

la Borsa dell'Energia. In particolare, a decorrere dal 1° gennaio 2001, tutta l'energia prodotta dagli impianti ammessi agli incentivi di cui al provvedimento CIP n. 6/92 (fonti rinnovabili e assimilate) viene acquistata dal Gestore della Rete sulla base di apposite convenzioni, a un prezzo determinato con la stessa metodologia dell'esercizio precedente. Tale energia viene poi ceduta agli operatori del mercato libero tramite le aste indette dal Gestore stesso, che assegna la parte residua a Enel Distribuzione. Nel 2001 Enel Trade ha quindi acquistato sia energia elettrica prodotta da impianti incentivati ex provvedimento CIP n. 6/92 tramite le aste indette dal Gestore della Rete, sia energia di provenienza estera, stipulando contratti annuali e acquistando partite di energia *spot* messe in vendita dal Gestore della Rete. Enel, quale titolare dei contratti di acquisto di durata pluriennale a suo tempo stipulati con fornitori esteri, destinati alla fornitura del mercato vincolato, ha inoltre importato 20.938 milioni di kWh. Gli acquisti da fornitori nazionali si riferiscono principalmente a forniture da Elettrogen nel periodo successivo alla sua uscita dal Gruppo, avvenuta il 20 settembre 2001.

La **produzione netta** di energia del Gruppo Enel si è attestata nell'esercizio 2001 a 169.106 milioni di kWh, in calo del 7,4% (-13.421 milioni di kWh) rispetto al 2000. Nel nuovo contesto di mercato, le società di generazione del Gruppo hanno ceduto al Gestore della Rete 5.537 milioni di kWh di energia prodotta da impianti ammessi ai benefici di cui al citato provvedimento CIP n. 6/92. Nell'ambito delle fonti di generazione si evidenzia un calo della produzione termoelettrica del 9,2% (-13.071 milioni di kWh) e una stabilità di quella idroelettrica (-176 milioni di kWh, pari a -0,5%). Quest'ultima ha rispecchiato nel corso dell'anno l'andamento difforme descritto per l'intero sistema italiano.

Andamento della gestione

L'attività elettrica, pur continuando a costituire il *core business* del Gruppo (le vendite di energia e i contributi della Cassa Conguaglio rappresentano il 75% circa dei ricavi dell'esercizio), è progressivamente affiancata dagli altri settori verso i quali si è indirizzata la strategia di ampliamento della gamma di prodotti e servizi offerti. Le telecomunicazioni, grazie all'affermazione di WIND e all'acquisizione di Infostrada, rappresentano oggi il secondo ramo di attività del Gruppo, con un peso di circa il 10% sui ricavi consolidati, destinato a crescere nell'immediato futuro. Risorse di rilievo e notevoli sforzi sono nel contempo indirizzati verso l'attività di distribuzione di gas naturale, lo sviluppo di servizi a valore aggiunto, l'*Engineering & Contracting*, e il settore idrico. I risultati operativi del 2001, che considerano il consolidamento integrale di WIND e di Infostrada (quest'ultima a decorrere dalla data di acquisizione, avvenuta alla fine di marzo 2001), comparati con quelli del 2000, rielaborati *pro forma* per includere in modo omogeneo il settore delle telecomunicazioni (inclusi gli effetti dell'acquisizione di Infostrada), sono così sintetizzabili:

Milioni di euro	Ricavi	Margine operativo lordo	Risultato oper. ante amm.to differenze di consolidamento	Risultato operativo
Settore elettrico e altri				
Esercizio 2000	25.096	8.742	4.759	4.753
Esercizio 2001	26.088	8.508	4.727	4.715
Variazione	992	(234)	(32)	(38)
Telecomunicazioni				
Esercizio 2000	2.136	(527)	(1.052)	(1.453)
Esercizio 2001	3.176	28	(817)	(1.237)
Variazione	1.040	555	235	216
Elisioni				
Esercizio 2000	(472)	-	-	-
Esercizio 2001	(483)	-	-	-
Totale Gruppo				
Esercizio 2000 (<i>pro forma</i>)	26.760	8.215	3.707	3.300
Esercizio 2001	28.781	8.536	3.910	3.478
Variazione	2.021	321	203	178

La **gestione economica** del 2001 evidenzia un *marginale operativo lordo* di 8.536 milioni di euro, in miglioramento rispetto a quello conseguito nel 2000, pari, su base omogenea, a 8.215 milioni di euro. La crescita di 321 milioni di euro (+3,9%) risulta dal miglior andamento – in misura superiore a quella prevista – del comparto telecomunicazioni (+555 milioni di euro), e da un calo di 234 milioni di euro (-2,7%) nei restanti settori. L'attività elettrica tradizionale ha infatti risentito della riduzione dei volumi di vendita (-7,2%) e dell'ulteriore calo delle tariffe (-11% circa), per effetto del meccanismo del *price cap* e per la riduzione di circa 0,52 centesimi di euro al kWh della quota di remunerazione dei costi fissi di produzione, in parte compensati dalla valorizzazione a prezzo pieno anche dell'energia idroelettrica e geotermica.

Tali effetti sono stati solo parzialmente mitigati dai proventi di carattere non ricorrente conseguiti nel 2001, pari a 431 milioni di euro, riferiti a contributi pregressi su produzione da impianti incentivati ex provvedimento CIP n. 6/92 (314 milioni di euro) e alla provventizzazione di 117 milioni di euro relativi all'accantonamento per *stranded cost* effettuato nel 2000.

Il *risultato operativo* ha raggiunto 3.478 milioni di euro, in aumento del 5,4% rispetto ai 3.300 milioni di euro omogenei del 2000.

