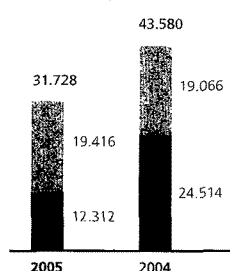
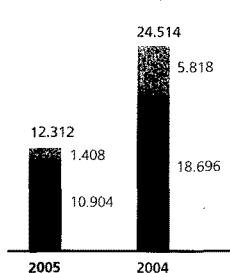


Capitale investito netto
(milioni di euro)

■ Patrimonio netto complessivo
■ Indebitamento finanziario netto

Indebitamento finanziario netto
(milioni di euro)

■ Breve termine
■ Lungo termine

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2005 perviene a 31.728 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e dei terzi, per 19.416 milioni di euro, e dall'indebitamento finanziario netto per 12.312 milioni di euro. Quest'ultimo al 31 dicembre 2005 presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,63 (1,29 al 31 dicembre 2004).

L'**indebitamento finanziario netto** è dettagliato, in quanto a composizione e movimenti, nel seguente prospetto:

Milioni di euro

	al 31.12.2005	al 31.12.2004	2005-2004
Indebitamento a lungo termine:			
> finanziamenti bancari	2.782	11.101	(8.319)
> obbligazioni	8.043	8.866	(823)
> debiti verso altri finanziatori	142	324	(182)
Indebitamento a lungo termine	10.967	20.291	(9.324)
> Crediti finanziari a lungo termine	(63)	(1.595)	1.532
Indebitamento netto a lungo termine	10.904	18.696	(7.792)
Indebitamento a breve termine:			
Finanziamenti bancari:			
> quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	399	472	(73)
> utilizzi di linee di credito <i>revolving</i>	-	400	(400)
> altri finanziamenti a breve verso banche	970	2.160	(1.190)
Indebitamento bancario a breve termine	1.369	3.032	(1.663)
> Obbligazioni (quota a breve)	487	875	(388)
> Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	49	50	(1)
> <i>Commercial paper</i>	275	2.441	(2.166)
> Altri debiti finanziari a breve termine	116	191	(75)
Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine	927	3.557	(2.630)
> Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(3)	(2)	(1)
> Crediti finanziari per operazioni di <i>factoring</i>	(374)	(391)	17
> Crediti finanziari verso collegate	(3)	(15)	12
> Disponibilità presso banche e titoli a breve	(508)	(363)	(145)
Indebitamento netto a breve termine	1.408	5.818	(4.410)
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	12.312	24.514	(12.202)

L'indebitamento finanziario netto, pari al 31 dicembre 2005 a 12.312 milioni di euro, registra una diminuzione di 12.202 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, principalmente per effetto degli incassi derivanti dalle cessioni del 62,75% del capitale sociale di Wind e del 43,85% del capitale sociale di Terna, nonché del deconsolidamento del relativo debito.

In particolare, l'indebitamento finanziario netto a lungo termine registra una riduzione di 7.792 milioni di euro, quale saldo della riduzione del debito lordo a lungo termine di 9.324 milioni di euro e della riduzione dei crediti finanziari a lungo termine di 1.532 milioni di euro.

Tra le operazioni finanziarie di maggior rilievo si segnala l'emissione il 10 marzo 2005 di due prestiti obbligazionari a 7 anni destinati al pubblico dei risparmiatori italiani, da 400 e 600 milioni di euro ciascuno.

L'indebitamento finanziario netto a breve termine presenta una flessione di 4.410 milioni di euro, di cui 1.663 milioni di euro relativi al debito bancario a breve, 2.630 milioni di euro relativi al debito verso altri finanziatori e 117 milioni di euro per l'incremento netto delle disponibilità e dei crediti finanziari a breve.

Flussi finanziari

Il rendiconto finanziario riporta i flussi finanziari dell'esercizio 2005, posti a confronto con quelli del 2004 e riferiti al perimetro di attività effettivo del Gruppo.

I flussi finanziari del 2005 includono i risultati della gestione operativa di Wind e di Terna fino alla data di deconsolidamento.

Milioni di euro

	2005	2004	2005-2004
Cash flow da attività operativa	5.693	4.835	858
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	1.092	(1.953)	3.045
Cash flow da attività di finanziamento	(6.654)	(2.966)	(3.688)

Il *cash flow da attività operativa* nell'esercizio 2005 è positivo per 5.693 milioni di euro, a fronte di 4.835 milioni di euro dell'esercizio precedente. L'aumento del flusso, pari a 858 milioni di euro, risente principalmente del maggior apporto della variazione del capitale circolante dovuto in massima parte ai minori esborsi per imposte (-459 milioni di euro) e per oneri finanziari (-408 milioni di euro).

Il *cash flow da attività di investimento* ha generato nel 2005 liquidità per 1.092 milioni di euro, a fronte di un impiego di liquidità pari a 1.953 milioni di euro nell'esercizio precedente.

In particolare, gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali, pari a 3.257 milioni di euro, sono in diminuzione di 577 milioni di euro per effetto principalmente del deconsolidamento di Terna e di Wind.

Gli investimenti in imprese, pari a 524 milioni di euro (al netto di 110 milioni di euro delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti), si riferiscono essenzialmente all'acquisto della partecipazione del 5,2% del capitale di Weather pari a 305 milioni di euro, al deposito effettuato per l'acquisto del 66% del capitale sociale di Slovenské Elektrárne pari a 168 milioni di euro, all'acquisto del 51% delle società rumene Electrica Banat ed Electrica Dobrogea pari a 116 milioni di euro e di alcune società dell'area Gas per 23 milioni di euro.

