capacità installata degli impianti rinnovabili.

Il **risultato operativo** del terzo trimestre 2011 si attesta a 2.942 milioni di euro, con un incremento di 96 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio (+3,4%) e nei primi nove mesi del 2011 ammonta a 9.014 milioni di euro, in aumento di 85 milioni di euro (+1,0%).

Gli **oneri finanziari netti** sono in aumento nel terzo trimestre 2011 di 54 milioni di euro e si decrementano nei primi nove mesi di 302 milioni di euro. In particolare, l'andamento dei tassi di interesse e dei tassi di cambio (al netto delle relative coperture effettuate) e il diverso indebitamento finanziario netto medio nei due periodi in esame non hanno generato nel complesso effetti significativi sugli oneri finanziari netti. La riduzione rilevata nei primi nove mesi è pertanto da attribuire sostanzialmente all'adeguamento rilevato nel 2010 sugli interessi relativi al *deficit* di sistema elettrico spagnolo peninsulare e extrapeninsulare (per 104 milioni di euro), alla riduzione complessiva degli oneri relativi all'attualizzazione dei fondi (per 62 milioni di euro), nonché alla rilevazione nel primo semestre del 2011 degli interessi di mora su una sentenza favorevole emessa in Spagna relativamente ad un contenzioso fiscale (63 milioni di euro).

La **quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** nei primi nove mesi del 2011 è positiva per complessivi 78 milioni di euro, in aumento di 72 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2010.

Le **imposte** del terzo trimestre 2011 ammontano a 744 milioni di euro mentre l'onere fiscale dei primi nove mesi del 2011 è stimato pari a 2.280 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato ante imposte del 33,8% a fronte di un'incidenza del 30,0% nei primi nove mesi del 2010. Tale andamento risente dell'adeguamento della fiscalità corrente e differita, rilevato a seguito della modifica intervenuta alla disciplina della c.d. "Robin Hood Tax".

Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

Attività non correnti - Euro 131.472 milioni

Le attività materiali e immateriali, inclusi gli investimenti immobiliari, ammontano al 30 settembre 2011 a 99.117 milioni di euro e presentano complessivamente un decremento di 387 milioni di euro originato sostanzialmente dalle differenze cambio negative (2.050 milioni di euro), dagli ammortamenti e delle perdite di valore su tali attività (4.001 milioni di euro) al netto degli investimenti del periodo (4.665 milioni di euro), dalle variazioni nette positive del perimetro di consolidamento (517 milioni di euro), nonché dagli effetti derivanti dall'adeguamento al *fair value* delle attività e delle passività di pertinenza del Gruppo connesso alle operazioni di perdita e/o acquisizione del controllo (350 milioni di euro) e altri movimenti minori.

L'*avviamento*, pari a 18.490 milioni di euro, e le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto*, pari a 1.024 milioni di euro, non presentano variazioni significative rispetto all'esercizio precedente.

Le *altre attività non correnti* sono pari a 12.841 milioni di euro e includono:

Milioni di euro	al 30.09.2011	al 31.12.2010	Variazione
		<i>restated</i>	
Attività per imposte anticipate	6.181	6.017	164
Attività finanziarie non correnti	5.496	4.701	795
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	133	142	(9)
Altri crediti a lungo termine	1.031	920	111
Totale	12.841	11.780	1.061

L'incremento del periodo, pari a 1.061 milioni di euro, è dovuto essenzialmente alla crescita registrata nelle attività finanziarie non correnti connessa alla valutazione al *fair value* degli strumenti finanziari derivati e ai maggiori crediti finanziari a medio lungo-termine, nonché ai maggiori crediti per imposte anticipate in parte riferibili al cambio di aliquota conseguente alla modifica intervenuta in Italia circa il regime fiscale della Robin Hood Tax.

Attività correnti - Euro 36.766 milioni

I *crediti commerciali*, pari a 13.923 milioni di euro, sono in crescita di 1.418 milioni di euro. Tale variazione è correlata principalmente alle maggiori vendite effettuate nel periodo.

Le *rimanenze* sono pari a 3.370 milioni di euro e presentano un incremento di 567 milioni di euro riferibile principalmente al maggior valore delle giacenze dei combustibili e all'incremento delle scorte di certificati verdi e CERs.

