

euro milioni 746 (-38,00%) del conto corrente intersocietario remunerato ai tassi di mercato.

Non sussistono debiti per imposte sul reddito essendo negativa la base imponibile sia per l'imposta regionale sulle attività produttive (IRAP) sia per l'imposta sui redditi d'esercizio (IRES).

Si alleggeriscono, infine, gli importi dei ratei passivi per i minori interessi gravanti sull'indebitamento.

C) CONTI D'ORDINE

L'importo dei conti d'ordine flette di euro milioni 1.028 (-3,95%) e comprende sopra tutto le fidejussioni (euro milioni 10.297) rilasciate a garanzia di imprese controllate ovvero in occasione di cessione a terzi di attività aziendali dell' *ENEL*.

Figurano impegni sia per acquisti di energia elettrica dall'estero sia per operazioni a copertura dei rischi di cambio e variazione dei tassi d'interesse per indebitamento delle società del *Gruppo* (nel complesso, 14.714 milioni di euro).

11.4 – IL CONTO ECONOMICO (prospetto n. 39).

È redatto in forma scalare ed espone, quale risultato dell'attività produttiva, le differenze tra il valore ed i costi della produzione.

La riduzione di quasi 527 milioni di euro (-32,63%) del **valore della produzione** sostanzialmente determinata dalla mancanza negli "*altri ricavi e proventi*" – come nel 2004 – del rimborso dei costi non recuperabili per il gas importato dalla Nigeria nel periodo 2000/3.

L'incremento dei **costi** (+10,38%) è, invece, dovuto sopra tutto alla variazione degli oneri sia "*diversi di gestione*" sia "*per servizi*".

In conseguenza di entrambe le suddette variazioni la **differenza tra valore e costi della produzione** diminuisce di euro 627 milioni (-96,17%) ed è solo in parte compensata, ai fini del risultato d'esercizio, dai positivi saldi delle altre componenti del conto economico.

prospetto n. 39

(in euro milioni)

CONTO ECONOMICO - ENEL S.p.A.		2005	2004
A) Valore della produzione			
- Ricavi delle vendite e delle prestazioni		1.062	1.021
- Altri ricavi e proventi		26	594
Totale A		1.088	1.615
B) Costi della produzione			
- Per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci		607	579
- Per servizi		196	166
- Per godimento di beni di terzi		14	13
- Per il personale		84	86
- Ammortamenti e svalutazioni		13	5
- Variazione delle rimanenze di materie sussidiarie consumo e merci		-	-
- Accantonamenti vari		67	71
- Oneri diversi di gestione		82	43
Totale B		1.063	963
Differenza tra valore e costi della produzione (A - B)		25	652
C) Proventi ed oneri finanziari			
- Proventi da partecipazioni e altri proventi finanziari		1.977	2.323
- Interessi e altri oneri finanziari		-605	-702
Totale C		1.372	1.621
D) Rettifiche di valore di attività finanziarie			
Totale D		-168	-2.946
E) Proventi e oneri straordinari			
- Proventi		1.492	8.198
- Oneri		-23	-503
Totale E		1.469	7.695
Risultato prima delle imposte (A - B + C - D + E)		2.698	7.022
Imposte sul reddito dell'esercizio		-17	-250
Utile dell'esercizio		2.715	7.272
variazione %		-62,67	1.097,39

1) Per il **valore della produzione**, nell'ambito dei *ricavi delle vendite e delle prestazioni* spiccano quelli per vendita di energia all' Acquirente Unico il cui lieve aumento di 41 milioni di euro si spiega con la crescita del prezzo medio unitario di vendita, nonostante la invarianza rispetto al 2004 dei volumi di energia importata²²⁵.

2) Tra i **costi della produzione** risaltano quelli sia per l' *acquisto di energia*²²⁶ (che rappresentano circa il 57% del totale e sono in crescita del 4,83% per l'incremento del prezzo unitario medio sia per *servizi* (+18,07%)

²²⁵ La quantità importata è stata di kWh 14.404 milioni (14.434 nel 2004).

²²⁶ Riflettono i prezzi relativi ai contratti pluriennali con fornitori esteri (quali EDF e ATEL) ed includono il costo dell'energia permutata.

riguardanti prevalentemente le prestazioni da terzi (euro milioni 153 = +13,34%)²²⁷ e da società del Gruppo (43 milioni di euro = +38,71%)²²⁸.