Le operazioni di cessione di imprese e rami di attività, al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, hanno generato nell'esercizio un flusso di 4.652 milioni di euro, principalmente riferito alla cessione del 62,75% del capitale di Wind per un corrispettivo di 2.938 milioni di euro (al netto di 48 milioni di euro di disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti) nonché alla cessione delle quote del capitale sociale di Terna per un corrispettivo complessivo di 1.518 milioni di euro (al netto di 365 milioni di euro di disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti). La cessione delle reti di distribuzione dell'energia elettrica ha determinato un flusso pari a 183 milioni di euro. Il flusso del 2004 era influenzato dall'incasso pari a 1.700 milioni di euro generato dal collocamento azionario del 50% del capitale sociale di Terna.

Le altre attività di disinvestimento, pari a 221 milioni di euro, accolgono disinvestimenti ordinari pari a 189 milioni di euro nonché gli incassi connessi alla cessione di alcune società minori nell'area Servizi pari a 39 milioni di euro.

I fabbisogni dell'attività di finanziamento, principalmente connessi alla riduzione dei debiti finanziari netti pari a 3.524 milioni di euro e al pagamento dei dividendi e degli acconti sui dividendi pari a 3.472 milioni di euro, sono stati fronteggiati dall'apporto del *cash flow* da attività operativa per 5.693 milioni di euro, dalla liquidità generata dall'attività di investimento per 1.092 milioni di euro, nonché dall'aumento di capitale e riserve per l'esercizio di *stock option* pari a 339 milioni di euro. Il surplus trova riscontro nell'aumento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti pari a 145 milioni di euro.

Risultati economici per area di attività

Risultati di settore 2005

Milioni di euro	Continuing operations						Discontinued operations				
	GEM	MIR	Servizi e Altre attività	Capogruppo	Elisioni e rettifiche	Totale	Reti di Trasmissione	TLC	Elisioni e rettifiche	Totale	TOTALE
Ricavi verso terzi	12.518	20.081	374	872	214	34.059	711	2.604	(62)	3.253	37.312
Ricavi intersettoriali	1.697	341	1.286	231	(3.555)	-	29	144	(173)	-	-
Totale ricavi	14.215	20.422	1.660	1.103	(3.341)	34.059	740	2.748	(235)	3.253	37.312
Risultato operativo di settore	2.565	2.778	154	53	(12)	5.538	406	167	(1)	572	6.110
Proventi/(Oneri) finanziari netti	-	-	-	-	-	(744)	-	-	-	(240)	(984)
Imposte sul reddito	-	-	-	-	-	1.934	-	-	-	213	2.147
Risultato dell'esercizio a esclusione delle plusvalenze	-	-	-	-	-	2.860	-	-	-	119	2.979
Plusvalenze da cessione di attività	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.153	1.153
Risultato netto del Gruppo e dei terzi	-	-	-	-	-	2.860	-	-	-	1.272	4.132

Risultati di settore 2004

Milioni di euro	Continuing operations						Discontinued operations				
	GEM	MIR	Servizi e Altre attività	Capogruppo	Elisioni e rettifiche	Totale	Reti di Trasmissione	TLC	Elisioni e rettifiche	Totale	TOTALE
Ricavi verso terzi	10.070	19.105	742	1.200	(106)	31.011	967	4.474	(2)	5.439	36.450
Ricavi intersettoriali	2.958	149	1.052	449	(4.608)	-	50	253	(303)	-	-
Totale ricavi	13.028	19.254	1.794	1.649	(4.714)	31.011	1.017	4.727	(305)	5.439	36.450
Risultato operativo di settore	2.531	2.693	106	647	(107)	5.870	490	(1.616)	8	(1.118)	4.752
Proventi/(Oneri) finanziari netti	-	-	-	-	-	(852)	-	-	-	(467)	(1.319)
Imposte sul reddito	-	-	-	-	-	2.116	-	-	-	(618)	1.498
Risultato dell'esercizio a esclusione delle plusvalenze	-	-	-	-	-	2.902	-	-	-	(967)	1.935
Plusvalenze da cessione di attività	-	-	-	-	-	-	-	-	-	812	812
Risultato netto del Gruppo e dei terzi	-	-	-	-	-	2.902	-	-	-	(155)	2.747

Premessa

Come già evidenziato in precedenza, nel mese di novembre 2005 è stata varata la nuova struttura organizzativa che prevede, oltre alle Divisioni Generazione ed Energy Management Italia, Infrastrutture e Reti Italia e Mercato Italia, la nuova Divisione Internazionale nella quale vengono concentrate tutte le risorse dedicate alle attività svolte all'estero nei settori della generazione e della distribuzione. Tuttavia, nel bilancio 2005, ai fini di mantenere la continuità con le informazioni fornite nel corso dell'anno, i risultati delle attività svolte all'estero sono ripartiti tra le Divisioni che nel corso del 2005 hanno gestito le attività stesse.

Generazione ed Energy Management

Con riferimento alla Divisione Generazione ed Energy Management, nell'ambito del processo di riorganizzazione avviato nel 2004 della divisione Italia, Enel Green Power, Enel Logistica Combustibili e Conphoebus sono state incorporate, in data 1° giugno 2005, in Enel Produzione con effetti contabili e fiscali retroattivi al 1° gennaio 2005.

