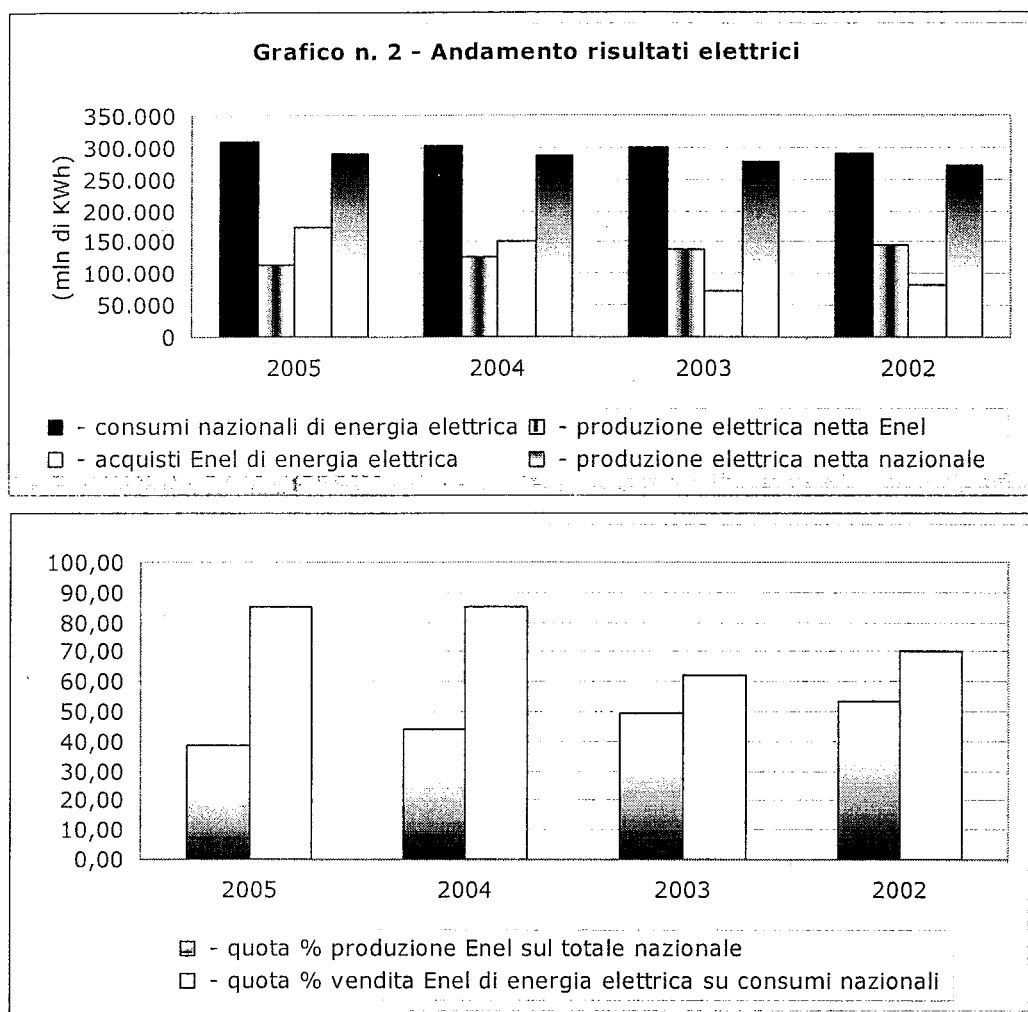




Viene, pertanto, confermato il giudizio che l' Italia - per il riscaldamento e per la produzione di energia elettrica - dipende sempre più dall'estero e sempre più dal metano che giunge mediante gasdotti (sostanzialmente dall'Algeria e dalla Russia, per circa il 40%) non facilmente incrementabili. Dati positivi giungono, peraltro, dall'AEEG che - in un comunicato del maggio 2006 - ritiene ampiamente superato l'obiettivo nazionale di risparmio energetico definito per l'anno 2005 sulla base di azioni mirate (*lampadine ed elettrodomestici a basso consumo, sostituzione caldaie obsolete, isolamenti termici, interventi su sistemi di produzione e distribuzione, ecc.*) a parità di servizi goduti dai consumatori finali.

Per completezza, di seguito si espongono gli **indicatori di continuità del servizio elettrico** nell'ultimo biennio (prospetto 8) e si rappresenta che, per effetto del potenziamento della rete, detta continuità è migliorata anche nel 2005 nei confronti dei clienti *ENEL*: infatti, la durata media complessiva delle interruzioni è ancora diminuita¹⁰² mentre segna una battuta d'arresto il ridimensionamento dello storico *gap* tra le Regioni del sud e quelle del centro/nord. Si tratta, comunque, di valori – confermati per il 1° semestre 2006 – che mantengono l'*ENEL* ai vertici della classifica europea.

prospetto n. 8

INTERRUZIONI LUNGHE Anno 2005

AREE TERRITORIALI	SENZA PREAVVISO				CON PREAVVISO	
	N. medio Per utente BT		Minuti persi medi per utente BT		N. medio per utente BT	Minuti persi medi per utente BT
	Tutte le Cause	Cause forza Maggiore o terzi	Tutte le Cause	Cause forza maggiore o terzi		
NORD ITALIA	1,45	0,13	58,30	17,75	0,33	47,78
CENTRO ITALIA	2,01	0,07	60,37	6,99	0,47	73,80
SUD ITALIA E ISOLE	3,30	0,11	109,53	20,34	0,36	68,98
ITALIA	2,30	0,11	78,58	16,00	0,38	62,60