Torna a salire (+ 90,70%) anche il modesto importo degli *oneri diversi di gestione*²²⁹: l'incremento di 39 milioni di euro è legato ai maggiori oneri per "certificati verdi" (13 milioni di euro) e all'applicazione della delibera n. 20/04 dell'AEEG con la riduzione dei prezzi dell'energia ceduta ad *Enel Distribuzione* nel mese di marzo 2004 (16 milioni di euro) a seguito della sentenza del Consiglio di Stato.

La flessione di appena 2 milioni (- 2,33%) dei *costi del personale* risente dell'effetto combinato sia della rilevazione (nel 2004) dell'accantonamento per potenziali oneri da corrispondere come integrazione retributiva "*una tantum*", parametrata ai dividendi da dismissione già distribuiti, sia dell'aumento della consistenza media del personale.

3. I proventi ed oneri finanziari diminuiscono complessivamente del 15,36%.

A) I "*proventi da partecipazioni*" calano da euro milioni 1.883 a 1.543. Di questi: 1.536 milioni riguardano i dividendi sul risultato 2004 distribuiti da società controllate tra cui *Enel Produzione* (736 milioni), *Enel Distribuzione* (621 milioni), *Enel Trade* (69 milioni), ecc.; 6 milioni si riferiscono, invece, all'acconto di competenza di *Enel S.p.A.* sul dividendo dell'esercizio 2005 di *T.E.R.NA.* (dell'importo complessivo di 100 milioni).

Gli "*altri proventi finanziari*" diminuiscono di appena 5 milioni (-1,34%) a causa non solo dei minori "interessi su finanziamenti accollati e concessi alle società controllate" (-46 milioni) ma anche della riduzione (-23 milioni) degli

²²⁷ Secondo quanto si apprende dalla nota integrativa al bilancio 2005, le prestazioni rese da terzi aumentano per effetto essenzialmente dei maggiori oneri per vettoramento dell'energia elettrica come disposto dalla delibera 48/04 (cosiddetta *congestion fee*) nonché da maggiori oneri sostenuti per le operazioni straordinarie su partecipazioni.

²²⁸ In massima parte per prestazioni informatiche e da servizi di edificio prestati da *Enel Servizi* (già *Enel Ape Srl*), nonché per servizi di telecomunicazioni forniti da WIND.

²²⁹ Gli oneri diversi di gestione includono, inoltre, gli emolumenti al Consiglio di Amministrazione e al Collegio Sindacale.

"altri proventi"²³⁰ nonostante l'incremento degli "interessi maturati su rapporti di c/c verso le società controllate" (+41 milioni) e "verso istituti di credito" (+10 milioni).

B) La discreta riduzione (- 13,76%) degli "*oneri finanziari*" è connessa al minore ricorso all'indebitamento bancario con conseguente diminuzione degli interessi nonché degli altri oneri sui finanziamenti a medio/lungo termine (-57 milioni di euro) solo in parte compensati dalla crescita di appena euro 9 milioni degli oneri sui prestiti obbligazionari per le due nuove emissioni effettuate nel marzo 2005.

Nel corso dell'esercizio si è, inoltre, registrata la riduzione degli oneri finanziari sui rapporti di c/c verso le società controllate (-21 milioni di euro) e sulle coperture di cambio e di tasso (-34 milioni di euro).

Da segnalare, infine, il saldo negativo (4 milioni) della voce "utili e perdite su cambi"²³¹ collegato all'attività di copertura sistematica effettuata da *ENEL S.p.A.*, per conto delle società del Gruppo, mediante operazioni in strumenti finanziari derivati.

4. Le rettifiche di valore di attività finanziarie presentano un nettissimo miglioramento del valore negativo - che da euro milioni 2.946 si assottiglia a 168 milioni (+94,30%) - ed attengono a "svalutazioni di partecipazioni" per il previsto ripianamento dei deficit patrimoniali delle controllate *Enel Investment Holding* (euro 172 milioni), *Enel Hydro* (euro 2 milioni) nonché per il ripristino di valore (5 milioni) riguardante la partecipazione nella società *Echelon*.

5. I movimenti delle partite straordinarie espongono saldo positivo ma ridotto sensibilmente (- 80,91%) rispetto al 2004.

Nei *proventi* (- 72,91%) figurano plusvalenze di euro milioni 1.488 milioni - realizzate dalle cessioni sia di *T.E.R.NA* sia di *Idrosicilia* - nonché talune sopravvenienze attive.

²³⁰ Derivante dal rimborso del credito per deposito "di pegno" di 1.500 milioni di euro vantato da *ENEL S.p.A.* nei confronti di un primario istituto finanziatore.

²³¹ Nel 2004 figura il saldo positivo di 600 mila euro.