Le *altre attività correnti*, pari a 15.138 milioni di euro, sono dettagliate come segue:

Milioni di euro			
	al 30.09.2011	al 31.12.2010	Variazione
		<i>restated</i>	
Attività finanziarie correnti	10.544	11.922	(1.378)
Crediti tributari	2.049	1.587	462
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	1.153	630	523
Altri crediti a breve termine	1.392	1.546	(154)
Totale	15.138	15.685	(547)

Il decremento del periodo, pari a 547 milioni di euro, è riconducibile essenzialmente a:

- > un decremento di 1.378 milioni di euro delle attività finanziarie correnti, connesso principalmente al rimborso (per complessivi 4.329 milioni di euro) dei crediti finanziari relativi al *deficit* tariffario in Spagna conseguente il piano di cartolarizzazione avviato dal Governo dello stesso paese, parzialmente compensato dall'incremento dello stesso credito per la quota di competenza del periodo 2011 (per complessivi 1.961 milioni di euro), nonché dall'incremento, per 841 milioni di euro, delle attività finanziarie relative a strumenti derivati;
- > incremento di 462 milioni di euro dei crediti tributari, relativo principalmente al pagamento degli acconti di imposta;
- > incremento di 523 milioni di euro dei crediti verso Cassa Conguaglio ed organismi assimilati da attribuire ai maggiori crediti connessi all'applicazione dei meccanismi di perequazione.

Attività possedute per la vendita - Euro 615 milioni

Includono sostanzialmente talune attività detenute da Endesa in Irlanda e le attività relative a Deval e Vallenergie che, in ragione delle decisioni assunte dal *management*, rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione in tale voce. La variazione rispetto al 31 dicembre 2010 riflette le cessioni delle società Enel Maritza East 3, Enel Operations Bulgaria, delle società CAM e Synapsis e della quota di attività di Enel Unión Fenosa Renovables oggetto di cessione a Gas Natural.

Patrimonio netto del Gruppo - Euro 38.077 milioni

La variazione dei primi nove mesi del 2011 del patrimonio netto di Gruppo risente della rilevazione dell'utile di competenza del periodo (3.492 milioni di euro) nonché del risultato netto dei primi nove mesi del 2011 rilevato direttamente a patrimonio netto (negativo per 769 milioni di euro).

Passività non correnti - Euro 71.635 milioni

La voce *finanziamenti a lungo termine*, pari a 45.374 milioni di euro (52.440 milioni di euro al 31 dicembre 2010), è costituita da prestiti obbligazionari e *preference shares* per complessivi 34.807 milioni di euro (35.875 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e da

finanziamenti bancari e altri finanziamenti per 10.567 milioni di euro (16.565 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

I *fondi diversi e passività per imposte differite* pari a 22.518 milioni di euro al 30 settembre 2011 (23.431 milioni di euro al 31 dicembre 2010) includono TFR e altri benefici ai dipendenti per 3.085 milioni di euro (3.069 milioni di euro al 31 dicembre 2010), fondi rischi e oneri per 8.267 milioni di euro (9.026 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e passività per imposte differite che ammontano a 11.166 milioni di euro (11.336 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Le *altre passività non correnti*, pari a 3.743 milioni di euro (3.835 milioni di euro al 31 dicembre 2010), si decrementano di 92 milioni di euro, principalmente per effetto delle minori passività connesse a strumenti finanziari derivati.

Passività correnti - Euro 43.780 milioni

I *finanziamenti a breve termine e quote correnti di finanziamenti a lungo termine* si incrementano di 7.198 milioni di euro, passando da 11.208 milioni di euro di fine 2010 a 18.406 milioni di euro al 30 settembre 2011; tale variazione tiene conto dell'aumento dei debiti bancari a breve termine per 9.064 milioni di euro nonché delle obbligazioni in scadenza per 732 milioni di euro, delle quali le principali sono riferite ai prestiti obbligazionari emessi da Endesa e da Enel SpA. Tale variazione è parzialmente compensata da un decremento delle *commercial paper* per 2.598 milioni di euro.

I *debiti commerciali*, pari a 10.923 milioni di euro (12.373 milioni di euro al 31 dicembre 2010), sono in diminuzione di 1.450 milioni di euro, principalmente per effetto dei minori debiti registrati dalle società estere relativamente a commesse per lavori in corso su ordinazione.