INTERRUZIONI LUNGHE Anno 2004

AREE TERRITORIALI	SENZA PREAVVISO				CON PREAVVISO	
	N. medio Per utente BT		Minuti persi medi per utente BT		N. medio per utente BT	Minuti persi medi per utente BT
	Tutte le Cause	Cause forza Maggiore o terzi	Tutte le Cause	Cause forza maggiore o terzi		
NORD ITALIA	1,78	0,43	91,07	44,01	0,34	48,23
CENTRO ITALIA	2,40	0,39	77,65	20,33	0,55	79,17
SUD ITALIA E ISOLE	3,07	0,30	91,19	14,97	0,42	84,02
ITALIA	2,38	0,37	88,77	28,72	0,41	67,38

All'estero, la produzione netta nel 2005 è stata di 13.625 GWh (+ 10.6%) considerato l'apporto fornito da *Viesgo Generation* in Spagna; l'energia distribuita è aumentata di 3,6 TWh per effetto del consolidamento delle attività in Romania; l'energia venduta ammonta a 8.093 GWh.

L'attività di generazione continua ad essere esercitata in Spagna, Bulgaria e America (qui, in prevalenza da fonti rinnovabili); la distribuzione e la vendita sono, invece, effettuate in Spagna e Romania.

Il capitale investito netto ammonta ad euro 15.146 milioni, con incremento di euro 168 milioni (+4,8%); gli investimenti negli impianti di

¹⁰² Le interruzioni cumulate nelle reti di *Enel Distribuzione* sono state finora, nella media, nettamente inferiori rispetto ai *target* fissati dall'AEEG.

produzione sommano ad euro 176 milioni di cui: 96 per l'avvio del piano di ammodernamento della centrale bulgara di "Maritza" e 52 per le attività di produzione di energia da fonti rinnovabili da parte di *Enel Union Fenosa Renovables*.

La capacità degli impianti di generazione situati all'estero è riepilogata nel prospetto n. 9: la contrazione della potenza netta degli impianti termoelettrici è dovuta, in gran parte, alla parziale indisponibilità della Centrale di "Maritza" per lavori di ammodernamento e sistemazione ambientale.

prospetto n. 9

POTENZA NETTA IMPIANTI DI GENERAZIONE ALL'ESTERO (MW)							
	2005					2004	
	E.North America	E.Latin America	Gruppo Viesgo	Maritza	E.U.Fenosa Renovables	Totale Estero	
- Termoelettrici	-	-	1.592	549	-	2.141	2.141
- Idroelettrici	313	174	672	-	-	1.159	1.129
- Eolici	67	24	-	-	321	412	346
- Biomasse e Biogas	22	-	-	-	-	22	21
- Cogenerazione	-	-	-	-	52	52	52
Totale	402	198	2.264	549	373	3.786	3.898

8.1.2 - Nel settore del gas.

A fine 2005, i clienti erano 2.142.000 e la quota di mercato ammontava al 9,7% essendo stati commercializzati circa 5,1 miliardi di mc. Da segnalare, nel periodo di riferimento:

- l'acquisizione il 31 gennaio 2006 della soc. *SIMEO*, operante nella distribuzione del gas naturale, nonché del ramo di azienda di *E.On Vendita* attivo nella vendita di gas naturale in Sicilia, nei 22 Comuni serviti da *Simeo*, previo corrispettivo complessivo di 37 milioni di euro; il numero dei clienti siciliani del gas è salito, pertanto, ad oltre 74.600;
- le negoziazioni preliminari¹⁰³ con la *holding* cinese "Beijing Capital Group" (BCG), controllata dal Comune di Pechino, per un possibile ingresso dell'*ENEL* nel capitale di detta società creata per gestire investimenti nel settore del gas.

¹⁰³ Il C.d.A., in data 19 gennaio 2006, ha espresso valutazione di massima positiva sull'accordo da definire ed ha autorizzato il prosieguo delle trattative.

8.2 - LE TARIFFE. - IL RIMBORSO DI "STRANDED COST".

L'aggiornamento delle tariffe¹⁰⁴ è costante.

Nel **2005** - per gennaio/marzo, l'incremento di quella elettrica - tenuto conto dell'andamento dei prezzi internazionali del metano e dei combustibili utilizzati per la produzione elettrica - è stato dell' *1,5%* (delibera n. 252/04); per il gas, invece, l'aumento è stato del *2,0%* (delibere nn. 238/04 e 248/04);

- per il secondo trimestre (aprile/giugno 2005), con la delibera n. 54/05 l'aggiornamento per l'elettricità è stato pari a *+ 1,8%* e per il gas a *+1,7%* (delibere nn. 55/05 e 56/05). La tariffa media nazionale, al netto delle imposte, risultava pari a cent/euro *10,67* per KWh per l'elettricità ed a cent/euro *59,19* per il gas;

- con delibera n. 133/05 l'aggiornamento per luglio/settembre 2005 non ha registrato aumenti dell'elettricità nonostante il rialzo dei prodotti petroliferi e dei combustibili utilizzati avendo l'AEEG compensato l'incremento della componente tariffaria sia mediante gli accantonamenti degli *stranded costs* sia sospendendo transitoriamente altre componenti tariffarie; anche le strategie di acquisto dell'Acquirente Unico, hanno consentito un contenimento del costo della componente produzione elettrica di circa il *3%*. Per il gas metano (delibera n. 132/05) il rialzo della tariffa di riferimento è stato del *3,7%* in media nazionale, con aumento trimestrale pari a *2,22* centesimi di euro per metro cubo;

- per il 4° trimestre 2005, l'AUTORITÀ ha introdotto ulteriori aumenti¹⁰⁵ - *4,4%* per l'elettricità e *3,8%* per il gas, al lordo delle imposte - legati al ben noto e persistente rialzo del greggio sui mercati internazionali (triplicato dal 2002).

