

ENEL S.p.A. e dalle società del Gruppo nel corso dell'esercizio 2001, con particolare riguardo a quella di acquisizione di Infostrada (verbali n. 117 e 118 del marzo 2002).

5) LE ATTIVITA' DEL GRUPPO

5.1) Elementi di contesto e dati relativi al mercato dell'energia elettrica

Nel periodo in esame l'attività del Gruppo ENEL si è sviluppata in un quadro congiunturale dall'andamento per molti versi contrastante.

Il 2000 è stato caratterizzato dal consolidamento della ripresa economica, iniziata nell'ultima parte del 1999: crescita del PIL del 2,9%, incremento della produzione industriale del 3,7%, accelerazione delle esportazioni e degli investimenti fissi lordi, rialzo dell'inflazione con i prezzi al consumo saliti del 2,5%, soprattutto a causa dell'aumento dei prezzi dei prodotti petroliferi e del gas naturale sui mercati internazionali (+60% - mediamente - i primi, + 70% - mediamente - il secondo) e del deprezzamento del cambio euro/dollaro.

Nel 2001 la crescita del PIL ha rallentato (+ 1,8% sul 2000), è calato l'indice della produzione industriale (- 0,6% rispetto all'anno precedente), è rimasto sostanzialmente in linea con il 2000 l'aumento dei prezzi al consumo (+ 2,7%), per l'effetto combinato della discesa del prezzo medio dei prodotti petroliferi (-14%) e dell'ulteriore deprezzamento della valuta europea sul dollaro (-3%).

In tale scenario, i consumi di energia elettrica sulla rete nazionale sono cresciuti del 4,4% nel 2000 e del 2,3% nel 2001. Il maggior fabbisogno è

stato coperto grazie all'aumento sia della produzione netta interna (nel biennio: + 5,1%), che delle importazioni (+ 14,6%); l'impennata di queste ultime è da attribuirsi alla notevole richiesta di accesso alla rete di interconnessione da parte di clienti idonei ed è stata resa possibile dal potenziamento della rete stessa a partire dall'ultimo quadrimestre dell'anno.

Per quanto riguarda il Gruppo ENEL, la produzione netta ha registrato un incremento del 2% nel 2000 sul 1999 ed un calo del 7,4% nel 2001, quale conseguenza della cessione di Elettrogen e Valgen e dell'avvio dei lavori di trasformazione di alcuni impianti in ciclo combinato a turbogas. A fine 2001, pertanto, secondo dati di stima di fonte ENEL e Gestore della rete, la quota di produzione ENEL sul totale nazionale risultava di poco superiore al 63%, rispetto al 71% circa del 1999. Nel biennio è anche diminuito (del 12,4%) il totale degli acquisti di energia per l'effetto combinato dell'aumento di quelli interni, a seguito dell'affidamento al Gestore della Rete dei compiti di acquisto di tutta l'energia prodotta dai c.d. "impianti CIP6" e di successiva cessione della stessa agli operatori del mercato libero, a fronte del più consistente decremento degli acquisti da fornitori esteri, determinato dalla assegnazione di quote di interconnessione ad altri operatori, nell'ambito del processo di liberalizzazione.

In relazione alla crescente apertura del mercato, anche le vendite complessive di energia del Gruppo ENEL segnano una sensibile riduzione rispetto al 1999: da 230.507 a 205.957 milioni di kWh (-10,6%); in

particolare, le vendite sul mercato vincolato hanno subito un calo di oltre 50.000 milioni di kWh (-22%), mentre quelle sul mercato libero (ancora di entità modesta nel 1999) hanno quasi raggiunto i 27.000 milioni di kWh nel 2001. Sul totale dell'energia venduta in Italia nel 2001, la quota ENEL (secondo stime della stessa società) è stata pari all'81% del mercato dei clienti vincolati ed al 34% del mercato dei clienti idonei.

La costante crescita dei consumi elettrici (dal 1980 al 2000 saliti del 70% ^(*)) e le previsioni sono per incrementi futuri ancor più accelerati), cui non ha adeguatamente corrisposto l'installazione di nuova capacità produttiva (nello stesso arco di tempo la produzione lorda è aumentata del 49%^(*)), pone il problema dell'esistenza di un rischio (da taluni enfatizzato, da altri minimizzato) di deficit nell'offerta di energia elettrica nei prossimi anni.