Nel 2005, la Divisione ha operato, in Italia e all'estero, nei campi dell'energia elettrica e dei prodotti energetici, con la seguente articolazione:

> Energia elettrica:

- generazione sul territorio nazionale, tramite Enel Produzione (termoelettrico, idroelettrico, geotermico ed eolico);
- generazione sul territorio estero, tramite le società Viesgo Generación ed Enel Unión Fenosa Renovables (Spagna), Maritza (Bulgaria), Enel ESN Energo (Russia), Enel North America (Nord America) ed Enel Latin America (Centro e Sud America);
- vendita, sul mercato italiano, ai clienti "energivori" (utilizzatori finali con consumo annuo superiore a 100 milioni di kWh) e ai rivenditori, tramite Enel Trade;
- *trading* sui mercati internazionali, anch'esso in capo a Enel Trade.

> Prodotti energetici, tramite Enel Trade:

- approvvigionamento per tutte le esigenze del Gruppo (generazione di energia elettrica, *trading*, vendita di gas naturale alla clientela finale);
- vendita di gas naturale a clienti "distributori";
- *trading* sui mercati internazionali.

Generazione ed Energy Management

Milioni di euro

	2005	2004	2005-2004	
Italia				
Ricavi	13.376	12.446	930	7,5%
<i>Margine operativo lordo</i>	3.415	3.565	(150)	-4,2%
Risultato operativo	2.403	2.435	(32)	-1,3%
Attività internazionali				
Ricavi	914	622	292	46,9%
<i>Margine operativo lordo</i>	290	215	75	34,9%
Risultato operativo	162	96	66	68,8%
Elisioni				
Ricavi	(75)	(40)	(35)	-87,5%
Totale				
Ricavi	14.215	13.028	1.187	9,1%
<i>Margine operativo lordo</i>	3.704	3.780	(76)	-2,0%
Risultato operativo	2.565	2.531	34	1,3%
Capitale investito netto	14.700	14.931	(231)	-1,5%
Attività operative	19.622	18.882	740	3,9%
Passività operative	4.247	3.491	756	21,7%
Dipendenti a fine esercizio (n.)	9.904	10.828	(924)	-8,5%
Investimenti	1.027	857	170	19,8%

Italia

Aspetti normativi

Aste dell'Acquirente Unico – "Contratti per differenza"

Nel dicembre 2004 l'Acquirente Unico ha indetto gare per la stipula di "Contratti per differenza a una via" per la copertura del proprio rischio prezzo relativo all'energia approvvigionata sulla Borsa dell'energia elettrica e destinata al mercato vincolato per l'anno 2005. Tali contratti, finalizzati all'acquisizione di cinque prodotti diversi (carbone, olio, gas, ciclo combinato ed energia di picco), hanno riguardato un totale di circa 18.000 MW. Enel si è aggiudicata 11.150 MW nella prima asta e ulteriori 425 MW nella seconda.

Nel mese di gennaio 2005 l'Acquirente Unico, sempre per il fabbisogno 2005, ha indetto una nuova gara per la stipula di "Contratti per differenza" per un totale di 1.500 MW; Enel si è aggiudicata 1.000 MW.

Nel mese di maggio 2005 Enel si è avvalsa della facoltà di esercitare le opzioni pluriennali previste dai suddetti contratti relativi all'anno 2005 per estendere la durata degli stessi fino al 31 dicembre 2006 e fino al 31 dicembre 2007, rispettivamente per 6.660 MW e 5.550 MW.

Inoltre, tra ottobre e novembre 2005, l'Acquirente Unico ha indetto 3 aste successive per la stipula di "Contratti per differenza a due vie" finalizzati alla copertura reciproca (Acquirente Unico e controparte

assegnataria) del rischio di fluttuazione del prezzo di mercato dell'energia elettrica per l'anno 2006. In esito all'assegnazione, Enel è risultata aggiudicataria nella prima asta di 2.200 MW di potenza (su un totale di 2.500 MW) su tutte le ore dell'anno, e, nelle altre due aste, di ulteriori 1.100 MW su 833 ore del primo trimestre 2006. Infine, il 2 marzo 2006 l'Acquirente Unico ha indetto un'ulteriore asta per la copertura del proprio fabbisogno per il periodo marzo-dicembre 2006 attraverso "Contratti per differenza" per 1.400 MW mensili cui Enel non ha partecipato.

Importazioni di energia elettrica

Con le delibere n. 223/04 e n. 224/04 del 20 dicembre 2004, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (Autorità) ha stabilito le regole per le importazioni di energia elettrica per l'anno 2005 sulla base di quanto previsto dal decreto del Ministero delle Attività Produttive del 17 dicembre 2004. In particolare, in applicazione della nuova regolamentazione comunitaria, l'Autorità ha introdotto un meccanismo di asta implicita per la gestione delle congestioni sulle reti transfrontaliere. Sono state, inoltre, previste misure contro il rischio di volatilità dei costi di congestione sulle reti con l'estero attraverso l'assegnazione gratuita e *pro quota*, da parte del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (ora – Gestore del Sistema Elettrico - GRTN), di coperture sul differenziale tra prezzo estero e prezzo interno della zona di importazione.

Il 13 dicembre 2005 il Ministero delle Attività Produttive ha emanato il decreto per la definizione delle modalità e condizioni per le importazioni di energia elettrica nel 2006, destinando al mercato vincolato il 26% della capacità di importazione, in aggiunta alla capacità riservata ai contratti pluriennali, come già previsto per il 2005.