Gli *oneri* straordinari, anch'essi in rilevante diminuzione (-95,43%), includono: minusvalenze e sopravvenienze passive di varia natura (euro milioni 4,7), minusvalenze da partecipazioni (euro 2 milioni), oneri per esodo incentivante del personale (euro 11 milioni) ed oneri per la cessione (euro 7 milioni) delle azioni di T.E.R.NA oltre l'accantonamento della "*bonus share*".

6. Si riducono, da ultimo, di 234 milioni di euro le **imposte sul reddito dell'esercizio** comprendenti imposte anticipate e differite ed imposte correnti IRES.

Sul risultato finale influisce la perdita fiscale prodotta dalle variazioni derivanti dai dividendi incassati e dalle plusvalenze esenti rilevate sulle partecipazioni.

Il valore della produzione netta ai fini IRAP è negativo.

12. – CONCLUSIONI

1. E' preliminarmente da rilevare che nell'esercizio in esame (ma il discorso vale fino a data corrente) - con gli episodi significativi sia della vendita di *T.E.R.NA.* che, ormai definitiva, di *WIND* (e relativo consolidamento delle partecipazioni) sia dell'acquisto del 66% del capitale di "*Slovenske Elektrarne*" nonché, recentemente, di *Electrica Muntenia Sud*, con la completa dismissione del settore idrico e con quelle ulteriori del patrimonio immobiliare, con l'ingresso nel mercato francese conseguente all'accordo con *E.D.F.*, con l'inizio dal 1° gennaio 2005 della "domanda attiva" - è proseguito il perfezionamento del programma dell'*ENEL S.P.A.*, in Italia ed all'estero, di concentrare le attività del Gruppo sull'elettricità ed il gas, tipiche del *core business*, senza rinunciare ad eventuali opportunità di crescita coerenti con le linee strategiche intraprese purché in grado di migliorare i risultati col massimizzare i profitti, ridurre i costi e mantenere inalterata la politica dei dividendi.

2. Può dirsi che oggi *ENEL* - il cui 67,9% del capitale sociale è detenuto da oltre 2,2 milioni di azionisti (tra piccoli risparmiatori, fondi di investimento ed investitori istituzionali italiani ed esteri) - rappresenta uno dei *leaders* mondiali dell'**elettricità** essendo un operatore energetico che all'estero ha oltre tre milioni di clienti (circa il doppio, rispetto a quelli ceduti in Italia alle ex municipalizzate per favorire la liberalizzazione del mercato nazionale dell'energia elettrica) e 11 GW di capacità installata in 13 Paesi.

In questo settore, la Società svolge la propria attività in un mercato:

- in profonda trasformazione nei suoi assetti competitivi, considerata la progressiva apertura iniziata nel 1999 con la liberalizzazione dei clienti c.d. energivori, proseguita con la possibilità concessa a circa sette milioni di possessori di "partita Iva" di scegliere il proprio fornitore di fiducia e prossima al completamento nel luglio del 2007 col mercato libero per i 30 milioni di clienti domestici. Giova ricordare che, per favorire il processo di liberalizzazione del mercato elettrico italiano, *ENEL* è l'unico ex-monopolista europeo ad avere ceduto oltre 15.000 MW della propria capacità produttiva a favore di operatori di altri Paesi come *Endesa*, *Electrabel*, *EdF* e diverse reti di distribuzione;

- in forte evoluzione, come dimostra il crescente aumento dei *competitors* (secondo l'AEEG sarebbero 135 i produttori e 400 i distributori/grossisti);

- non più nazionale ma europeo, caratterizzato dalla formazione di soggetti pan-europei dell'energia che fanno leva su politiche di rafforzamento per competere in maniera adeguata per assicurare l'accesso alle fonti di approvvigionamento.

Non va, però, dimenticato che *ENEL* ha caratteristiche peculiari in quanto, per produrre e distribuire l'elettricità, gestisce numerose centrali nonché oltre 1 milione di chilometri di linee elettriche: insediamenti che hanno un impatto, con il territorio e con le popolazioni che risiedono nelle vicinanze, ben diverso da quello di altre aziende industriali.

3. Nel settore del **gas** naturale la Società cresce più della concorrenza, sia per clientela che per volume di produzione, e rappresenta il secondo operatore nazionale (con oltre 2,2 milioni di clienti) in un mercato che ha anticipato le tappe della liberalizzazione atteso che già dal 1° gennaio 2003 i clienti domestici possono scegliere il loro operatore.