Secondo dati ENEL (audizione dell'Amministratore delegato presso la Commissione Attività Produttive della Camera dei deputati il 23 gennaio 2002), con riferimento all'anno 2000, l'Italia è tra i Paesi europei che presentano uno dei più elevati rapporti (+53%) tra capacità installata (75,9 GW) e domanda alla punta (49,7 GW); cosicché, tenendo anche conto - da un lato - del forte contributo fornito dalle importazioni (6,3 GW) e - dall'altro - della quantità di potenza mediamente non disponibile per cause varie

^(*) Fonte: GRTN - Dati statistici - 2000

(calcolata in 20,2 GW), residuerebbe un margine di 12,3 GW, e cioè un valore di riserva pari a quasi il 25%, ritenuto da ENEL sufficiente per garantire la sicurezza del sistema e la continuità del servizio non soltanto al presente, ma, con un modesto incremento della capacità produttiva, anche nei prossimi anni. Un margine più elevato, inoltre, richiederebbe investimenti che, senza adeguati meccanismi di incentivazione, risulterebbero anti-economici e porrebbero molti impianti fuori mercato.

Preso atto dei dati e delle valutazioni riportate, la Corte non può non avvertire che trattasi comunque di problema estremamente delicato e dalle molteplici implicazioni, che deve indurre tutti gli attori del sistema energetico nazionale ad abbandonare posizioni particolaristiche e sterili polemiche ed a cooperare invece per procedere ad una attenta previsione dei fabbisogni energetici del Paese che via via emergeranno negli anni a venire e, su tale base, programmare e poi tempestivamente realizzare gli investimenti che si dimostreranno necessari per la copertura dei fabbisogni stessi: dalla costruzione di nuovi impianti, sia aggiuntivi a quelli in servizio che sostitutivi di quelli ormai obsoleti, agli interventi per l'efficientamento delle centrali esistenti e per la più accurata manutenzione delle reti ed all'ulteriore potenziamento delle interconnessioni con gli altri Paesi europei.

E' chiaro, infatti, che l'obiettivo comune, da perseguire come una delle massime priorità nazionali, è garantire anche in futuro la costante disponibilità, di base e nei momenti di più elevata richiesta, delle quantità di

energia elettrica necessarie per il funzionamento e lo sviluppo dell'economia e per i bisogni di vita delle famiglie, con i minori costi possibili per la collettività.

5.2) Le tariffe elettriche. Il problema degli *stranded cost*

Come già segnalato nella precedente relazione, dal 1° gennaio 2000 è entrato in vigore il nuovo regime tariffario per i servizi di fornitura di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, definito dall'Autorità con delibera n. 204 del 29 dicembre 1999. La tariffa è sostanzialmente formata da quattro componenti: a) la remunerazione dei costi industriali (inclusiva di quella sul capitale investito) di ciascuno dei segmenti del sistema elettrico (generazione, trasmissione, distribuzione e vendita); b) gli oneri generali di sistema, 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 degli *stranded cost*; c) il costo del combustibile; d) le imposte.

Secondo dati ENEL, il prezzo medio di vendita di energia elettrica alla totalità dei clienti, al novembre 2001, risultava di 11,83 € cent./kWh, di cui: 4,8 (pari al 40,6%) a copertura dei costi industriali fissi (tariffa base); 4,24 (35,8%) a copertura dei costi di combustibile; 1,29 (10,9%) a copertura degli oneri generali di sistema; 1,5 (12,7%) per imposte.

L'insieme delle misure adottate dall'Autorità, unitamente alla diminuzione delle imposte sui consumi di energia elettrica stabilita dalla legge finanziaria, avrebbe determinato a fine 2001 una riduzione media del 5% del prezzo pagato dai consumatori finali rispetto alla fine del 2000 (a parità di struttura dei consumi). In particolare (v. l'annuale relazione dell'Autorità presentata nel luglio 2002), *"nel 2001 le tariffe... per i clienti domestici sono lievemente aumentate nella media europea, ma diminuite in Italia....Le tariffe... per le utenze industriali hanno fatto segnare....una diminuzione sia nella media europea che in Italia"*.

Considerando poi, l'arco temporale compreso fra il gennaio 1996 ed il novembre 2001, i dati ENEL mostrano come il prezzo medio sia cresciuto, in valori nominali, del 6%, ma, in termini reali e tenuto conto di un tasso medio annuo di inflazione del 2,4%, sia diminuito dell'1,2%. In particolare, mentre la tariffa base è scesa, in valori nominali, del 24,4%, sono aumentate le componenti relative al costo dei combustibili (+ 78,2%) ed alle imposte ed oneri di sistema (+ 14,8%).