Per il **2006** - sempre al lordo delle imposte - i rincari quantificati dall'AUTORITÀ, sono stati i seguenti:

¹⁰⁴ La tariffa *h*, sostanzialmente, formata da quattro componenti: a) remunerazione dei costi industriali (incluso il capitale investito) di ciascuno dei segmenti del sistema elettrico (costi di generazione, trasmissione e distribuzione, vendita); b) oneri generali di sistema (addizionali) che, in gran parte, traggono origine dalle specificità del sistema elettrico nazionale, gravano anche sui clienti liberi e riguardano: il decommissioning nucleare, il finanziamento degli incentivi alle fonti rinnovabili ed assimilate, il finanziamento dei prezzi agevolati per legge, il finanziamento della ricerca di sistema, il finanziamento di *stranded cost*; c) costo del combustibile; d) imposte (statali e locali).

¹⁰⁵ Gli esperti dell'Istituto Ricerche Industriali ed Energetiche (RIE) avevano già, in tal senso, previsto e ricalcolato una curva tendenziale tenendo conto del consolidarsi del greggio attorno ai 68/70 dollari al barile in confronto ai 40 del luglio 2004 ed ai 20 del luglio 2001. Nel trimestre luglio/settembre 2005 il prezzo medio del petrolio è aumentato del *23%* circa, rispetto al precedente periodo aprile/giugno.

1. per il periodo gennaio/marzo, rispettivamente per elettricità e gas, del 2,5% e dello 0,7%(delibere nn. 284, 297, 298 e 299/05):
2. per il 2° trimestre (aprile/giugno) aumento del 5,7% e del 2,1% (delibere nn. 61, 62 e 63/06);
3. per il terzo trimestre (luglio/settembre) incremento pari al 5,8% e al 4,2% (delibere nn. 132, 133 e 134/06);
4. per il periodo ottobre /dicembre, infine, aumenti dell' 1,6% per l'elettricità e dello 0,3% per il gas (delibere nn. 205, 206, 207 e 211/06).

Va ancora una volta rammentato che, oltre il 20% della bolletta elettrica non riguarda i costi industriali ma sussidi (fonti rinnovabili, regimi speciali, interrompibilità, "certificati verdi", ecc.) ed imposte (quota fissa, imposta erariale, imposta locale, componenti tariffarie, iva, ecc.): si parla, in tal caso, di *extracosti in tariffa* (circa 7 miliardi di euro l'anno) che potrebbero, ulteriormente, lievitare a causa dei maggiori costi di produzione dell'elettricità legati al protocollo di Kyoto ed agli incentivi delle fonti rinnovabili¹⁰⁶ mediante i meccanismi di *emission trading* e dei "certificati verdi".

Anche se, ad avviso del Presidente dell'ANTITRUST, per abbattere il costo "ormai insostenibile" della bolletta energetica occorre eliminare le "strozzature" interne mediante *"una rete più aperta ed efficiente (nazionale e con l'estero, che) dovrebbe agevolare flussi di energia a costi più competitivi e incentivare investimenti sul territorio nazionale (...)*, osserva la Corte che tra le fonti di produzione di energia elettrica in Italia sussiste marcata prevalenza del petrolio (superiore a Francia e Germania) - il cui prezzo corre al rialzo, provocando nuovi aumenti del costo dei carburanti - e del gas naturale. A ciò vanno aggiunti la diversa incidenza del carico fiscale, l' elevato livello degli oneri generali di sistema nonché il parco di generazione, in parte, obsoleto e con rendimenti di conversione modesti.

E' necessario, perciò, intervenire sul contenimento delle tariffe mediante misure tempestive ed efficaci tra cui il deciso riequilibrio del *mix* di combustibili

¹⁰⁶ Con delibera n. 101/05 l' AEEG ha riconosciuto il rimborso di euro 92,7 milioni ad Enel Produzione per aver adempiuto agli obblighi di immettere nel sistema elettrico nazionale il 2% di energia da fonti rinnovabili (prodotta o importata nel corso del 2002) anche ricorrendo ai c.d. "certificati verdi".

utilizzati¹⁰⁷, privilegiando le fonti più economiche¹⁰⁸ (come il carbone e le energie derivanti da fonti rinnovabili) e/o approvvigionabili in mercati più aperti ed affidabili. Va, peraltro, apprezzata la introduzione di tariffe particolari, da gennaio 2005, per i clienti serviti dal contatore elettronico di telelettura.

Resta, quindi, attuale il suggerimento della Corte che tutti gli "attori" del sistema energetico nazionale si adoperino a cooperare proficuamente non solo per tracciare fondate ed attendibili previsioni circa i fabbisogni energetici del nostro Paese (nel breve e medio periodo) ma, altresì, a porre in essere gli opportuni rimedi nonché ad adottare tutte le iniziative oltre a tempestiva programmazione, per realizzare gli investimenti necessari alla copertura dei fabbisogni stessi, in grado di soddisfare le molteplici aspettative dell'utenza - sia nei momenti di richiesta, per così dire, ordinaria sia di "picco" - senza trascurare le problematiche connesse ai costi ed ai conseguenti riflessi sulle tariffe, alla salvaguardia dell'ambiente, alla tutela della salute, allo sviluppo economico, ai minori disagi possibili per la collettività, ecc.