La domanda di gas continua ad aumentare spinta, in particolare, dal termoelettrico ma la disponibilità di fonti di approvvigionamento è limitata e lo scorso inverno ha presentato aspetti problematici, con la crisi Mosca/Ucraina, quando si è dovuto far ricorso alle riserve strategiche. Ad evitare il rischio di un "black-out del gas", l'Enel è impegnata a diminuire, in qualche modo, il costo ed il rischio dell'import mediante il potenziamento del mercato del GNL con la costruzione di più gassificatori in Italia.

4. Particolarmente rilevante e significativa e con interessanti prospettive per il futuro è, inoltre, persistente e/o maggiore la **presenza** nell'ambito **internazionale** verso cui, sempre più, va indirizzandosi la strategia di espansione della *Corporate* nella generazione e distribuzione di elettricità specie nei Paesi europei già avanti nel settore (es. Spagna e Francia) oppure con prospettive di sviluppo offerte dai processi di liberalizzazione e privatizzazione. Si segnalano, negli ultimi tempi, le acquisizioni: in Bulgaria, della centrale di Maritza III, la più importante del paese; in Slovacchia, del 66% di *Slovenske Elektrarne*, società leader nella produzione di energia elettrica con l' 83% del mercato nazionale; in Romania, del 67,5% del capitale di *Electrica Muntenia*

Sud" (EMS), nella regione di Bucarest e limitrofe; in Brasile, dove nel giugno 2006 sono stati acquistati 22 impianti di generazione idroelettrica; a Panama – nell'ambito del più vasto mercato elettrico Centro Americano, dove è già presente – con l'acquisto della quota del 24,51% nell'impianto di generazione idroelettrica da 300 MW denominato "Fortuna"; in Francia (in disparte quanto detto al par. 2.4), con l'acquisizione della soc. "Erelis" che sviluppa iniziative nel settore eolico. Non mancano, altresì, significative presenze sia in Russia - dove ENEL gestisce una centrale a ciclo combinato da 450 Megawatt che serve San Pietroburgo e partecipa alla principale società di *trading* elettrico - sia in altri Paesi quali: Nord America, Cile, Colombia, Polonia (con l'apertura di "representative office"), ecc.

5. Si tratta di importanti risultati che, unitamente alla prospettiva di dividendi per gli azionisti, costituiscono un insieme di valori da preservare nel tempo, in termini di credibilità e di affidabilità, così come la crescita della dimensione dell'ENEL S.p.A. mediante il miglioramento del mix di generazione di elettricità, l'aumento delle energie rinnovabili, il taglio dei costi e lo sviluppo del *business* del gas.

In ragione di quanto detto, sembra da apprezzare la politica di crescita dell'ENEL S.p.A. sostanzialmente tendente a spostare il baricentro sui mercati internazionali, per passare da *player* domestico a leader europeo dell'energia (piano industriale 2006/10), senza trascurare la difesa dei margini esistenti sul mercato nazionale.

Assume, perciò, rilevanza primaria la destinazione dei futuri investimenti non solo con selezionata acquisizione di *asset* all'estero - per accrescere la capacità produttiva della Società con benefici effetti sulla concorrenza, tenendo conto anche dei "ritorni" degli impieghi di denaro – ma anche nel costante sforzo di convertire le centrali mediante combustibili più economici, rispetto al petrolio, nonché guardare alle fonti rinnovabili virtualmente inesauribili (eolico, geotermia, idrogeno, solare, termodinamico, biomasse, ecc.) quale necessario approdo per la soluzione dei problemi ambientali e di costo dei combustibili tradizionali.

Iniziative da considerare nell'ottica tendenziale di conseguire la diminuzione dei prezzi dell'elettricità (ossia il risultato più auspicato, in concreto, dalla collettività) che potrebbe influire positivamente anche sull'andamento del titolo in Borsa, con ricaduta sulle pubbliche finanze considerata la quota posseduta dall'azionista di maggioranza.

Oltre a questi obiettivi fondamentali, ritiene la Corte che non dovrebbero essere trascurati altri fini quali, ad esempio, il confronto con tematiche sempre più impellenti e di rilievo strategico (Kyoto, energie rinnovabili, rigassificatori e gasdotti, ecc.) nonché il passaggio alla completa liberalizzazione del mercato sia attraverso offerte innovative sia mediante azioni volte a sfruttare le sinergie in detti settori.