I dati esposti, quindi, indicano che l'incremento del prezzo medio nominale è imputabile in misura preponderante all'andamento fortemente negativo, specie in alcuni anni, del prezzo del combustibile, ma anche al peso crescente degli oneri di sistema, fra i quali emerge in particolare il sostegno alle fonti rinnovabili ed agli impianti c.d. assimilati; si è invece ridotta la componente tariffaria che va ad alimentare il conto economico delle aziende

elettriche (nelle relazioni ai bilanci ENEL la riduzione viene calcolata nella misura del 10,7% nel 2000 e del 20% nel 2001).

Se il quadro sin qui tracciato appare alquanto confortante, stante la sostanziale stabilità mantenuta dal prezzo dell'energia elettrica per i consumatori nonostante le impennate del prezzo dei prodotti petroliferi, a diverse considerazioni induce il confronto - per tipologia di consumo - con la situazione negli altri principali Paesi europei.

Infatti, dalle statistiche "Eurostat", riprese dall'Autorità, emerge che, con riferimento al luglio 2001:

- per le utenze domestiche, gli utenti italiani con livelli di consumo più bassi (600 e 1200 kWh annui) sostengono prezzi, sia al lordo che al netto delle imposte, pari a circa la metà di quelli prevalenti in Europa; al contrario, le utenze con consumi più elevati (3.500 e 7.500 kWh annui) si collocano ben al di sopra della media europea, con scostamenti fra il 46% ed il 53%. Mediamente lo scostamento percentuale dalla media europea ponderata dei prezzi italiani verrebbe stimato pari al 17,5%;
- per le utenze industriali comprese fra 160 MWh e 70 GWh, invece, i prezzi italiani al lordo delle imposte si collocano sempre al di sopra della media europea, con scostamenti variabili fra il 24% ed il 56%; più contenuto il divario tra i prezzi al netto delle imposte (18% - 53%). Sul mercato libero, poi, i prezzi praticati ai clienti idonei sono, mediamente, del 10-15% inferiori alle tariffe applicate ai clienti vincolati.

Il differenziale di costo dell'energia elettrica fra l'Italia e gli altri principali Paesi europei (peraltro non esteso a tutte le tipologie di utenze) deriva - com'è generalmente noto - da fattori strutturali del nostro sistema, che sono stati già indicati in precedenti relazioni della Corte (v. anche la citata relazione dell'Autorità) e che possono sinteticamente così richiamarsi:

- il più rilevante è rappresentato dall'assoluta prevalenza, tra le fonti di produzione di energia elettrica, di petrolio e gas naturale, che coprono oltre il 70% del nostro fabbisogno, la stessa quota che nel resto d'Europa deriva dall'uso di carbone e nucleare; secondo stime ENEL, a parità di costi del combustibile, la tariffa italiana sarebbe inferiore a 10 €/cent. per kWh, in linea con quella degli altri Paesi europei;
- la diversa incidenza del carico fiscale;
- l'elevato livello degli oneri generali di sistema;
- la scarsa efficienza di un parco di generazione in parte obsoleto e con rendimenti di conversione modesti.

A tale ultimo riguardo, tuttavia, da parte di ENEL è stato osservato, con riferimento a dati 1998, che l'età media del parco impianti dell'azienda (il 51% con più di 20 anni, il 25% tra 10 e 20 anni ed il 24% con meno di 10 anni) sarebbe in linea con la media europea; inoltre, dal confronto dei consumi specifici lordi medi delle centrali termoelettriche in alcuni Paesi OCSE risulterebbe che il rendimento degli impianti ENEL è superiore alla media europea e secondo soltanto al Giappone.

A parte ciò, e precisato che sono comunque in corso o programmati - da parte delle società di generazione del Gruppo ENEL - importanti investimenti per l'ammodernamento di varie centrali, va preso atto che il lamentato differenziale di costi dell'energia elettrica, per la natura delle cause che ne sono all'origine, potrà essere modificato in misura significativa soltanto nel medio periodo e soltanto agendo su tutti questi fattori causali, a cominciare dal favorire un deciso riequilibrio del *mix* di combustibili utilizzati, privilegiando le fonti più economiche e/o approvvigionabili in mercati più aperti ed affidabili (come il carbone e le energie derivanti da fonti rinnovabili).