Le *altre passività correnti*, pari a 14.451 milioni di euro, sono di seguito dettagliate:

Milioni di euro			
	al 30.09.2011	al 31.12.2010	Variazione
		<i>restated</i>	
Debiti diversi verso clienti	1.632	1.500	132
Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	2.812	2.519	293
Passività finanziarie correnti	2.821	1.672	1.149
Debiti verso il personale e verso istituti di previdenza	463	717	(254)
Debiti tributari	3.109	1.404	1.705
Altri	3.614	2.599	1.015
Totale	14.451	10.411	4.040

La variazione del periodo, pari a 4.040 milioni di euro, è essenzialmente dovuta a:

- > aumento dei debiti tributari pari a 1.705 milioni di euro, sostanzialmente correlato alla stima delle imposte sul reddito del periodo;
- > incremento pari a 1.149 milioni di euro delle passività finanziarie correnti dovuta sostanzialmente all'incremento delle passività finanziarie relative a strumenti finanziari derivati;
- > incremento degli altri debiti, per 1.015 milioni di euro, essenzialmente riferibile alla rilevazione del debito per l'acconto sul dividendo 2011 (940 milioni di euro), il cui pagamento è previsto il 24 novembre 2011.

Passività possedute per la vendita - Euro 118 milioni

Includono le passività correlate al perimetro delle "Attività possedute per la vendita" e commentate nella voce relativa.

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 30.09.2011	al 31.12.2010	Variazione
		<i>restated</i>	
Attività immobilizzate nette:			
- attività materiali e immateriali	99.117	99.504	(387)
- avviamento	18.490	18.470	20
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.024	1.033	(9)
- altre attività/(passività) non correnti nette	28	(639)	667
Totale	118.659	118.368	291
Capitale circolante netto:			
- crediti commerciali	13.923	12.505	1.418
- rimanenze	3.370	2.803	567
- crediti netti verso Cassa Conguaglio e organismi assimilati	(1.659)	(1.889)	230
- altre attività/(passività) correnti nette	(6.443)	(3.830)	(2.613)
- debiti commerciali	(10.923)	(12.373)	1.450
Totale	(1.732)	(2.784)	1.052
Capitale investito lordo	116.927	115.584	1.343
Fondi diversi:			
- TFR e altri benefici ai dipendenti	(3.085)	(3.069)	(16)
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(13.252)	(14.345)	1.093
Totale	(16.337)	(17.414)	1.077
Attività nette possedute per la vendita	497	620	(123)
Capitale investito netto	101.087	98.790	2.297
Patrimonio netto complessivo	53.320	53.866	(546)
Indebitamento finanziario netto	47.767	44.924	2.843

Il *capitale investito netto* al 30 settembre 2011 è pari a 101.087 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 53.320 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 47.767 milioni di euro. Quest'ultimo, al 30 settembre 2011, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,90 (0,83 al 31 dicembre 2010).

Indebitamento finanziario netto

Milioni di euro

	al 30.09.2011	al 31.12.2010	Variazione
Indebitamento a lungo termine:			
- finanziamenti bancari	9.316	15.584	(6.268)
- obbligazioni	34.807	34.401	406
- <i>preference shares</i>	179	1.474	(1.295)
- debiti verso altri finanziatori	1.072	981	91
<i>Indebitamento a lungo termine</i>	<i>45.374</i>	<i>52.440</i>	<i>(7.066)</i>
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(2.889)	(2.567)	(322)
Indebitamento netto a lungo termine	42.485	49.873	(7.388)
Indebitamento a breve termine:			
Finanziamenti bancari:			
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	7.961	949	7.012
- utilizzo linee di credito <i>revolving</i>	255	50	205
- altri finanziamenti a breve verso banche	2.078	231	1.847
<i>Indebitamento bancario a breve termine</i>	<i>10.294</i>	<i>1.230</i>	<i>9.064</i>
Obbligazioni (quota a breve)	2.586	1.854	732
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	202	196	6
<i>Commercial paper</i>	<i>4.807</i>	<i>7.405</i>	<i>(2.598)</i>
<i>Cash collateral</i> e altri finanziamenti su derivati	<i>422</i>	<i>343</i>	<i>79</i>
Altri debiti finanziari a breve termine	95	180	(85)
<i>Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine</i>	<i>8.112</i>	<i>9.978</i>	<i>(1.866)</i>
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(7.061)	(9.290)	2.229
Crediti finanziari per operazioni di <i>factoring</i>	(239)	(319)	80
Crediti finanziari – <i>cash collateral</i>	(981)	(718)	(263)
Altri crediti finanziari a breve termine	(466)	(571)	105
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(4.377)	(5.259)	882
<i>Disponibilità e crediti finanziari a breve</i>	<i>(13.124)</i>	<i>(16.157)</i>	<i>3.033</i>
Indebitamento netto a breve termine	5.282	(4.949)	10.231
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	47.767	44.924	2.843
<i>Indebitamento finanziario "Attività possedute per la vendita"</i>	<i>25</i>	<i>636</i>	<i>(611)</i>

L'indebitamento finanziario netto è pari a 47.767 milioni di euro al 30 settembre 2011, in aumento di 2.843 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010.