* * *

Circa i rimborsi alle società elettriche di **stranded cost** (c.d. "costi incagliati")¹⁰⁹ consentiti dall'accordo di Bruxelles del luglio 2004 - assegnati con decreto congiunto del M.A.P. e M.E.F. in data 6 agosto 2004 e 22 giugno 2005, definitivamente approvati dalla Commissione europea a fine anno 2005 - l'*ENEL S.p.A.* ha incassato nel 2005 una prima *tranche* di circa 361 milioni di euro. L'*AUTORITA'*, con delibera n. 132/06 del 28 giugno 2006, ha aumentato la componente tariffaria destinata alla copertura degli *stranded cost* in modo da accelerare i rimborsi che, per l'*ENEL*, nel 2006, ammontano a complessivi euro 996 milioni con un residuo credito di 470 milioni di euro.

¹⁰⁷ Oggi l'Italia dipende dal mix olio/gas nella misura del 69% : con la riconversione e col piano di miglioramento dell'efficienza, la produzione a carbone "eco-compatibile" passerebbe dal 27% al 47%.

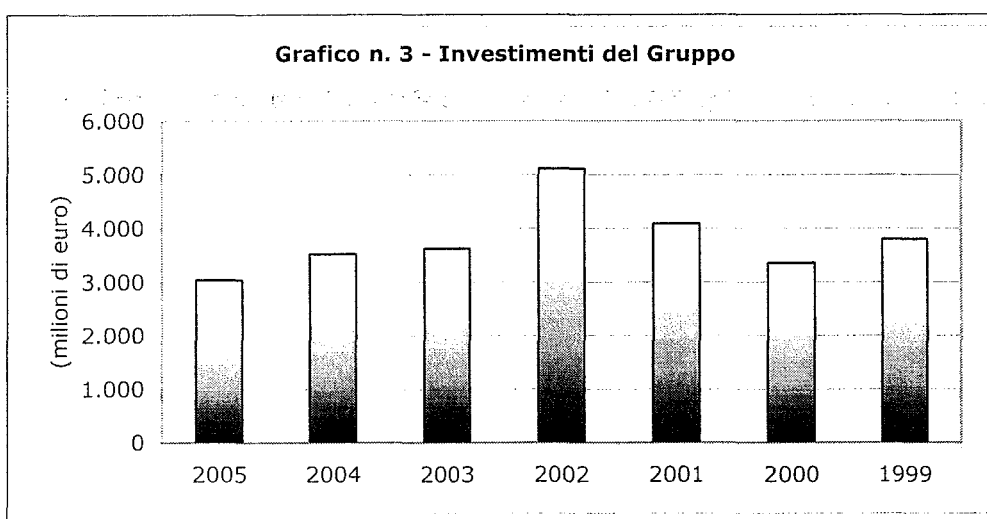
¹⁰⁸ Giova segnalare, ad esempio, il Piano energetico ambientale regionale della Regione Puglia (approvato nel febbraio 2006) che prevede, in particolare: la riduzione dell'impatto del carbone con maggiore utilizzo del gas, lo sviluppo dell'eolico - sulla base di precise linee guida - un forte impulso al solare termico, al fotovoltaico e alle biomasse.

¹⁰⁹ Trattasi dei costi sostenuti per l'ammodernamento e la costruzione di nuove centrali elettriche, prima della liberalizzazione del mercato, nonché per l'importazione del gas naturale dalla Nigeria mediante navi; costi che, recuperabili in regime di monopolio, non lo sono più nel mercato concorrenziale.

8.3 - GLI INVESTIMENTI.

Dopo il picco del 2002, è costante la tendenza alla loro diminuzione essendo stati, nell'esercizio in esame, ancora inferiori (-481 milioni di euro) rispetto al precedente.

Il seguente grafico evidenzia l'andamento, nell'ultimo settennio, delle immobilizzazioni **materiali**:



L'analisi delle singole componenti di destinazione è offerta dal prospetto n. 10:

prospetto n. 10

(in milioni di euro – fonte: ENEL)

INVESTIMENTI GRUPPO ENEL	2005	2004	2003	2002	2001	2000	1999
Impianti di produzione	990	820	810	960	828	570	815
Impianti di trasmissione	133	267	363	417	258	190	225
Reti di distribuzione	1.451	1.515	1.558	1.772	1.339	1.358	1.676
Totale parziale	2.574	2.602	2.731	3.149	2.425	2.118	2.716
Reti di TLC	251	680	685	1.550	1.185	936	874
Terreni, fabbricati e altri beni	212	236	207	410	473	299	203
Totale generale	3.037	3.518	3.623	5.109	4.083	3.353	3.793

Dalla "Relazione generale sulla situazione economica del Paese" del Ministro dell'Economia e Finanze si desume che, **nel complesso**, nel 2005 gli investimenti ammontano a 3.257 milioni di euro; di essi, quelli in nuovi impianti ammontano a 2.728 milioni (in lieve calo rispetto ai 2.838) di cui:

- il 35% per impianti di generazione (nel 2004 = 29%)
- il 5% per impianti e linee di trasmissione (nel 2004 = 9%)
- il 55% per impianti e linee di distribuzione (nel 2004 = 54%)

- il 5% per altri impianti (nel 2004 = 8%).