6. Dalla *"Relazione generale sulla situazione economica del Paese"*, consegnata dal Ministro dell'economia e delle Finanze al Parlamento, nel giugno 2006, si desume che il fabbisogno energetico lordo italiano nel 2005 è stato di 198,74 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (+1,0%) con maggior peso della quota di gas naturale (dal 33,8 al 35,8%) e dell'importazione netta di energia elettrica (dal 5,1% al 5,4%); in calo, invece, la quota delle fonti rinnovabili (da 7,7 a 7,0%) mentre si è incrementata dello 0,7% la importazione netta di fonti energetiche. I risvolti economici negativi di questa elevata dipendenza strutturale da fonti importate si traducono in un elevato peso della fattura energetica nazionale. Non va dimenticato che il nostro è un Paese con crescenti consumi, sempre più a gas, sempre più dipendente dall'estero per gli approvvigionamenti energetici, in svantaggio sia per l'uso delle fonti rinnovabili sia nel settore della ricerca scientifica e tecnologica (come, peraltro, si arguisce dal *"Rapporto energia e ambiente"* dell'ENEA presentato a Roma il 2 febbraio 2006); è prevedibile, perciò, l'incremento del mercato del gas naturale connesso anche alla sostituzione delle obsolete centrali termoelettriche ad olio combustibile con nuove e più efficienti centrali a turbogas.

Considerata la scarsità di risorse energetiche in Italia e la dipendenza dall'estero occorre, dunque, ad avviso della Corte, sviluppare e perseguire una decisa e chiara politica energetica di tipo strutturale, ma con margini di

flessibilità, che possa essere periodicamente ricalibrata in base alle necessità (di breve, medio e lungo termine), avuto riguardo sia ad alcune tematiche di base - quali, ad esempio: governance del sistema, integrazione delle politiche di energia e sviluppo, interventi di carattere intersettoriale, ricerca e sviluppo, problematiche fiscali, internazionalizzazione delle imprese, nucleare, fonti rinnovabili, protocollo di Kyoto, ecc. - sia alla manovra sui prezzi (con riflessi sugli aggiornamenti trimestrali delle tariffe) sia alla ineludibile "emergenza gas" per i futuri anni termici. Il quadro delineato suggerisce, comunque, di puntare maggiormente su fonti alternative e di investire di più, sopra tutto, sulle fonti rinnovabili.

7. Tra le **vicende**, sul piano nazionale ed internazionale, riguardanti il periodo in esame (v. par. 2) - in disparte la crisi dell' inverno 2005/6 tra Russia ed Ucraina (e, poi, anche tra Russia e Moldova), con notevole riduzione della fornitura di gas - particolare menzione meritano:

- il collocamento, conclusosi il 7 luglio 2005, di 575 milioni di azioni (IV *tranche*);
- l'avvio dei contratti di energia con la soc. francese *E.d.F.* e la possibilità di disporre, dal 1° gennaio 2006, di una capacità di 300 MW;
- l'acquisto della quota residua della centrale a lignite di Maritza East III (in Bulgaria) e le acquisizioni di *Electrica Muntenia Sud* (EMS), in Romania, nonché di *Slovenske Elektrarne* (in Slovacchia);
- gli investimenti nel settore del gas e l'acquisizione di società con più di 20 mila clienti oltre alle negoziazioni preliminari con la *holding* cinese "Beijing Capital Group" (BCG), per un possibile ingresso dell' *ENEL* nel capitale di detta società;
- l'istituzione della "Divisione internazionale", nel novembre 2005;
- la prosecuzione del progetto "*Overhead*" - di riorganizzazione e razionalizzazione delle società operanti nell'Area Servizi - concernente l'accentramento del governo delle attività di supporto in unico veicolo societario;
- le iniziative finalizzate a svalutare alcune partecipazioni ancora in portafoglio ed a far dimettere i consiglieri di nomina *ENEL S.P.A.* dai consigli di amministrazione di quelle società verso cui non persiste alcun interesse alla gestione e/o al controllo;

- il riordino delle società finanziarie estere mediante l'eliminazione di veicoli societari, ormai, privi di scopo o di utilità specifica (con la fusione e la liquidazione di alcune società) e l'acquisizione, da parte della Società, di alcune partecipazioni.

Da rammentare, infine, l'approntamento di un piano di sviluppo delle competenze nucleari (luglio 2005), la cessione della rete elettrica (oltre 3.700 km) riguardante 18 Comuni della provincia di Modena ed il protocollo di intesa tra *ENEL* ed ANCI (dicembre 2005) volto a potenziare l'uso delle fonti rinnovabili.

8. L'attività dell'*ENEL S.p.A.* (v. par. 8), finalizzata alla maggiore competitività sul mercato nazionale ed internazionale in base ai piani industriali, è proseguita alacremenente e con tempestività come è agevole intuire dalle 21 adunanze del CONSIGLIO di AMMINISTRAZIONE (svoltesi con cadenze ravvicinate) caratterizzate da sostanziale convergenza di vedute sulle iniziative da intraprendere nonché da costruttiva dialettica propedeutica all'adozione dei relativi provvedimenti.