L'indebitamento finanziario netto a lungo termine registra una diminuzione di 7.388 milioni di euro, quale saldo del decremento del debito lordo a lungo termine (7.066 milioni di euro) e dell'aumento dei crediti finanziari a lungo termine (322 milioni di euro).

In particolare, i finanziamenti bancari, pari a 9.316 milioni di euro, evidenziano una riduzione pari a 6.268 milioni di euro, dovuta principalmente, oltre che alla riclassifica nelle quote di indebitamento in scadenza nei primi nove mesi del 2012 di parte del *Credit Facility* (1.933 milioni di euro), ai rimborsi effettuati da Endesa (3.096 milioni di euro) e ai rimborsi volontari del *Credit Facility* 2007 e 2009 pari a 3.000 milioni di euro, di cui:

> 1.484 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2012;

- > 1.042 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2014;
- > 474 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2016.

Le obbligazioni, pari a 34.807 milioni di euro, si incrementano di 406 milioni di euro rispetto a fine 2010 principalmente per effetto dell'emissione di un prestito obbligazionario *multi-tranche* destinato ad investitori istituzionali per un totale di 1.750 milioni di euro strutturata nelle seguenti *tranches*:

- > 1.000 milioni di euro a tasso fisso 4,125% con scadenza 12 luglio 2017;
 - > 750 milioni di euro a tasso fisso 5% con scadenza 12 luglio 2021,
- compensate dal rimborso di un prestito obbligazionario emesso da Enel SpA nel 2004 (750 milioni di euro) e di un prestito obbligazionario emesso da Slovenské elektrárne nel 2004 pari a 195 milioni di euro, oltre che dalla riclassifica tra la quota corrente delle obbligazioni in scadenza entro i dodici mesi.

Le *Preference shares* ammontano al 30 settembre 2011 a 179 milioni di euro e risentono del rimborso anticipato effettuato per un importo pari a 1.295 milioni di euro.

Si segnala che la linea di credito *revolving* da 10 miliardi di euro a 5 anni, stipulata nel mese di aprile 2010 da Enel SpA e da Enel Finance International, risulta essere utilizzata per 1.000 milioni di euro al 30 settembre 2011. Alla stessa data, le linee di credito *committed* stipulate da Enel SpA ed Enel Finance International risultano utilizzate per 2.250 milioni di euro.

L'indebitamento finanziario netto a breve termine, pari a 5.282 milioni di euro al 30 settembre 2011, si incrementa di 10.231 milioni di euro rispetto a fine 2010, quale risultante di un aumento nei debiti bancari a breve termine per 9.064 milioni di euro, della riduzione dei debiti verso altri finanziatori a breve termine per 1.866 milioni di euro e delle minori disponibilità liquide e crediti finanziari a breve per 3.033 milioni di euro.

In particolare, l'indebitamento bancario a breve termine si incrementa di 9.064 milioni di euro rispetto a fine 2010, principalmente per effetto della sopracitata riclassifica nelle quote di indebitamento in scadenza nei primi nove mesi del 2012 della quota del *Credit Facility* (1.933 milioni di euro) e dell'utilizzo di linee di credito *committed* e *uncommitted* da parte di Enel SpA pari a 3.705 milioni di euro.

Tra i debiti verso altri finanziatori a breve termine, pari a 8.112 milioni di euro, sono incluse le emissioni di *Commercial Paper*, in capo ad Enel Finance International, Internacional Endesa, Endesa Capital e Termica Portuguesa per complessivi 4.807 milioni di euro, nonché le obbligazioni in scadenza entro i 12 mesi successivi per 2.586 milioni di euro.

Si evidenzia, infine che la consistenza dei *cash collateral* versati alle controparti per l'operatività su contratti *over the counter* su tassi, cambi e *commodity* risulta pari a 981 milioni di euro, mentre il valore dai *cash collateral* incassati dalle stesse controparti è pari a 422 milioni di euro.