In attuazione dei criteri previsti dai decreti del Ministero delle Attività Produttive, l'Autorità, con delibera n. 269/05, ha definito la disciplina per le importazioni ed esportazioni di energia elettrica per il 2006. In particolare, la delibera ha modificato il meccanismo di assegnazione delle coperture del differenziale di prezzo tra estero e zona di importazione (associato al rischio di congestione sulle reti transfrontaliere), superando l'assegnazione gratuita *pro quota* applicata nel 2005 al fine di conformarsi completamente alla normativa comunitaria in materia di gestione delle congestioni. Per il 2006 è stata infatti prevista l'assegnazione delle coperture mediante asta esplicita, prevedendo il rimborso *pro quota* sulla base della potenza media annuale degli assegnatari; al rimborso è fissato però un *cap* qualora il soggetto partecipante abbia una potenza superiore al 10% di quella complessiva.

Energia da impianti CIP 6

Per quanto riguarda l'assegnazione dell'energia CIP 6, il decreto del Ministero delle Attività Produttive del 24 dicembre 2004 ha stabilito la cessione in Borsa da parte del GRTN di tale energia e l'assegnazione, *pro quota* ai richiedenti, di "Contratti per differenza" per una quantità pari alla produzione di energia da impianti CIP 6. In base a tali contratti, gli assegnatari ricevono o versano, per le rispettive quote di capacità assegnata, la differenza tra il prezzo medio di mercato (PUN) e il prezzo di assegnazione (*strike price*), pari per il 2005 a 50 euro/MWh.

La quantità assegnata dal GRTN è aumentata dai 4.600 MW dell'anno 2004 ai 5.800 MW del 2005, di cui 3.480 MW sono stati assegnati al mercato libero (444 MW a Enel) e 2.320 MW al mercato vincolato.

Il decreto del Ministero delle Attività Produttive del 5 dicembre 2005 ha affidato al Gestore del Sistema Elettrico - GRTN l'assegnazione dell'energia CIP 6 per il 2006 *pro quota* ai richiedenti secondo un meccanismo analogo a quello adottato per il 2005. Lo *strike price* per i "Contratti per differenza" per il 2006 è pari a 55,5 euro/MWh per tutte le ore del 2006. Il decreto ha destinato il 40% dell'energia CIP 6 all'Acquirente Unico, come nel 2005. Sulla base delle indicazioni del Ministero delle Attività Produttive, il Gestore del Sistema Elettrico ha assegnato l'energia CIP 6 per una quantità complessiva pari a 5.600 MW, di cui 3.360 MW al mercato libero (406 MW a Enel) e 2.240 MW al mercato vincolato.

"Certificati verdi" e misure di rimborso

Con la delibera n. 8/04 del 6 febbraio 2004, l'Autorità aveva stabilito la misura del rimborso da riconoscere ai produttori di energia elettrica che, nell'anno 2002, hanno adempiuto all'obbligo di cui all'art. 11, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999 n. 79 (decreto Bersani), relativo all'immissione nel sistema di una quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (sistema dei "certificati verdi"). Con tale delibera l'Autorità non ha riconosciuto integralmente gli oneri sostenuti da Enel per l'adempimento dell'obbligo previsto dal citato art. 11 relativamente all'energia destinata ai clienti del mercato vincolato. Enel ha provveduto, pertanto, a impugnare dinnanzi al TAR della Lombardia la suddetta delibera; il ricorso è stato respinto dal giudice amministrativo che ha però ribadito la necessità di riconoscere a Enel un compenso per quei certificati che erano stati acquistati in relazione all'energia (di fonte non rinnovabile) utilizzata per il funzionamento degli impianti di pompaggio. Enel è ricorso in appello per il mancato accoglimento del ricorso da parte del TAR della Lombardia; in data 21 marzo 2006, il Consiglio di Stato ha confermato la sentenza del TAR.

Successivamente, con la delibera n. 101/05 l'Autorità ha riconosciuto a Enel il diritto al rimborso degli oneri sostenuti nel 2002 per l'energia utilizzata per il pompaggio (7 milioni di euro) nonché degli oneri sostenuti nel 2003 limitatamente all'energia destinata ai clienti del mercato vincolato (93 milioni di euro). Enel ha comunque presentato ricorso al TAR anche contro la delibera n. 101/05, per le stesse ragioni per cui ha impugnato la delibera n. 8/04.

Istruttorie e indagini dell'Autorità

Il 13 gennaio 2005 l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva sull'andamento dei prezzi della Borsa dell'energia elettrica nei giorni dal 10 al 14 del mese di gennaio 2005, il cui esito è stato pubblicato in aprile, insieme ai risultati delle indagini sui prezzi di Borsa di giugno 2004 (delibera n. 25/05).

Le conclusioni di tale istruttoria sono state trasmesse all'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM) in quanto hanno evidenziato potenziali anomalie nella formazione dei prezzi e presunti abusi di potere di mercato da parte di Enel. Il 6 aprile l'AGCM ha avviato un'istruttoria nei

confronti di Enel SpA ed Enel Produzione per presunto abuso di posizione dominante in relazione ai prezzi praticati sulla Borsa dell'energia elettrica. Il termine per la conclusione dell'istruttoria, inizialmente fissato per il 31 marzo 2006, è stato poi prorogato al 30 giugno 2006.

Il 9 febbraio 2005 l'AGCM e l'Autorità hanno pubblicato i risultati di una indagine conoscitiva congiunta sullo stato della liberalizzazione del settore elettrico avviata nel 2003: l'indagine ha individuato Enel come operatore "pivotal", ossia indispensabile per soddisfare la domanda e dunque in grado di fissare il prezzo all'ingrosso in un elevato numero di ore. Sulla base di tali conclusioni, l'Autorità ha emanato due documenti di consultazione che illustrano le possibili misure da adottare per la promozione della concorrenza nel settore, ipotizzando sia misure strutturali di riduzione del potere di mercato sia misure che limitino l'interesse al suo esercizio anche attraverso la cessione di capacità da parte di Enel secondo il meccanismo dei cosiddetti "*Virtual Power Plant*".