Prosegue il **piano di riconversione a carbone pulito** di talune centrali, deliberato nel 2004, con cui si intende, tra l'altro, accrescere la capacità competitiva del Paese sì da produrre energia in modo più efficiente e più economico atteso che, oggi, poco meno di 2/3 circa di essa si ottiene dal petrolio (in Germania, appena il 10%). La validità di questa scelta strategica appare determinante per la ripresa delle attività industriali e per favorire la presumibile riduzione dei costi del 20% atteso che, a causa dell'utilizzo di combustibili dispendiosi, il costo dell'energia elettrica italiana è tra i più cari d'Europa - circa il 50% in più per l'elettricità e il 20% in più per il gas - e riguarda, sopra tutto, i clienti industriali: un Kwh di elettricità viene pagato circa 20 centesimi di euro, rispetto agli 8 corrisposti dai greci, i 13 degli austriaci, i 17 dei polacchi, ecc..

Per l'impianto di **Torre Valdaliga Nord** (Civitavecchia) l'avanzamento del progetto, dell'importo complessivo di oltre 1,2 miliardi di euro, supera attualmente il 25%: si prevede il completamento dei lavori entro il 2010.

A dicembre 2005, invece, apposita convenzione con la Regione Veneto, sotto forma di protocollo di intesa, ha riguardato la nuova configurazione - da quattro a tre sezioni - dell'impianto di **Porto Tolle** (Rovigo) il cui rendimento

elettrico dovrebbe aumentare dal 38% al 45%: rispetto all'investimento iniziale, stimato in 1,915 miliardi di euro, il costo complessivo di detta conversione dovrebbe scendere a 1,629 miliardi.

Oltre quanto finora esposto, meritano di essere ricordati gli **investimenti**, con previsione di spesa nei prossimi 4 anni di circa 15 miliardi di euro, destinati ad opere che dovrebbero consentire una sempre maggiore efficienza per il sistema e, quindi, una riduzione dei prezzi dell'energia elettrica: sono, infatti, previsti nuovi impianti da realizzare sia ad idrogeno (a Fusine, nel Veneto) sia eolici sia solari termodinamici (a Priolo, in Sicilia) nonché geotermici anche per rendere compatibili i livelli di emissione col protocollo di Kyoto.

* * *

Positiva conferma di detta complessiva attività è desumibile dall'interesse mostrato dai *mass media* verso il "Gruppo" - considerata la grande affidabilità certificata da società internazionali che ne stabiliscono il *rating* - e dal favore del mercato in occasione dei recenti collocamenti delle azioni della Società nonché delle emissioni obbligazionarie.

Come per il passato non mancano, tuttavia, talune riserve e criticità (es. posizione dominante, indagini, istruttorie, messe in mora, ecc.) (v. par. 2) che, ribadisce la Corte, devono indurre l'*ENEL* a maggiore attenzione nonché più equilibrata presenza sul mercato nazionale rafforzandosi, sopra tutto, sul piano competitivo internazionale in virtù della lunga esperienza acquisita specialmente nel settore elettrico.

9. Pur se la progressiva liberalizzazione del mercato per la produzione e distribuzione dell'energia elettrica ha introdotto più concorrenti, l'*Enel S.p.A.* rappresenta ancora l'**operatore prevalente**, rispetto agli altri, sia per lo *stock* di potenza efficiente netta (con una quota effettiva nella generazione elettrica superiore al 55%), con vantaggi competitivi derivanti dalla struttura del parco impianti (sbilanciata verso una tipologia di centrali che le assicura un vantaggio rilevante per la definizione dei prezzi, sopra tutto nelle ore di maggiore domanda elettrica) sia per la capacità di orientare i prezzi anche nella "borsa elettrica". Il sistema non è, dunque, ancora caratterizzato da più ampia ed effettiva concorrenza tale da consentire il ribasso dei prezzi nonostante bisogna

riconoscere che ciò è dovuto anche alla elevata dipendenza dal "caro greggio" (*"uno dei fattori chiave che condiziona il nostro sviluppo economico e sociale"*): mentre, infatti, nel resto d'Europa si produce elettricità utilizzando prevalentemente nucleare e carbone, l'Italia brucia olio e gas e questo *mix* di combustibili incide molto sul prezzo trattandosi di fonti più costose ed esposte alla volatilità del greggio *Brent*. Nel medio periodo l'*ENEL* sta, però, puntando su carbone pulito - rimpiazzando vecchi impianti ad olio inefficienti ed inquinanti - e questo investimento sembra essere ancora conveniente nonostante il peso del Protocollo di Kyoto.