Le disponibilità e crediti finanziari a breve termine, pari a 13.124 milioni di euro, si riducono di 3.033 milioni di euro rispetto a fine 2010, principalmente grazie al piano di cartolarizzazione avviatosi nel corso del 2011 da parte del Governo spagnolo per il rimborso del *deficit* tariffario che ha determinato un incasso di circa 4.3 miliardi di euro.

Flussi finanziari

Il *cash flow da attività operativa* nei primi nove mesi del 2011 è positivo per 4.753 milioni di euro, in diminuzione di 368 milioni di euro rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente, in conseguenza sia del minor fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto sia del miglioramento del margine operativo lordo. Tali effetti sono stati più che compensati dal differente effetto della variazione dei cambi sulle poste in valuta nei due periodi di riferimento.

Il *cash flow da attività di investimento/disinvestimento* nei primi nove mesi del 2011 ha assorbito liquidità per 4.647 milioni di euro mentre nei primi nove mesi del 2010 aveva assorbito liquidità per complessivi 2.874 milioni di euro.

In particolare, gli investimenti in attività materiali e immateriali, pari a 4.757 milioni di euro, si incrementano di 679 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Gli investimenti in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, ammontano a 52 milioni di euro e si riferiscono sostanzialmente all'acquisizione da parte di Enel Green Power España della società Sociedad Eólica de Andalucía – SEA e di un'ulteriore quota del 50% della Sociedad Térmica Portuguesa, SA (TP). Gli investimenti in imprese dei primi nove mesi del 2010, anch'essi espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, includevano essenzialmente gli effetti connessi all'acquisto da parte di Enel Green Power di alcune società operanti nella generazione da fonti rinnovabili in Italia, all'acquisto delle società Enel Longanesi Development, Padoma Wind Power e ad alcune acquisizioni di società minori effettuate da Endesa.

Nei primi nove mesi del 2011 le dismissioni in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, sono pari a 104 milioni di euro e sono relative alle cessioni da parte di Endesa delle società CAM e Synapsis ed alla cessione da parte di Enel Investment Holding delle società Enel Maritza East 3, Enel Operations Bulgaria e delle relative *holding* di controllo, mentre nei primi nove mesi del 2010 erano riferite all'incasso della *tranche* a saldo dell'operazione di vendita del 51% di SeverEnergia, nonché agli acconti ricevuti da Endesa per la cessione delle reti di trasmissione di energia elettrica.

Il fabbisogno generato dalle altre attività di investimento nei primi nove mesi del 2011, pari a 17 milioni di euro, è essenzialmente correlato all'acquisto di ulteriori quote azionarie di CESI, il cui effetto è stato più che compensato dai disinvestimenti del periodo pari a 75 milioni di euro.

Il *cash flow da attività di finanziamento* ha assorbito liquidità per complessivi 948 milioni di euro, mentre nei primi nove mesi del 2010 aveva assorbito liquidità per 3.092 milioni di euro. La variazione è da riferire sostanzialmente al maggior esborso relativo ai dividendi ed all'incremento dei debiti finanziari, quest'ultimo principalmente correlato alle recenti emissioni di prestiti obbligazionari effettuate.

Nei primi nove mesi del 2011 il *cash flow* generato dall'attività operativa per 4.753 milioni di euro ha consentito di fronteggiare il fabbisogno legato al *cash flow* da attività di investimento pari a 4.647 milioni di euro e quello da attività di finanziamento pari a 948 milioni di euro. La differenza trova riscontro nella diminuzione delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 30 settembre 2011 risultano pari a 4.377 milioni di euro a fronte di 5.342 milioni di euro di fine 2010. Tale diminuzione risente anche degli effetti negativi connessi alla variazione cambi pari a 123 milioni di euro.

Altre informazioni

Informativa sulle parti correlate

In quanto operatore nel campo della produzione, distribuzione, trasporto e vendita di energia elettrica, il Gruppo Enel fornisce servizi a un certo numero di società controllate dallo Stato italiano, azionista di riferimento della Capogruppo Enel SpA. Nell'attuale quadro regolamentare, in particolare, il Gruppo Enel effettua transazioni con Terna - Rete Elettrica Nazionale (Terna), Acquirente Unico, Gestore dei Servizi Energetici e Gestore dei Mercati Energetici (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 dei Mercati Energetici, 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 dei Mercati Energetici 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 Energetici 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 dei Mercati Energetici sulla Borsa dell'energia elettrica e vendono energia elettrica all'Acquirente Unico. Le società della Divisione Energie Rinnovabili operanti in Italia vendono energia elettrica al Gestore dei Mercati Energetici sulla Borsa dell'energia elettrica.