In base al **Piano industriale 2006/2010**¹¹⁰, l' *ENEL* prevede di investire complessivamente¹¹¹ 18,6 miliardi di euro - con la punta massima nel 2007 gradatamente in calo fino al 2010 - dei quali circa 13,8 da impiegare solo in Italia¹¹² per ridurre i costi di generazione mediante sia l'ammodernamento della capacità produttiva (conversione di impianti da olio combustibile a ciclo combinato a gas, conversione di alcune centrali sul mare da olio combustibile a carbone) sia lo sviluppo delle fonti rinnovabili¹¹³ (di cui 1,3 miliardi in Italia ed 1 miliardo all'estero), settore nel quale la Società è uno dei *leaders* a livello mondiale¹¹⁴, con 17 mila MW di capacità installata¹¹⁵. Trattasi di cifra in aumento, rispetto ai precedenti programmi, da utilizzare compatibilmente con la concessione delle necessarie autorizzazioni e di mirati incentivi. Il fenomeno è, peraltro, esponenziale della maggiore attenzione dell'*ENEL* verso queste fonti energetiche.

In relazione alle loro finalità, gli investimenti possono essere suddivisi in:

- "mandatory" (obbligatori in base alle disposizioni regolatorie) ;
- "stay in business" (incremento/mantenimento della qualità del servizio);
- "business development" (sviluppo di nuove iniziative).

Quanto alla ripartizione, secondo le Aree di attività, si fa presente che:

1) per la Divisione *GEM*, riguardano i progetti di trasformazione/ottimizzazione di diversi impianti del parco di generazione (tra cui: Torre Valdaliga Nord, per la conversione a carbone; Termini Imerese, per la conversione a ciclo ibrido; Pietrafitta, Santa Barbara, Sulcis ed altri, per interventi di trasformazione);

¹¹⁰ Approvato nella seduta del 19 gennaio 2006.

¹¹¹ Esclusi *T.E.R.N.A.* e *Wind*.

¹¹² Il Presidente, nella relazione agli azionisti del maggio 2006, ha precisato che con l'importo di detti investimenti l'*ENEL* dovrebbe raggiungere nel decennio 1999/2009 il totale di circa 28 miliardi.

¹¹³ Si tratta di progetti destinati ad attività di ricerca e non al conseguimento di ricavi.

¹¹⁴ Numero uno a livello mondiale nel geotermico e secondo produttore nazionale di energia eolica.

¹¹⁵ Dato fornito agli azionisti dal Presidente della Società, nel corso dell'Assemblea del maggio 2006.

2) per la Divisione *Infrastrutture e Reti*, i previsti investimenti “*stay in business*” di circa 5,2 miliardi di euro sulla rete elettrica¹¹⁶ sono finalizzati, nel quinquennio 2006/2010, al miglioramento della qualità del servizio offerto ai clienti ed alla riduzione della caduta di corrente, *blackout*, disservizi vari, ecc. in conformità agli obiettivi della AEEG.

* * *

Come già rappresentato nel precedente referto, la Corte auspica che gli **investimenti** siano finalizzati a far aumentare la produzione, con benefici effetti sulla concorrenza: il tutto nell’ottica tendenziale di conseguire la diminuzione dei prezzi dell’energia elettrica - ossia il risultato più auspicato, in concreto, dalla collettività - che potrebbe influire positivamente anche sull’andamento del titolo in Borsa con ricaduta sulle pubbliche risorse tenuto conto della quota di partecipazione in mano al Ministero dell’Economia e delle Finanze.

Ribadisce, comunque, che la pur prevedibile crescita di eolico¹¹⁷, solare/termodinamico (centrale di Serre Persano (CE) e progetto di Priolo/Gargallo), geotermia (circa il 70% dell’intera produzione delle fonti rinnovabili¹¹⁸), idrogeno (progetto di Fusine), biomasse¹¹⁹, ecc., costituisce una ridotta copertura (stimata intorno al 5% del fabbisogno di elettricità) del fabbisogno ed ha lo svantaggio di essere una fonte intermittente e, comunque, insufficiente a risolvere il problema di soddisfare la domanda energetica¹²⁰ nonché abbattere la produzione di Co2.

* * *

Dal prospetto n. 11 si evidenzia – rispetto al 2004 - il modesto aumento della potenza in MW e, quello più evidente, degli importi degli investimenti fatta eccezione per le fonti alternative:

¹¹⁶ Il MAP ha approvato, nell’aprile 2006, il piano di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale sia per il breve (5 anni) che per il lungo termine (10 anni) nel quadro di garanzia della copertura della domanda, di sicurezza del sistema, di qualità, di interconnessioni con l’estero, ecc.

¹¹⁷ Tramite la controllata ENA, la Società partecipa in Nord America alla gara per la cessione di 150 MW di impianti eolici in Pennsylvania e di ulteriori 30 MW di interconnessione utilizzabili per una possibile espansione del parco eolico.

¹¹⁸ Nella geotermia l’ENEL ha previsto investimenti di oltre 300 milioni di euro, nei prossimi cinque anni, con nuovi impianti nella regione Toscana.

¹¹⁹ Si ha notizia di uno studio di fattibilità per l’utilizzo di biomasse suine nella pianura padana in cui sarebbero coinvolte circa mille aziende agricole locali: si stima che l’iniziativa potrebbe contribuire nella misura del 5-6% al fabbisogno energetico nazionale.