Con la delibera n. 212/05 del 7 ottobre, successivamente modificata con la delibera n. 220/05, l'Autorità ha imposto a Enel la cessione di capacità secondo il meccanismo dei *Virtual Power Plant* per 3.600 MW nella macrozona Sud e per circa 200 MW nella macrozona Sicilia. Tale quantità si è poi ridotta a 1.800 MW, a seguito delle successive vendite effettuate da Enel, in particolare tramite l'operazione "Prezzo sicuro" sul mercato libero e la partecipazione alle aste indette dall'Acquirente Unico per la fornitura del mercato vincolato nel 2006. La tipologia contrattuale di *Virtual Power Plant* adottata dall'Autorità consiste in contratti finanziari di copertura cosiddetti "a una via", in base ai quali l'acquirente paga un premio per la capacità e acquisisce il diritto a ricevere l'eventuale differenza positiva fra il prezzo di Borsa e il prezzo di esercizio (*strike price*) previsto dal contratto.

Il 28 ottobre 2005 Enel ha presentato ricorso al TAR della Lombardia con richiesta di sospensiva contro la delibera n. 212/05, valutando il provvedimento lesivo della libertà d'impresa e ritenendo che l'Autorità non disponga del potere di adottare simili misure strutturali; la richiesta di sospensiva di Enel è stata prima accolta dal TAR, ma successivamente revocata dal Consiglio di Stato su ricorso dell'Autorità. In attesa della pronuncia del TAR sul merito della delibera, Enel ha quindi indetto le procedure concorsuali per l'assegnazione di capacità produttiva virtuale pari a 1.800 MW, ma entrambe le aste (svoltesi rispettivamente il 30 novembre e il 13 dicembre 2005) sono andate deserte. L'Autorità ha quindi chiesto di esaminare i dati e le modalità di definizione del prezzo base d'asta; Enel ha fornito i dati richiesti, che sono tuttora al vaglio dell'Autorità. Infine, nell'udienza di merito, svoltasi il 17 gennaio 2006, il TAR ha accolto il ricorso di Enel contro la delibera n. 212/05 che quindi è stata annullata.

Come ulteriore misura per limitare il potere di mercato, in data 4 agosto 2005 l'Autorità ha adottato la delibera n. 175/05, che sottrae agli operatori la gestione degli impianti di pompaggio strategici per la sicurezza del sistema, affidandola a Terna - Rete Elettrica Nazionale. Sulla base della delibera, Terna ha indicato che la capacità di impianti di pompaggio strategici è pari a 5.940 MW, ovvero la quasi totalità degli impianti di pompaggio installati in Italia. Secondo la delibera tali impianti verranno gestiti da Terna e a essi verrà corrisposta una remunerazione amministrata. Enel ha impugnato la delibera davanti al TAR che il 28 febbraio 2006 ha accolto il ricorso annullando la delibera.

Con la delibera n. 54/04 del 1° aprile 2004, l'Autorità aveva avviato un'istruttoria formale nei confronti di Enel Produzione per la mancata disponibilità di capacità di generazione che aveva portato ai distacchi programmati di energia del 26 giugno 2003 (*brown-out*). Al termine della prima fase dell'istruttoria formale, Enel Produzione aveva provveduto al pagamento in misura ridotta ex art. 16 della legge n. 689/81 (c.d. "oblazione"). Con la delibera n. 10/05 l'Autorità ha chiuso, il 29 gennaio 2005, l'istruttoria formale senza irrogare sanzioni a Enel Produzione, riconoscendo la validità dell'oblazione effettuata. Sulla base delle conclusioni di tale istruttoria, con la delibera n. 11/05 l'Autorità, nel definire le modalità di remunerazione dei servizi di riserva nel primo semestre 2003, ha invitato il GRTN a non pagare a Enel Produzione il servizio prestato in tale periodo. Enel ha presentato ricorso su entrambi i provvedimenti, intimando contemporaneamente al GRTN di effettuare il pagamento dovuto. Nell'udienza per il ricorso sulle delibere n. 10/05 e n. 11/05 tenutasi il 12 luglio 2005 il TAR della Lombardia ha accolto il ricorso di Enel e ha annullato le delibere nella parte in cui invitano il GRTN a non rimborsare a Enel Produzione i corrispettivi dei servizi di riserva prestati; il 31 ottobre 2005 il GRTN ha conseguentemente quantificato in 76 milioni di euro la remunerazione spettante a Enel. L'Autorità ha comunque presentato ricorso in appello contro la sentenza del TAR che annulla in parte le delibere n. 10/05 e n. 11/05; si attende la fissazione dell'udienza da parte del Consiglio di Stato.

Con la delibera n. 20/04 del 19 febbraio 2004 l'Autorità ha disposto, per il mese di marzo 2004, una riduzione del prezzo di cessione dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato nonché una riduzione dei corrispettivi di riserva e di bilanciamento in modo da recuperare l'aumento teorico dei prezzi nel 2004 dovuto all'introduzione delle nuove fasce orarie. Enel e altri operatori hanno impugnato davanti al TAR della Lombardia la suddetta delibera, ottenendone l'annullamento. Su ricorso dell'Autorità, tuttavia, il 17 gennaio 2006 il Consiglio di Stato ha ripristinato la delibera n. 20/04. Tale decisione ha comportato per il Gruppo Enel, nell'esercizio 2005, un onere di circa 200 milioni di euro.