Il Gruppo 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.

Si ricorda che, nel corso del mese di novembre 2010, il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato la procedura che disciplina l'approvazione e l'esecuzione delle operazioni con parti correlate poste in essere da Enel SpA, direttamente ovvero per il tramite di società controllate. Tale procedura individua una serie di regole volte ad assicurare la trasparenza e la correttezza, sia sostanziale sia procedurale, delle operazioni con parti correlate ed è stata adottata in attuazione di quanto disposto dall'art. 2391-bis del codice civile e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB; essa ha sostituito, con decorrenza 1° gennaio 2011, il regolamento per la disciplina delle operazioni con parti correlate approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA in data 19 dicembre 2006 in attuazione delle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina delle società quotate, le cui disposizioni hanno trovato applicazione fino al 31 dicembre 2010.

La tabella seguente fornisce una sintesi dei rapporti sopra descritti:

Milioni di euro	Rapporti patrimoniali		Rapporti economici	
	Crediti	Debiti	Ricavi	Costi
	al 30.09.2011		Primi nove mesi 2011	
Acquirente Unico	65	1.007	940	4.453
GME	753	493	3.089	2.029
Terna	321	524	420	1.453
Eni	3	36	306	155
GSE	14	603	245	24
Poste Italiane	1	114	-	108
Altre	56	204	457	625
Totale	1.213	2.981	5.457	8.847

Di seguito vengono riepilogati i rapporti patrimoniali ed economici con società collegate rispettivamente in essere al 30 settembre 2011 e intrattenuti nel corso del periodo.

Milioni di euro	Rapporti patrimoniali		Rapporti economici	
	Crediti	Debiti	Ricavi	Costi
	al 30.09.2011		Primi nove mesi 2011	
Enel Rete Gas	20	41	51	200
SeverEnergia	88	-	3	1
Elica 2	2	-	-	-
Cesi	-	5	-	12
Società minori	27	10	16	-
Totale	137	56	70	213

Impegni contrattuali e garanzie

Gli impegni contrattuali assunti dal Gruppo Enel e le garanzie prestate a terzi sono di seguito riepilogate.

Milioni di euro

	al 30.09.2011
Garanzie prestate:	
- fidejussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	4.782
Impegni assunti verso fornitori per:	
- acquisti di energia elettrica	58.252
- acquisti di combustibili	66.752
- forniture varie	3.934
- appalti	1.633
- altre tipologie	2.340
Totale	132.911
TOTALE	137.693

Le garanzie concesse a terzi ammontano a 4.782 milioni di euro ed includono per 531 milioni di euro gli impegni assunti nell'operazione di vendita del patrimonio immobiliare, relativamente alla disciplina che regola la facoltà di recesso dai contratti di locazione e i relativi canoni, 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 30 settembre 2011 a 58.252 milioni di euro di cui 19.658 milioni di euro relativi al periodo 1° ottobre 2011-2015, 11.494 milioni di euro relativi al periodo 2016-2020, 9.312 milioni di euro al periodo 2021-2025 e i rimanenti 17.788 milioni di euro con scadenza successiva.

Gli impegni per acquisti di combustibili, determinati in funzione dei parametri contrattuali e dei cambi in essere alla fine del periodo (trattandosi di forniture a prezzi variabili, per lo più espressi in valuta estera), ammontano al 30 settembre 2011 a 66.752 milioni di euro di cui 34.368 milioni di euro relativi al periodo 1° ottobre 2011-2015, 24.367 milioni di euro relativi al periodo 2016-2020, 6.027 milioni di euro al periodo 2021-2025 e i rimanenti 1.990 milioni di euro con scadenza successiva.

Passività e attività potenziali

Rispetto al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2010 a cui si rinvia, di seguito sono riportate le principali variazioni nelle attività e passività potenziali.