¹²⁰ In argomento, si segnala un recente studio realizzato dal “CESI” e dall’Università di Genova (www.ricercadisistema.it/pagine/notiziedoc/61/Atlanteolico.pdf).

prospetto n. 11

Impianti	2005		2004	
	<i>investimenti</i>	Potenza in mw	<i>investimenti</i>	Potenza in mw
- Termoelettrici	487	26.902	345	26.837
- Idroelettrici	178	14.363	174	14.318
- Geotermici	84	671	55	642
- fonti alternative	19	280	70	250
Totale	768	42.216	644	42.047

* * *

E' quasi completata la realizzazione del progetto **contatore elettronico**¹²¹ - per la misurazione, gestione e lettura a distanza dei consumi di elettricità - destinato a sostituire, mediante il c.d. "telegestore", i contatori elettromeccanici attualmente in uso presso i clienti del Gruppo: secondo dati *ENEL*, nel primo semestre 2006 si è raggiunta la quota di 25,5 milioni (su un totale di oltre 30 milioni) e l'investimento - che suscita l'interesse di molte società - è stato di oltre 2 miliardi di euro. Per effetto del contatore elettronico *Enel Distribuzione* ha potuto varare ed aggiornare sistemi differenziati di tariffe elettriche (es. quelle multiorarie "*intelligenti*", "*bioraria*", "*prepagata*" oppure i vari "pacchetti") che consentono discreti risparmi annui, secondo la formula preferita, ed educano i consumatori a scegliere in vista del 1° luglio 2007 quando ci sarà la completa liberalizzazione del mercato.

9. - RIEPILOGO DEI RISULTATI DELLE SOCIETÀ DEL GRUPPO ENEL.

Di seguito sono riepilogati i risultati - sia di esercizio (prospetto n. 12) sia per area di attività (prospetto n. 13) - tenuto conto delle cessioni intervenute nel periodo di riferimento. Il panorama è disomogeneo se si confronta non solo ciascuna società ovvero area, rispetto alle altre, ma anche - nell'ambito delle stesse - l'uno oppure l'altro esercizio:

¹²¹ Trattasi di sistema integrato ed evoluto di misura, comunicazione e gestione del contratto di fornitura di energia, composto da misuratori (contatori) ed apparati elettronici interconnessi.

prospetto n. 12

(in milioni di euro)

RISULTATI netti di ESERCIZIO delle SOCIETA' CONTROLLATE DA ENEL S.p.A.	2005	2004	var. %
- Ape Gruppo Enel	-	-8,5	
- Cise Srl	2,4	7	-65,71
- Deval Spa	1,49	2,7	-44,81
- Enel Capital Srl	0,04	-	
- Enel Distribuzione Spa	1.390,71	1.438,00	-3,289
- Enel Energia Spa - già Enel Trade Spa	0,14	0,5	-72
- Enel Facility management - già Enel Real Estate Spa	-	-24,4	
- Enel Factor Spa	7	16,2	-56,79
- Enel Finance International SA	44,9	-	
- Enel Investment Holding BV	-172,4	-1.594,00	-89,18
- Enel New Hydro Srl	-1,6	-19,5	-91,79
- Enel Produzione Spa (*)	1.041,15	2.129,00	-51,1
- Enel Servizi Srl	0,74	-	
- Enel Servizi Srl (**)	10	-	
- Enel Sole Srl - già So.l.e. Spa	14,9	7,9	88,61
- Enel Trade Spa - già Enel FTL Spa	126	76,9	63,85
- Enel Viesgo Servicios S.L.	-0,05	-1,3	-96,15
- Enel.Hydro Spa	-	-5	
- Enel.it Srl	-	-7,4	
- Enel.si Servizi Interati Srl	1,4	0,4	250
- Enelpower Spa	57,2	72,9	-21,54
- Sfera Spa	2,1	1	110
- Terna Spa	-	674,3	
- Wind Telecomunicazioni Spa	-	-391,2	
totale	2.526,12	2.375,50	
variazione %	6,34	149,71	

(*) Dal 1 gennaio 2005 Enel Produzione ha incorporato: Enel Green Power Spa, Enel Logistica Combustibili e Conphoebus.

(**) Dal 1 gennaio 2005 Enel Servizi (già Enel Ape) ha incorporato Enel.it e Enel Facility Management.

Il **risultato netto** complessivo, già in considerevole ripresa nel 2003 (se paragonato a quello molto negativo del 2002), si accresce nell'esercizio di 150,62 milioni di euro (+6,34%) per diversi fattori tra loro non coincidenti:

1. la marcata diminuzione dei risultati negativi sia di *Enel Investment Holding* (ben 1.421,6 milioni di euro) - per effetto della riorganizzazione delle partecipazioni possedute¹²² che ha prodotto

¹²² La società di diritto olandese - che ha come scopo l'attività di *holding* di partecipazioni nei settori dell'industria elettrica, dell'energia e delle *utilities* in genere - in seguito alle operazioni effettuate nel corso del 2005 (in particolare la cessione di Wind), detiene il controllo in: Enel Green Power International S.A. (32,89%); Enel Re Ltd (100%); Pragma Energy S.A. (100%). La società ha, inoltre, realizzato la fusione per incorporazione, con efficacia amministrativa e fiscale dal 1.1.2005, con la propria controllata WEBIZ Holding B.V..

principalmente la contrazione (da 1.214 a 146,7 milioni di euro) dell'onere per l'ammortamento dell'avviamento (rilevato nell'ambito della valutazione delle partecipazioni con il metodo del patrimonio netto) e, ancorchè in misura residuale, minori oneri finanziari netti (da 156,2 a 94,5 milioni di euro) e proventi netti da partecipazioni (69,4 milioni contro oneri netti del 2004 per 218,7 milioni di euro) - sia di *Enel New Hydro* (17,9 milioni di euro essenzialmente per la flessione dei costi del personale, per il godimento di beni di terzi, nonché per minori ammortamenti e accantonamenti);

2. i modesti incrementi delle risultanze di *Enel Trade* (pari a 49,1 milioni di euro) e di *Enel.Sole* (pari a 7 milioni di euro);
3. la riduzione dei valori positivi di molte società: 1.087,85 milioni di euro per *Enel Produzione*, 47,29 milioni di euro per *Enel Distribuzione*, 15,7 milioni di euro per *Enelpower* e 9,2 milioni di euro per *Enel Factor*.