Come sopra accennato, tra gli oneri generali di sistema (una delle componenti della tariffa elettrica) sono compresi i rimborsi per i c.d. *stranded cost* ("costi incagliati"). Tali rimborsi, la cui ammissibilità è stata prevista sia dalla Direttiva 96/92/CE del 19 dicembre 1996 che dal decreto legislativo n. 79/99, sono mirati alla reintegrazione alle imprese elettriche degli investimenti operati e degli impegni assunti, anche a seguito di scelte governative di politica economica, prima della liberalizzazione del mercato e che, recuperabili in regime di monopolio, non lo sono più nel mercato concorrenziale; rientrano in tale ambito anche i maggiori oneri gravanti su

ENEL per la forzata rilocalizzazione delle attività di scarico a terra e rigassificazione del gas naturale importato dalla Nigeria.

Per la definizione e la quantificazione degli *stranded cost* sono intervenuti i decreti ministeriali (Industria di concerto con il Tesoro) del 26 gennaio 2000 e del 17 aprile 2001. Tali decreti prevedono - tra l'altro - che i produttori di energia da fonti idro e geotermoelettriche corrispondano una maggiorazione per la trasmissione dell'elettricità da loro prodotta, a motivo del vantaggio che essi ricevono per l'applicazione dei nuovi prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso, comprensivi della componente relativa ai costi variabili di combustibile, dai medesimi non sopportati (c.d. "rendita idroelettrica"); la maggiorazione (c.d. "penale idroelettrica") rappresenta un meccanismo di parziale compensazione del rimborso degli *stranded cost* e si applica a partire dal 2001 in una misura che va gradualmente a ridursi negli anni successivi fino a tutto il 2006.

La disciplina della materia è stata integrata da varie delibere dell'Autorità che, su taluni punti, sembrano fissare modalità attuative dei provvedimenti ministeriali non in linea con gli stessi; avverso una di tali delibere (n. 114 del maggio 2001) ENEL ha proposto ricorso al TAR Lombardia che, con sentenza - non appellata - del gennaio 2002, ha parzialmente annullato la delibera.

Le oggettive difficoltà applicative della disciplina dettata in materia ed il contenzioso che si è creato intorno ad essa hanno sinora impedito di avviare

il recupero degli *stranded cost*, mentre è già operante l'applicazione della "penale idroelettrica"; poiché tutto ciò determina una situazione di oggettiva incertezza e danni ai bilanci delle imprese elettriche, nelle sedi governative e parlamentari si sta opportunamente esaminando una soluzione legislativa del problema, così come ricordato in precedenza (v. paragrafo 2.1).

5.3) Gli investimenti

Gli investimenti del Gruppo in immobilizzazioni materiali sono ammontati complessivamente a 3.353 milioni di euro nel 2000 ed a 4.083 milioni di euro nel 2001, con un incremento del 21,8%; nel solo settore elettrico (impianti di produzione, linee di trasporto e stazioni di trasformazione, reti di distribuzione) gli investimenti sono stati pari a 2.118 milioni nel 2000 (-22% rispetto ai 2.716 milioni del 1999) ed a 2.425 milioni nel 2001 (con un incremento del 14,5% rispetto all'anno precedente).

INVESTIMENTI GRUPPO ENEL

(milioni di euro)

	2001	2000	1999
Impianti di produzione	828	570	815
Impianti di trasmissione	258	190	225
Reti di distribuzione	1.339	1.358	1.676
Totale Parziale	2.425	2.118	2.716
Reti di TLC	1.185	936	874
Terreni, fabbricati e altri beni	473	299	203
Totale generale	4.083	3.353	3.793

I dati del 2000 confermano l'andamento recessivo della spesa per investimenti in impianti elettrici che ha avuto inizio nel 1996 e le cui cause sono state ampiamente analizzate nelle precedenti relazioni della Corte; in particolare per l'anno in esame, la contrazione di tale spesa sarebbe da collegare - secondo quanto esplicitato nella relazione degli amministratori sulla gestione - *"al completamento degli interventi di adeguamento ambientale del parco termoelettrico, nonché al considerevole contenimento del costo dei componenti conseguito attraverso la semplificazione delle specifiche tecniche, l'allargamento della base dei fornitori e l'innovazione tecnologica"*.