Evoluzione dei Procedimenti Penali dinanzi al Tribunale di Milano e delle pronunce della Corte dei Conti su ex dirigenti

In data 25 maggio 2011, è stato sottoscritto con l'ex Amministratore di Enel Produzione un accordo transattivo in virtù del quale Enel ha ottenuto a titolo di risarcimento danni, anche nell'interesse delle società del Gruppo coinvolte, la complessiva somma di 2 milioni di euro e la rinuncia da parte dell'ex Amministratore alla pretesa di ottenere il pagamento del controvalore delle *stock options* per cui pendeva giudizio dinanzi al Giudice del Lavoro, per un importo di oltre 4 milioni di euro. Le società del Gruppo Enel per effetto dell'accordo hanno revocato, nei soli confronti dell'ex Amministratore Delegato di Enel Produzione, la costituzione di parte civile nel relativo procedimento penale e rinunceranno alle azioni revocatorie ed esecutive avviate nei suoi confronti.

Il processo per il reato di associazione a delinquere si è concluso in primo grado il 20 settembre 2011 con sentenza di intervenuta prescrizione; Enelpower, Enel Produzione ed Enel SpA si stanno adoperando per recuperare in sede civile i danni cagionati dall'associazione per delinquere degli *ex dirigenti*.

Contenzioso BEG

Per quanto riguarda il procedimento in Albania, con sentenza del 7 marzo 2011 pronunciata in Camera di Consiglio, la Corte di Cassazione albanese ha rigettato l'impugnativa proposta da Enelpower ed Enel SpA avverso la sentenza della Corte d'Appello albanese che, in data 28 aprile 2010 (confermando la decisione di primo grado del Tribunale di Tirana), aveva attribuito ad Albania BEG Ambient un risarcimento per danno extracontrattuale di circa 25 milioni di euro per il 2004 ed un risarcimento non quantificato, sempre per asserita responsabilità extracontrattuale, per gli anni successivi. Albania BEG Ambient con lettera del 26 aprile 2011, richiamando le sentenze albanesi di cui sopra ha chiesto il pagamento di oltre 430 milioni di euro. A tale richiesta Enelpower ed Enel SpA hanno replicato, rispettivamente in data 28 e 29 aprile 2011, contestando radicalmente la legittimità della pretesa sia nell'*an* che nel *quantum* ed hanno promosso, presso la Corte di Cassazione albanese, istanza di revocazione avverso la decisione di primo grado del Tribunale di Tirana, per contrasto di giudicato con la sentenza della Corte di Cassazione italiana. In sede di revocazione la Corte di Cassazione albanese, con sentenza del 17 giugno 2011, comunicata il 7 luglio, ha confermato la pronuncia di primo grado.

Inoltre, in Italia prosegue il giudizio intrapreso da Enelpower ed Enel SpA nei confronti di BEG SpA dinanzi al Tribunale di Roma teso ad ottenere l'accertamento della responsabilità di Beg per avere aggirato la pronuncia del lodo reso in Italia a favore di Enelpower il 6 dicembre 2002, facendo agire la controllata Albam, in Albania contro Enelpower ed Enel. Con tale azione, Enelpower ed Enel chiedono la condanna di Beg a risarcire il danno arrecato ad Enelpower (a titolo contrattuale ed extracontrattuale) e ad Enel (a titolo extracontrattuale) in misura pari alla somma che l'una e/o l'altra potrebbero essere tenute a corrispondere ad Albania BEG Ambient in caso di esecuzione delle sentenze rese dalla giurisdizione albanese. La prossima udienza è fissata al 25 ottobre 2011.

Contenzioso stragiudiziale e giudiziale connesso al *black-out* del 28 settembre 2003

Ad oggi i giudizi pendenti risultano ridotti a poco più di 50.000 per effetto delle pronunce giudiziali passate in giudicato, nonché delle rinunce alle azioni da parte degli attori e/o riunioni di procedimenti, mentre il flusso di nuove azioni si è sostanzialmente ridimensionato visti gli orientamenti favorevoli ad Enel sia dei giudici di Appello che della Cassazione.

Contenzioso in tema di modalità gratuite di pagamento della bolletta

In data 24 febbraio 2011, il Consiglio di Stato ha rigettato il ricorso presentato da Enel Distribuzione per ottenere la revocazione della sentenza n. 2507/2010, con la quale si accoglieva l'appello dell'AEEG avverso la sentenza del TAR Lombardia n. 321/08 che aveva annullato la delibera n. 66/07 con la quale l'AEEG aveva irrogato a Enel Distribuzione una sanzione amministrativa pari a 11,7 milioni di euro per non aver ottemperato a quanto previsto nella delibera n. 55/00 in tema di trasparenza dei documenti di fatturazione.