Per il prezzo del gas, invece, si tratta sopra tutto del pesante carico fiscale.

Va, pertanto, perseguito l'obiettivo di raggiungere la *ottimale concorrenza* nell'ambito del mercato nazionale di elettricità e gas unitamente alla riduzione del costo dell'energia in consonanza con l'obiettivo della UE (direttiva 2001/77) che tende alla copertura del 22% del fabbisogno con fonti rinnovabili. Al riguardo si richiama quanto evidenziato dalla "Commissione Europea sulla concorrenza nei mercati dell'elettricità e del gas" circa il mancato recepimento delle direttive CE (n. 2003/54 e n. 2003/55) sul mercato interno dell'elettricità e del gas rivolte a stabilire, ai fini di concorrenza, l'accesso al mercato libero.

10. Dalle **risultanze generali** del **Gruppo** riclassificate (prospetto n. 14) e dal raffronto dei dati del biennio 2004/2005 (secondo i principi contabili internazionali IAS/IFRS) riportati nel bilancio consolidato si desume, nell'esercizio **2005**, una situazione disomogenea per i dati economici: il panorama è, infatti, caratterizzato dall'incremento dei ricavi (+3.048 milioni di euro) ma, ancor più, dei costi operativi (+3.374 milioni), con conseguente diminuzione (-326 milioni) del MOL (*ebitda*) e del risultato operativo (*ebit*) (-332). L'utile d'esercizio del *Gruppo* e di terzi aumenta, comunque, di euro 1.385 milioni - alimentato da plus valore per cessione di alcune attività - mentre si riducono sia le attività (-14.876 milioni) che le passività (-15.226 milioni) patrimoniali. In lievissimo rialzo, invece, il patrimonio netto complessivo del Gruppo e di Terzi (+350 milioni). Valori positivi apprezzabili sono, inoltre, rappresentati dalla riduzione della voci relative all'indebitamento a breve e a lungo termine.

Nonostante il brusco incremento del prezzo medio del "greggio Brent" (da 38,2 a 54,4 dollari al barile) e dell'olio combustibile BTZ (da 182 a 272 dollari), solo in parte compensato dalla riduzione del prezzo medio del carbone, i dati dei **primi nove mesi 2006** (tenuto conto anche della relazione concernente il terzo trimestre, approvata dal C.d.A. il 9 novembre 2006) registrano risultanze positive e in crescita, ancorché con percentuali tra loro variabili (v. par. 10.2).

In ragione dei buoni risultati conseguiti, l'Assemblea degli azionisti - tenutasi il 26 maggio 2006 - ha approvato il **dividendo ordinario** dell'esercizio **2005** nell'importo lordo complessivo di euro 0,63 (0,19 dato in acconto a novembre 2005 + 0,44 a saldo) per ognuna delle azioni ordinarie in circolazione alla data di "stacco cedola" (19 giugno 2006); un risultato apprezzabile se si considera che nel 2000 il dividendo fu di euro 0,24 per azione salito a 0,26 nel 2001 e, poi, a 0,36 nel triennio successivo. Il Consiglio di Amministrazione ha dato atto, in proposito, che il dividendo è riferibile al risultato solo della gestione ordinaria e, pertanto, non dà luogo al riconoscimento di alcun *bonus* correlato a dividendi da dismissioni di *asset*.

Per il **2006** il Consiglio, tenuto conto dell'andamento economico e della situazione finanziaria della Società e del Gruppo nel 1° semestre dell'esercizio, ha deliberato la distribuzione di un *acconto* di 0,20 centesimi di euro per azione, con stacco cedola il 20 novembre 2006.

La politica dei dividendi, anche semestrali, costituisce fattore di attrazione per i risparmiatori interessati verso il titolo il cui rendimento continua ad essere superiore al *Mibtel*.

11. Dai dati di **sintesi** dell' **ENEL S.p.A.** per il **2005** (prospetto n. 31) si traggono risultati complessivi meno favorevoli – rispetto sia al 2004 sia se rapportati al *Gruppo* - in quanto caratterizzati:

- a) dalla contrazione di numerose componenti: ricavi, MOL, risultato operativo, utile d'esercizio, attività patrimoniali, patrimonio netto, capitale circolante netto e crediti (delle immobilizzazioni finanziarie e del circolante);

b) dall'incremento di: costi operativi, capitale netto investito, prestiti obbligazionari e disponibilità liquide.

Queste risultanze sono, in parte, bilanciate dalla diminuzione con percentuali differenti delle passività patrimoniali, dell'indebitamento (a breve e medio/lungo periodo), delle immobilizzazioni finanziarie nonché della consistenza e relativi costi del personale.