In relazione al *black-out* del 28 settembre 2003, con la delibera n. 152/04 del 9 settembre 2004 l'Autorità ha avviato un'istruttoria formale per l'accertamento di eventuali responsabilità degli operatori appartenenti a tutta la filiera elettrica (produttori, distributori, GRTN). A giugno 2005 l'Autorità ha reso note le risultanze istruttorie, il cui contenuto confermava le accuse rivolte inizialmente agli operatori.

In data 14 luglio 2005 si è tenuta dinanzi all'Autorità un'audizione nel corso della quale Enel Produzione ha presentato la propria memoria difensiva e in un'ottica di mera prudenza e cautela ha provveduto al pagamento in misura ridotta ex art. 16 della legge n. 689/81 (c.d. "oblazione") così come gli altri produttori oggetto dell'istruttoria.

Il 15 dicembre l'Autorità ha chiuso, limitatamente ai profili sanzionatori, le istruttorie nei confronti degli operatori della produzione, non irrogando sanzioni in virtù dell'oblazione effettuata; restano aperte le istruttorie relative agli altri operatori della filiera, tra cui Enel Distribuzione, così come le istruttorie nei

confronti dei produttori per l'eventuale adozione di provvedimenti prescrittivi. Il termine definitivo per la chiusura dell'istruttoria è previsto per il 30 aprile 2006.

Emission Trading

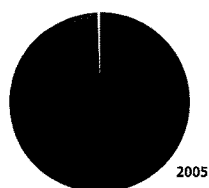
Con riferimento al sistema ETS (*Emission Trading Scheme*) finalizzato a favorire la riduzione delle emissioni dei gas responsabili dell'effetto serra, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio il 23 febbraio 2006 ha emanato il decreto DEC/RAS/074/2006, recante l'assegnazione e il rilascio delle quote di CO₂ per il periodo 2005-2007 ai sensi di quanto disposto dall'art. 11, paragrafo 1, della direttiva 2003/87/CE del Parlamento e del Consiglio europei.

Il decreto assegna agli impianti esistenti di Enel Produzione quote di emissione pari a 48,2 milioni di tonnellate (Mton) di CO₂ per il 2005, a fronte di emissioni effettive pari a 56,8 Mton. Enel dovrà quindi ricorrere all'approvvigionamento sul mercato per colmare il deficit di quote, pari a 8,6 Mton; l'impatto stimato è di circa 182 milioni di euro.

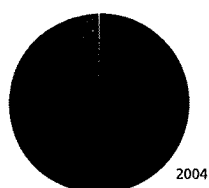
In Spagna, alla società Viesgo Generación per il 2005 sono state assegnate 3,9 Mton di CO₂ a fronte di emissioni effettive pari a 6,0 Mton. Viesgo ha quindi registrato un deficit di quote pari a 2,1 Mton e il relativo onere è stimato pari a 46 milioni di euro.

Produzione di energia

Produzione netta
di Enel in Italia
(milioni di kWh)



■ Termoelettrica: **81.823**
■ Idroelettrica: **24.883**
■ Geotermoelettrica: **5.012**
Altre fonti: **369**



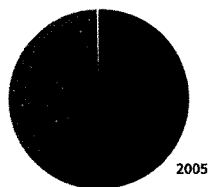
■ Termoelettrica: **91.854**
■ Idroelettrica: **28.659**
■ Geotermoelettrica: **5.120**
Altre fonti: **235**

Produzione netta di Enel in Italia

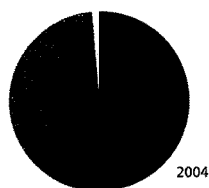
Milioni di kWh

	2005	2004	2005-2004	
Termoelettrica	81.823	91.854	(10.031)	-10,9%
Idroelettrica	24.883	28.659	(3.776)	-13,2%
Geotermoelettrica	5.012	5.120	(108)	-2,1%
Altre fonti	369	235	134	57,0%
Totale	112.087	125.868	(13.781)	-10,9%

La produzione netta, pari a 112,1 miliardi di kWh, evidenzia una contrazione del 10,9% rispetto a quella del 2004. Tale riduzione è attribuibile principalmente all'andamento meno favorevole delle condizioni di idraulicità, all'aumento delle importazioni, all'entrata in produzione di nuova potenza di terzi, nonché ai programmi di trasformazione in corso. In particolare, la fonte termoelettrica si riduce del 10,9% (-10,0 miliardi di kWh) e quella idroelettrica è in discesa del 13,2% (-3,8 miliardi di kWh). La produzione di energia dalle fonti diverse dalle precedenti rimane sostanzialmente costante in quanto la flessione dell'energia geotermoelettrica (-108 milioni di kWh) risulta compensata dalla crescita della produzione da fonti energetiche alternative (+134 milioni di kWh) per effetto dell'entrata in esercizio di nuovi impianti eolici.

Contributi alla produzione
termica lorda
(milioni di kWh)

■ Oli: **16.196**
 ■ Gas naturale: **39.072**
 ■ Carbone: **31.469**
 Orimulsion e altri combust.: **209**



■ Oli: **21.822**
 ■ Gas naturale: **42.007**
 ■ Carbone: **32.286**
 Orimulsion e altri combust.: **1.273**

Contributi alla produzione termica lorda

Milioni di kWh

	2005		2004		2005-2004	
Olio combustibile pesante (S>0,5%)	5.253	6,0%	9.310	9,6%	(4.057)	-43,6%
Olio combustibile leggero (S<0,5%)	10.943	12,6%	12.512	12,8%	(1.569)	-12,5%
Totale olio combustibile	16.196	18,6%	21.822	22,4%	(5.626)	-25,8%
Gas naturale	39.072	45,0%	42.007	43,1%	(2.935)	-7,0%
Carbone	31.469	36,2%	32.286	33,2%	(817)	-2,5%
Orimulsion e altri combustibili	209	0,2%	1.273	1,3%	(1.064)	-83,6%
TOTALE	86.946	100,0%	97.388	100,0%	(10.442)	-10,7%

La riduzione del 10,7% della produzione termoelettrica lorda nel suo complesso si è riflessa sulla produzione da olio combustibile (-25,8%) e in minore misura su quella da gas naturale (-7,0%) e da carbone (-2,5%).