Centrale termoelettrica di Porto Tolle – Inquinamento atmosferico – Procedimento penale a carico di Amministratori e dipendenti di Enel - Risarcimento del danno ambientale

Con sentenza dell'11 gennaio 2011, la Corte di Cassazione ha accolto il ricorso, annullando la sentenza della Corte d'Appello di Venezia, ed ha rinviato alla Corte d'Appello di Venezia in sede civile per le statuizioni in tema di risarcimento del danno e riparto dello stesso tra gli imputati. Si precisa che con riferimento alle somme liquidate a favore di alcuni enti pubblici, il Gruppo ha già provveduto alla liquidazione delle medesime in forza di atto transattivo intervenuto nel corso del 2008.

Con atto notificato nel luglio 2011 il Ministero dell'Ambiente ed alcuni enti pubblici hanno richiesto ad Enel SpA ed Enel Produzione, in sede civile, alla Corte di Appello di Venezia, il risarcimento del danno conseguente alle emissioni della centrale di Porto Tolle.

La richiesta del presunto risarcimento del danno patrimoniale ed ambientale è di circa 100 milioni di euro, importo integralmente contestato da Enel in quanto infondato.

Nell'agosto 2011, la Procura della Repubblica di Rovigo ha richiesto il rinvio a giudizio di alcuni dirigenti e dipendenti di Enel Produzione per il reato di omissione dolosa di cautele atte a prevenire disastri relativo a presunte emissioni provenienti dalla centrale di Porto Tolle. La prossima udienza è fissata al 22 novembre 2011.

Passività potenziali Endesa

Per quanto riguarda il contenzioso di Endesa Distribución Electrica con Josel SL, relativo alla risoluzione del contratto di vendita di determinati immobili a causa della modifica di qualificazione urbanistica degli stessi, in data 9 maggio 2011 è stata emessa sentenza di accoglimento della domanda in cui si stabilisce la risoluzione del contratto e l'obbligo di Endesa di restituire il prezzo di vendita oltre interessi e spese. Endesa ha proposto appello avverso tale provvedimento.

Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo

Aggiornamento *rating* Enel da parte di Moody's

In data 5 ottobre 2011, l'agenzia Moody's ha comunicato di aver rivisto i *rating* di Enel S.p.A. ("Enel" o la "Società") a lungo termine ad "A3" (dal precedente "A2") e a breve termine a "Prime-2" (dal precedente "Prime-1"). L'*outlook* è stato a sua volta classificato come negativo.

La modifica del *rating* di Enel segue la revisione recentemente disposta da Moody's circa il *rating* della Repubblica Italiana.

Emissione di obbligazioni sul mercato europeo per 2.250 milioni di euro

In data 17 ottobre 2011, Enel SpA attraverso la sua controllata Enel Finance International NV ha collocato sul mercato europeo un'emissione obbligazionaria *multi-tranche* destinata a investitori istituzionali per un totale di 2.250 milioni di euro. L'emissione avviene in esecuzione di quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione della stessa Enel SpA in data 16 giugno 2011, nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes*.

L'operazione, guidata da un sindacato di banche composto da Barclays, BNP Paribas e Deutsche Bank nella qualità di *global coordinators* e Banca Imi, BBVA, Banco Santander e UniCredit nella qualità di *joint-bookrunners*, ha raccolto adesioni per un importo superiore a 12 miliardi di euro ed è strutturata nelle seguenti *tranches* (tutte garantite da Enel SpA):

- 1.250 milioni di euro a tasso 4,625% con scadenza 24 giugno 2015;
- 1.000 milioni di euro a tasso 5,750% con scadenza 24 ottobre 2018.

Nuovo finanziamento in Romania

Il 21 ottobre 2011 Enel Green Power International BV ("EGPI") ha sottoscritto con la Export Credit Agency del governo danese ("EKF") e Citigroup, quest'ultima quale "*agent*" e "*arranger*", un contratto di finanziamento della durata di 12 anni per un importo di 112 milioni di euro, garantito da Enel Green Power. Il finanziamento sarà utilizzato per coprire parte degli investimenti necessari alla realizzazione e allo sviluppo degli impianti eolici di Enel Green Power Romania denominati Moldova Noua e Corugea, che avranno una capacità installata complessiva di 118 MW.

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 30 settembre 2011 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Enel
Società per azioni
Sede legale in Roma
Viale Regina Margherita, 137