Da segnalare che figurano per la prima volta gli apporti delle società *Enel Finance International*, *Enel Servizi srl* ed *Enel Servizi*.

Nei risultati economici **per area di attività** (v. prospetto n.13) figurano ancora - tra gli importi più rilevanti - quelli della Divisione "Mercato, infrastruttura e reti" e, in misura inferiore, della Divisione "Generazione ed Energy Management": entrambe, se raggruppate, rappresentano il 92,61% del totale ricavi, il 95,93% del margine operativo lordo (MOL) ed il 96,37% del risultato operativo.

L'analisi più approfondita dei dati complessivi evidenzia che:

- crescono in totale di 1.675 milioni di euro (4,69%) i ricavi per l'apporto delle aree "GEM" (1.187 milioni di euro) e "MIR" (1.168 milioni di euro) bilanciati dalla diminuzione dei ricavi sia della Capogruppo (-546) sia dei Servizi e altre Attività (-134);
- si contrae il MOL (- 419 milioni di euro = -5,12%) a causa, sopra tutto, del decremento della Capogruppo;
- anche il risultato operativo diminuisce di 427 milioni (-7,14%) per gli stessi motivi.

In percentuale, spiccano le variazioni negative della Capogruppo (per il risultato operativo, il MOL ed i ricavi) e, in termini positivi, il risultato operativo della divisione "Servizi".

prospetto n. 13

(in milioni di euro)

RIEPILOGO DEI RISULTATI ECONOMICI PER AREA DI ATTIVITA'	2005			2004			var. %		
	Ricavi	MOL	Risultato operativo	Ricavi	MOL	Risultato operativo	Ricavi	MOL	Risultato operativo
- Generazione ed Energy Management	14.215	3.704	2.565	13.028	3.780	2.531	9,11	-2,01	1,34
- Mercato, Infrastrutture e Reti	20.422	3.737	2.778	19.254	3.530	2.693	6,07	5,86	3,16
- Servizi e altre Attività	1.660	249	154	1.794	214	106	-7,47	16,36	45,28
- Capogruppo	1.103	67	53	1.649	652	647	-33,11	-89,72	-91,81
TOTALE	37.400	7.757	5.550	35.725	8.176	5.977	4,69	-5,12	-7,14
- Elisioni e rettifiche	-3.341	-12	-12	-4.714	-105	-107	-29,13	-88,57	-88,79
TOTALE GRUPPO Continuing operations	34.059	7.745	5.538	31.011	8.071	5.870	9,83	-4,04	-5,66

10. - RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI DEL GRUPPO ENEL nel 2005.

10.1 - Forma e struttura del bilancio consolidato.

Il bilancio consolidato del Gruppo per l'esercizio 2005 è stato approvato, congiuntamente a quello di ENEL S.p.A., dall'Assemblea della Società (parte ordinaria e straordinaria) tenutasi il 26 maggio 2006¹²³.

Detto bilancio - costituito dallo Stato patrimoniale, dal Conto economico e dal Rendiconto finanziario¹²⁴ - è corredato dalla relazione sulla gestione illustrativa degli avvenimenti rilevanti accaduti anche dopo la chiusura dell'esercizio nonché dalle informazioni sull'attività del Gruppo, da note di

¹²³ I progetti di bilancio, e relative relazioni, erano stati deliberati dal Consiglio di Amministrazione nella riunione del 22 marzo 2006 anche sulla base della dichiarazione di attendibilità rilasciata dai competenti responsabili funzionari amministrativi.

¹²⁴ Il Conto economico è classificato in base alla natura dei costi, il rendiconto finanziario è presentato utilizzando il metodo indiretto. La valuta utilizzata dal Gruppo per la presentazione del Bilancio Consolidato è l'euro e tutti i valori sono espressi in milioni di euro tranne quando diversamente indicato.

commento e da un prospetto di raccordo tra il patrimonio netto e il risultato di *Enel S.p.A.* ed i corrispondenti dati consolidati, ecc..

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del d. lgs. n. 127/1991 e dall'art. 126 della deliberazione CONSOB n. 11971 del 14 maggio 1999, al bilancio consolidato sono allegati, a norma dell'art. 2359 c. c., gli elenchi delle imprese controllate e collegate di *ENEL S.p.A.*, al 31 dicembre, nonché delle altre partecipazioni rilevanti possedute a titolo di proprietà¹²⁵.

Come già anticipato nel precedente referto, il Gruppo *Enel* ha adottato i principi contabili internazionali IAS/IFRS (*International Accounting Standards - IAS* o *International Financial Reporting Standards - IFRS*) con data di transizione al 1° gennaio 2004¹²⁶. Il bilancio consolidato del Gruppo al 31 dicembre 2005¹²⁷ è stato, pertanto, redatto per in conformità ai suddetti nuovi principi contabili internazionali ed alle relative interpretazioni dell'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC) e dello *Standing Interpretations Committee* (SIC) omologati dalla Commissione Europea¹²⁸.

In virtù delle opzioni offerte dal decreto legislativo n. 38/2005, la *ENEL S.p.A.* ha optato di non utilizzare i principi IAS/IFRS per la redazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2005 rinviandone l'applicazione al 1 gennaio 2006.