Il sensibile decremento della produzione da olio combustibile (-5,6 miliardi di kWh) è in massima parte riferibile alla centrale di Torvaldaliga Nord, completamente inattiva nel 2005 per l'attività di trasformazione a carbone dell'impianto. La maggior riduzione registrata dall'olio combustibile a più alto tenore di zolfo rispetto a quella dell'olio combustibile a bassissimo tenore di zolfo è da collegare all'impianto di Porto Tolle che, a partire dal 1° gennaio 2005, essendo stata completata l'attività di ambientalizzazione delle quattro sezioni, utilizza olio combustibile della tipologia a bassissimo tenore di zolfo.

La riduzione della produzione da gas naturale è invece riferibile al minore funzionamento registrato dagli impianti a ciclo combinato a causa della minore competitività degli impianti di prima generazione dell'area Nord.

Si evidenzia inoltre che il permanere delle difficoltà di approvvigionamento dell'orimulsion ha determinato il sostanziale azzeramento della produzione con tale combustibile.

Investimenti e impianti

Investimenti Italia

Milioni di euro

	2005	2004	2005-2004	
Impianti di produzione:				
> termoelettrici	487	345	142	41,2%
> idroelettrici	178	174	4	2,3%
> geotermoelettrici	84	55	29	52,7%
> con fonti energetiche alternative	19	70	(51)	-72,9%
Totale impianti di produzione	768	644	124	19,3%
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali	10	22	(12)	-54,5%
Investimenti in immobilizzazioni immateriali	20	15	5	33,3%
TOTALE	798	681	117	17,2%

Gli investimenti del 2005 ammontano a 798 milioni di euro, di cui 768 riferibili a impianti di generazione. Rispetto all'esercizio precedente, si registra un incremento di 124 milioni di euro, prevalentemente riferibile agli investimenti su impianti termoelettrici, tra i quali si evidenziano la riconversione a carbone della centrale di Torrealvaldliga Nord, l'adeguamento a biomasse della centrale del Sulcis, l'attività di ambientalizzazione dell'impianto di Fusina, nonché la trasformazione a ciclo combinato della centrale di Santa Barbara, delle quattro sezioni di La Casella e delle sezioni 3 e 4 di Porto Corsini. La crescita degli investimenti in impianti geotermici e in minor misura in impianti idroelettrici consegue principalmente a interventi di rifacimento e ripotenziamento che comprendono anche interventi obbligatori ai fini della sicurezza e dell'ambiente (interventi di ambientalizzazione, rifacimento di opere idrauliche ecc.).

Potenza efficiente netta di Enel installata in Italia

MW

	al 31.12.2005	al 31.12.2004	2005-2004
Impianti termoelettrici	26.902	26.837	65
Impianti idroelettrici	14.363	14.318	45
Impianti geotermici	671	642	29
Impianti con fonti alternative	280	250	30
Totale	42.216	42.047	169

La potenza efficiente netta installata in Italia al 31 dicembre 2005 risulta sostanzialmente in linea con i valori registrati alla fine dell'esercizio 2004. In tale contesto, l'incremento della potenza termoelettrica, pari a 65 MW, consegue alla messa in esercizio della sezione 2 della centrale del Sulcis dopo la

trasformazione a letto fluido, parzialmente compensata dalla contrazione relativa alla centrale di Mercure per la trasformazione a biomasse della sezione a olio combustibile; aumenti di potenza si registrano anche negli impianti idroelettrici per 45 MW e in quelli geotermici e da fonti alternative per 59 MW, essenzialmente dovuti alla conclusione di progetti di rinnovamento e rifacimento.

Risultati economici

I *ricavi* del 2005 ammontano a 13.376 milioni di euro in aumento di 930 milioni di euro (+7,5%) rispetto al 2004 in conseguenza dei seguenti principali fattori:

- > maggiori ricavi da vendita di energia intermediata da Enel Trade per 587 milioni di euro, derivanti in particolare dall'incremento dell'attività di *trading* nei mercati internazionali;
- > riconoscimento di partite regolatorie pregresse per 438 milioni di euro, di cui 338 milioni di euro per servizi di riserva verso il GRTN per il periodo dal 2002 al 31 marzo 2004 e 100 milioni di euro per il rimborso degli oneri per certificati verdi sostenuti nel 2002 e nel 2003; tali partite sono parzialmente compensate dagli effetti derivanti dall'applicazione della delibera n. 20/04 dell'Autorità che ha comportato una rettifica dei prezzi dell'energia ceduta a Enel Distribuzione e al GRTN nel marzo 2004 pari a 191 milioni di euro;
- > incremento di ricavi netti derivanti dall'attività di gestione del rischio *commodity* per 311 milioni di euro, relativi essenzialmente ai proventi realizzati su "Contratti per differenza" stipulati con l'Acquirente Unico;
- > incremento di 624 milioni di euro dei ricavi da vendita di energia prodotta da Enel Produzione, inclusivi della remunerazione dei servizi di dispacciamento avviati dal 1° aprile 2004;
- > maggiori ricavi da vendita di gas naturale alla Divisione Mercato pari a 170 milioni di euro;
- > minori ricavi da vendita di combustibili per *trading* pari a 448 milioni di euro, quale saldo tra la crescita di 32 milioni di euro della vendita di gas e la contrazione di 480 milioni di euro della vendita degli altri combustibili. La riduzione è originata principalmente da una maggiore focalizzazione di Enel Trade sull'approvvigionamento di gas alle società del Gruppo;
- > rilevazione nel 2004 di proventi per 513 milioni di euro relativi al riconoscimento degli *stranded cost* sostenuti nel periodo 2000-2003.