Il 2001 conosce, invece, un'inversione di tendenza pressochè generalizzata: crescono, infatti, gli investimenti nella generazione (per l'avvio dei lavori di trasformazione degli impianti termoelettrici in cicli combinati a turbogas e per la realizzazione di centrali eoliche e da biomasse), nella trasmissione (per l'inizio della costruzione di linee di trasporto ad alta tensione in Brasile, che saranno gestite dalla controllata TSN), nel settore delle telecomunicazioni (per le necessità di ampliamento e potenziamento delle reti fissa e mobile, anche a seguito dell'acquisizione di Infostrada), dei settori informatico ed immobiliare. Decrescono soltanto gli investimenti sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica, anche in conseguenza della variazione del perimetro di attività (cessione di reti urbane ad aziende municipalizzate).

A tale riguardo, va notato che il Piano industriale 2002-2006 prevede investimenti complessivi per quasi 30 miliardi di euro, oltre il 50% dei quali destinati al settore elettrico: il rispetto di tale previsione dovrebbe assicurare adeguati interventi per l'ammodernamento sia del parco di generazione che delle reti di trasmissione e di distribuzione.

Tra gli investimenti in corso uno dei più rilevanti, sotto l'aspetto economico e dell'innovazione tecnologica, è quello, avviato nel 1999, relativo alla realizzazione ed installazione di un nuovo **contatore elettronico**,

destinato a sostituire nell'arco di quattro anni (2001-2004) i 30 milioni di contatori elettromeccanici attualmente in uso presso i clienti del Gruppo.

Il progetto, che nel luglio 2001 è entrato nella fase di installazione in una zona pilota, si concretizza nella realizzazione del "Telegestore", un sistema integrato ed evoluto di misura, comunicazione e gestione del contratto di fornitura di energia, composto da misuratori (contatori) e apparati elettronici interconnessi. Esso vede coinvolte, oltre ad Enel Distribuzione (attore principale ai fini della progettazione e del coordinamento globale delle attività), altre società del Gruppo quali Enel.si, SEI, CESI, Enel.it e WIND.

Per la realizzazione del progetto è previsto un investimento complessivo di circa 2 miliardi di euro, cui dovrebbero contrapporsi, secondo il *Business Plan* elaborato nel 1999 ma costantemente monitorato e periodicamente revisionato, risparmi stimati, a regime, in circa 500 milioni di euro l'anno, conseguibili per effetto della riduzione dei costi operativi e di una più agevole rilevazione dei consumi irregolari e delle frodi. Il progetto, inoltre, è in grado di esprimere ulteriori potenzialità, quali: l'offerta, previa approvazione dell'Autorità per l'energia, di profili tariffari differenziati; l'integrazione con altri *core business* aziendali (gas, acqua); in futuro, e con investimenti aggiuntivi, l'offerta di servizi post-contatore a valore aggiunto (c.d. "tecnologia domotica").

Il progetto è indubbiamente ambizioso e suscettibile di interessanti e profittevoli sviluppi. Tuttavia le dimensioni dell'investimento debbono indurre

la Società a non sottovalutare le esistenti aree di rischio che riguardano sia la dinamica dei costi, con conseguente rinvio nel tempo del *pay-back* del progetto, che la certezza di tutti i ritorni economici attesi, in specie di quelli legati alla riduzione delle frodi e allo svolgimento di attività soggette ad approvazione delle competenti Autorità di settore.

Né va dimenticato che, nell'ambito delle azioni poste in essere per la realizzazione del progetto, ENEL ha assunto nel 2000 una partecipazione di circa l'8% con un esborso di 151 milioni di euro, nella società U.S.A "Echelon Corporation", detentrica del know-how del sistema di comunicazione utilizzato nel progetto "contatore elettronico", e ciò anche in vista dell'incremento di valore che la società stessa avrebbe dovuto conseguire a seguito proprio del contratto stipulato con ENEL; sennonché, in due anni il titolo Echelon ha perso circa il 60% rispetto al prezzo corrisposto all'atto dell'acquisto da ENEL, che ha quindi dovuto svalutare la propria partecipazione di 91 milioni.

Tenuto conto delle evidenziate criticità, la Corte ritiene opportuno richiamare su di esse la particolare attenzione del management dell'ENEL.

5.4) La qualità del servizio elettrico

Come ricordato nella precedente relazione, con delibera n. 201 del 28 dicembre 1999 l'Autorità per l'energia ha definito gli standard specifici e generali di qualità commerciale, uniformi sul territorio nazionale ed