* * *

L'area di consolidamento comprende la CapoGruppo *Enel S.p.A.* e le società sulle quali essa, in base all' art. 2359 c.c., direttamente o indirettamente, esercita il controllo; dal perimetro sono escluse alcune società e consorzi o per la

¹²⁵ Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, l'attività, il capitale sociale, la valuta, la percentuale di possesso del Gruppo, le società del Gruppo che possiedono una partecipazione nell'impresa e le rispettive percentuali di possesso.

¹²⁶ A tal fine fu redatta la situazione patrimoniale consolidata al 1° gennaio 2004 ed al 31.12.2004 sulla base di quanto previsto dal principio IFRS 1 (prima adozione degli stessi IFRS). Le principali differenze hanno riguardato: il decremento delle immobilizzazioni immateriali non più capitalizzabili (euro 1.372 milioni); l'incremento dei fondi diversi (euro 1.168 milioni); la iscrizione di passività finanziarie (euro 480 milioni); la eliminazione dell'avviamento (euro 94 milioni); l'aumento delle immobilizzazioni tecniche (euro 79 milioni); la iscrizione degli effetti positivi di imposta sulle rettifiche (euro 1.006 milioni); l'incremento dell'indebitamento finanziario (euro 218 milioni).

¹²⁷ In allegato al bilancio consolidato 2005 viene presentato il prospetto di riconciliazione del patrimonio netto al 31 dicembre 2005 e 2004 e del relativo utile di esercizio di *ENEL S.p.A.* predisposti secondo i principi contabili italiani con i corrispondenti valori consolidati predisposti secondo i principi contabili internazionali.

¹²⁸ A seguito dell'entrata in vigore del Regolamento CEE n. 1606/2002 del Parlamento e del Consiglio Europeo del 19 luglio 2002, a partire dall'esercizio 2005 le società con titoli ammessi alle negoziazioni in un mercato regolamentato degli Stati membri dell'Unione Europea devono redigere, per la prima volta, il bilancio consolidato conformemente ai principi contabili internazionali emessi dall'*International Accounting Standards Board* e omologati dalla Commissione Europea.

loro minima rilevanza ovvero per la scarsa attività svolta. A seguito della riforma del diritto societario, in vigore dal 1 gennaio 2004, il Consiglio di Amministrazione della CapoGruppo ha ritenuto¹²⁹ di rimodulare il patrimonio netto di *Enel Distribuzione* e di *Enel Produzione* mediante la riduzione del capitale sociale delle due società (in base all'art. 2445 c.c.) con imputazione a riserva per un ammontare pari, rispettivamente, ad euro 3.519 milioni e 3.952 milioni per conseguire sia maggiore flessibilità di carattere finanziario – migliorare il rapporto *debit/equity* – sia più completa disponibilità degli utili conseguiti evitando l'ordinaria destinazione del 5% dell'utile di esercizio a riserva legale.

Il numero delle società incluse nell'area di consolidamento con il metodo integrale¹³⁰ ammonta (per il 2005) a 72. In taluni settori (specialmente: gas, acqua, energia prodotta da rifiuti e da fonti rinnovabili, ingegneria, attività immobiliari e servizi) sono presenti gruppi societari formati, a loro volta, da più o meno numerose società: per esempio, a *Enel North America Inc.* (ex CHI Energy) e ad *Enel America Latina LLC.* (ex EGI) fanno riferimento, rispettivamente, 112 e 26 società tutte incluse nel bilancio consolidato del Gruppo ENEL.

Le principali variazioni dell'area di consolidamento hanno riguardato acquisizioni delle partecipazioni di controllo in: *Ottogas Rete* e *Ottogas Vendita* (distribuzione e vendita di gas naturale alla clientela finale) in data 15 settembre 2004; in *Italgestioni* e *Italgestioni Gas* (distribuzione e vendita di gas naturale alla clientela finale) in data 14 dicembre 2004 ed in *Electrica Banat* ed *Electrica Dobrogea* (distribuzione e vendita di elettricità in Romania) in data 28 aprile 2005.

Per le cessioni si segnalano quella del 62,75% del capitale sociale di *Wind* in data 11 agosto 2005 (e suo deconsolidamento con iscrizione della partecipazione residua del 37,25% tra le attività finanziarie non correnti); del 43,85% del capitale sociale di *T.e.r.n.a* (e suo deconsolidamento dal 15 settembre 2005) nonché della società *NewReal* (settore immobiliare).

¹²⁹ Seduta dell'8 marzo 2006.

¹³⁰ Sono, inoltre, elencate le società incluse nell'area di consolidamento con il "metodo proporzionale", le "controllate non consolidate", le "collegate valutate con il metodo del patrimonio netto" e "al costo" nonché, infine, le "altre partecipazioni rilevanti".

Secondo i principi ed i criteri raccomandati dalla CONSOB, il bilancio consolidato è stato sottoposto a revisione contabile¹³¹ da parte di Società specializzata e, con brevissima relazione¹³², giudicato conforme *"alle norme che ne disciplinano i criteri di redazione"* nonché *"redatto con chiarezza"* e rappresentante *"in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico del Gruppo"*.

Il Collegio sindacale ha dato atto di aver preso visione del predetto bilancio e di aver provveduto all'esame della relativa documentazione riscontrandola *"conforme alla vigente normativa civilistica"*; ha fatto, altresì, presente, anche sulla base dei contatti intercorsi con la suddetta società di revisione, che *"non sono state rilevate omissioni e/o fatti censurabili e/o irregolarità o, comunque, fatti significativi tali da richiedere la segnalazione agli organi di controllo"* e di non avere osservazioni da formulare.

¹³¹ Art. 155 d. lgs. 24 febbraio 1998 n. 58.

¹³² Redatta ai sensi dell'art. 156 del citato d. lgs. n. 58/1998.