Il *marginale operativo lordo* si attesta a 3.415 milioni di euro in diminuzione di 150 milioni di euro (-4,2%) rispetto ai 3.565 milioni di euro registrati nel precedente esercizio. La riduzione è imputabile principalmente alla rilevazione nel 2004 di proventi per 513 milioni di euro relativi al riconoscimento degli *stranded cost* sostenuti nel periodo 2000-2003, parzialmente compensati dalla rilevazione nel 2005 di un saldo positivo per partite regolatorie pregresse (247 milioni di euro) e da un contenimento dei costi operativi e in particolare del costo del lavoro (141 milioni di euro). Gli effetti negativi connessi agli oneri per emissione di CO₂ eccedente le quote assegnate e ai minori volumi prodotti sono stati sostanzialmente compensati dai risultati delle attività di gestione del rischio *commodity*, dai migliori margini unitari, nonché dall'aumento degli altri ricavi.

Il risultato operativo si attesta a 2.403 milioni di euro, in diminuzione di 32 milioni di euro (-1,3%) rispetto al 2004 (2.435 milioni di euro), beneficiando di minori ammortamenti a seguito della revisione della vita utile degli impianti di generazione.

Attività internazionali

Potenza netta da impianti di generazione all'estero

MW	Enel North America	Enel Latin America	Gruppo Viesgo	Enel Unión Fenosa Renovables	Maritza	Totale	
						al 31.12.2005	al 31.12.2004 2005-2004
Termoelettrici	-	-	1.592	-	549	2.141	2.141 -
Idroelettrici	313	174	672	-	-	1.159	1.129 30
Eolici	67	24	-	321	-	412	350 62
Biomasse e biogas	22	-	-	-	-	22	21 1
Cogenerazione	-	-	-	52	-	52	52 -
Totale	402	198	2.264	373	549	3.786	3.693 93

L'aumento della potenza netta è riconducibile principalmente sia a Enel Unión Fenosa Renovables per l'entrata in funzione di due impianti eolici e per l'acquisto di un terzo per complessivi 62 MW, sia a Enel North America che ha acquisito una centrale da 25 MW nel Vermont.

Produzione netta di Enel all'estero

Milioni di kWh

	2005	2004	2005-2004	
Termoelettrica	9.781	8.484	1.297	15,3%
Idroelettrica	2.887	2.890	(3)	-0,1%
Altre fonti	957	947	10	1,1%
Totale	13.625	12.321	1.304	10,6%

La produzione netta all'estero, pari a 13.625 milioni di kWh, si incrementa del 10,6% essenzialmente per effetto dell'aumento della produzione termoelettrica di Viesgo Generación.

Investimenti e impianti

Milioni di euro

	2005	2004	2005-2004	
Impianti di produzione:				
> termoelettrici	83	110	(27)	-24,6%
> idroelettrici	28	14	14	100,0%
> con fonti energetiche alternative	111	52	59	113,5%
Totale impianti di produzione	222	176	46	26,1%
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali	3	-	3	
Investimenti in immobilizzazioni immateriali	4	-	4	
TOTALE	229	176	53	30,1%

Gli investimenti effettuati nel 2005 sono pari a 229 milioni di euro, di cui 222 milioni di euro per le attività di produzione. Rispetto all'esercizio precedente si segnala un incremento per 53 milioni di euro, prevalentemente riferito agli investimenti effettuati da Enel Unión Fenosa Renovables su impianti eolici.

Risultati economici

I ricavi del 2005 sono pari a 914 milioni di euro, in crescita di 292 milioni di euro (+46,9%) rispetto all'esercizio precedente.

La crescita è dovuta per la quasi totalità a Viesgo Generación e a Enel Unión Fenosa Renovables che hanno conseguito maggiori ricavi rispettivamente per 259 milioni di euro e 40 milioni di euro, essenzialmente per l'aumento dei volumi di produzione (+56 milioni di euro) e dei prezzi di vendita (+214 milioni di euro).

Il *marginale operativo lordo* ammonta a 290 milioni di euro rispetto ai 215 milioni registrati nel precedente esercizio; la crescita, pari a 75 milioni di euro, è riferibile essenzialmente a Viesgo Generación e a Enel Unión Fenosa Renovables ed è da imputarsi al già commentato aumento dei ricavi.

Il *risultato operativo* si attesta a 162 milioni di euro, con un aumento di 66 milioni di euro che riflette la crescita del margine operativo lordo e risente inoltre di un aumento di ammortamenti e perdite di valore di 9 milioni di euro.

Capitale investito netto Il *capitale investito netto* della Divisione Generazione ed Energy Management al 31 dicembre 2005 è pari a 14.700 milioni di euro rispetto ai 14.931 milioni di euro dell'anno precedente. La riduzione, pari a 231 milioni di euro, risente del decremento delle immobilizzazioni materiali nette, in parte compensato dalla crescita dei crediti commerciali.