È da evidenziare, tuttavia, che nel 2004 – per l'applicazione delle vigenti nuove disposizioni di diritto tributario e societario²³² - *Enel S.p.A.* aveva risentito dell'effetto positivo del c.d. "disinquinamento fiscale" di ben euro 2.241 milioni, riportato tra le componenti straordinarie di reddito.

La **gestione economica** espone generale peggioramento dei diversi risultati tra cui, in particolare, l'utile netto di esercizio ;la riduzione di circa 527 milioni di euro (-32,63%) del *valore della produzione* è quasi esclusivamente determinata dalla mancanza negli "*altri ricavi e proventi*" – come nel 2004 - del rimborso dei costi non recuperabili per il gas importato dalla Nigeria nel periodo 2000/3.

La principale voce della **gestione finanziaria** è costituita dal *cash-flow* della gestione corrente in calo (- 587 milioni di euro); la liquidità in attività di investimento si presenta con segno negativo se confrontato al 2004 quando si erano verificate più numerose e consistenti dismissioni; quella in attività di finanziamento si riduce abbondantemente avendo, nel complesso, richiesto l'impiego di minori risorse. Restano consistenti gli esborsi sia per il pagamento dei dividendi (3.383 milioni di euro) sia per il volume dell'indebitamento verso terzi.

I suddetti flussi finanziari hanno, complessivamente, determinato nel periodo un positivo *cash-flow* di euro milioni 26 e le disponibilità liquide finali sono cresciute da 20 milioni a 46 milioni di euro.

Si incrementa di euro 1.572 milioni **l'indebitamento finanziario netto complessivo** sia per l'aumento dell'indebitamento a medio/lungo termine sia per il peggioramento della posizione finanziaria netta a breve.

Le **immobilizzazioni** sono complessivamente in lievissimo decremento e continuano ad assumere quasi esclusivo rilievo quelle finanziarie costituite dalle partecipazioni e, con importo decisamente inferiore, dai crediti.

²³² Il d. lgs n. 6/2003 – e successive disposizioni - ha apportato modifiche e integrazioni alla previgente normativa tra cui l'eliminazione delle interferenze fiscali.

12. Nel rinviare a tutte le considerazioni finora svolte, la Corte richiama l'attenzione su taluni profili di criticità tra cui la prospettiva di crescita dei "costi medi totali" del personale, legata alla dinamica salariale ed alle difficoltà di incisivi ridimensionamenti - che richiede da parte del Consiglio attenta valutazione delle soluzioni eventualmente adottabili avuto riguardo al rapporto costi/benefici - e la sempre attuale necessità che venga realizzata stretta interrelazione tra i coessenziali obiettivi del piano di *stock option* con le esigenze di incentivazione e di fidelizzazione delle effettive risorse-chiave dell'azienda nonché di valorizzazione dell'investimento degli azionisti. A tal fine sembra opportuno che, se indispensabile, siano apportati gli eventuali correttivi in fase di esecuzione del piano non solo per impedire che detto strumento possa ricevere una applicazione distorta o, comunque, non coerente con gli obiettivi prefissati ma anche ad evitare negative reazioni del mercato e/o della pubblica opinione.

E' da ribadire, inoltre, l'esigenza di definire, in modo obiettivo e prioritario, i criteri in base ai quali - oltre a quanto previsto nel trattamento ordinario (fisso e variabile) - si attribuiscono eventuali ed ulteriori gratificazioni economiche ai soggetti che operano per la Società²³³: ciò allo scopo di individuare esattamente le attività remunerate in via ordinaria e quelle, invece, di diversa natura, compensate con *bonus* e di eludere comprensibili danni all'immagine della Società; sulla questione si richiama l'attenzione del Collegio Sindacale tenuto ad esprimere il proprio parere.

Sempre in un'ottica complessiva restano problemi ancora da risolvere, quali: l'auspicata riduzione dei prezzi; le misure più adeguate per il "caro petrolio" e per la tutela ambientale; il potenziamento degli impianti capaci di fornire energia pulita; l'incremento della produzione per renderla più vicina al fabbisogno; il rischio di *black out* nel settore del gas; il mercato concorrenziale; la soddisfazione del cliente; la valorizzazione delle risorse e delle capacità interne ad essa.

²³³ Si fa riferimento al **bonus** deliberato dal Consiglio nella misura di euro 500 mila in favore dell'Amministratore Delegato e di euro 200 mila in favore del Presidente per il buon esito dell'operazione "*Slovenske Electrarne*".