L'*utile netto di competenza del Gruppo* si è attestato a 4.226 milioni di euro, a fronte di 1.573 milioni di euro, sempre rideterminati su base *pro forma*, nel

2000. L'incremento di 2.653 milioni di euro è influenzato in misura determinante dai proventi di natura straordinaria conseguiti con le cessioni realizzate nell'esercizio (Elettrogen, attività di produzione in Valle d'Aosta, reti urbane di Roma e Torino e altre operazioni minori) e dall'impatto sull'onere fiscale dell'operazione di affrancamento delle riserve da ammortamenti anticipati.

Il **cash flow** della gestione corrente passa da 4.900 milioni di euro nel 2000 a 6.164 milioni di euro nel 2001, confermando l'elevata propensione a generare cassa da parte dell'attività d'esercizio e migliorando sul lato della gestione del capitale circolante. I flussi operativi, pari a 6.164 milioni di euro, hanno fornito una considerevole copertura ai notevoli fabbisogni assorbiti dall'attività d'investimento, pari, al netto dei disinvestimenti, a 8.727 milioni di euro, di cui 7.632 milioni di euro relativi all'acquisto di Infostrada.

La **struttura patrimoniale** al 31 dicembre 2001 evidenzia un capitale investito netto di 43.039 milioni di euro, un indebitamento finanziario complessivo di 21.930 milioni di euro e un patrimonio netto complessivo (Gruppo e Terzi) di 21.109 milioni di euro. I corrispondenti valori al 31 dicembre 2000, desumibili dalla situazione patrimoniale *pro forma* che considera il consolidamento integrale di WIND e gli effetti dell'acquisizione di Infostrada, sono pari rispettivamente a 42.925 milioni di euro, 24.426 milioni di euro e 18.499 milioni di euro. L'incidenza dell'indebitamento sul patrimonio netto complessivo, pari a 1,04, è migliore rispetto a quella di fine dicembre 2000 (pari a 1,32 sempre su base *pro forma*). Escludendo dai dati *pro forma* del 31 dicembre 2000 l'impegno finanziario per l'acquisizione di Infostrada e l'indebitamento della stessa, l'incidenza dell'indebitamento del Gruppo così rideterminato (16.107 milioni di euro) sul patrimonio netto complessivo (18.499 milioni di euro) sarebbe stato pari a 0,9.

Gli **investimenti** in impianti e altri beni materiali sono stati pari a 4.083 milioni di euro, così ripartiti:

Milioni di euro	2001	2000	2001-2000
Impianti di produzione	828	570	258
Linee di trasporto e stazioni di trasformazione	258	190	68
Reti di distribuzione energia elettrica	1.339	1.358	(19)
Reti di telecomunicazione	1.185	936	249
Terreni, fabbricati e altri beni	473	299	174
TOTALE	4.083	3.353	730

Il notevole incremento degli investimenti rispetto all'esercizio precedente deriva principalmente dall'avvio del piano di riconversione di parte degli impianti di generazione a ciclo combinato, dall'estensione e potenziamento della rete di telecomunicazione fissa e mobile, dall'avvio della costruzione della rete di trasmissione ad altissima tensione in Brasile e dalla variazione del perimetro di attività.

Al 31 dicembre 2001 i dipendenti del Gruppo erano 72.661 (contro 81.168 al 31 dicembre 2000, includendo quelli di WIND e di Infostrada). Nel corso dell'anno il saldo tra cessazioni e nuove assunzioni è stato negativo, per 6.120 dipendenti, mentre per l'organico delle società e dei rami d'azienda ceduti il saldo, al netto delle acquisizioni (senza considerare Infostrada), è pari a un decremento di 2.387 dipendenti.

QUADRO NORMATIVO DEL SETTORE ELETTRICO

Evoluzione del processo di liberalizzazione

In attuazione di quanto previsto dal Decreto Bersani, nel 2001 si è intensificata l'attività di cessione di capacità di generazione elettrica e delle reti di distribuzione urbane. Tali operazioni sono descritte nei capitoli dedicati ai rispettivi settori di attività.

La cessione di ulteriori 5.500 MW di capacità produttiva, richiesta dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas in relazione all'acquisizione di Infostrada, è stata bloccata a seguito dell'accoglimento dell'appello proposto da Enel al TAR del Lazio.

In linea con l'obiettivo di ampliare l'offerta di energia elettrica sul mercato libero, dal gennaio 2001 tutti i contratti di acquisto di energia elettrica ai sensi del provvedimento CIP n. 6/92, che fino al 2000 erano riservati al mercato vincolato, sono stati trasferiti da Enel al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) che rende l'energia disponibile ai clienti idonei per mezzo di aste competitive. Secondo le modalità indicate dall'Autorità, il Gestore della Rete ha svolto gare per l'assegnazione di energia acquisita da produttori nazionali per una potenza complessiva di 3.600 MW su base annuale.

In tema di importazioni di energia elettrica le disposizioni emanate dall'Autorità prevedono che per il mercato libero nessun operatore possa importare nel 2001 più del 5% del totale della capacità di interconnessione (esclusa quella coperta da contratti pluriennali, destinati al mercato vincolato), e del 10% della capacità disponibile per ogni singolo Paese. L'Autorità, inoltre, ha definito un meccanismo *pro rata* di assegnazione della capacità di trasporto sulle frontiere che prevede l'accoglimento di tutte le domande con riparto proporzionale fino a rientrare nei limiti della capacità disponibile.

Le regole per le importazioni di elettricità da Francia e Svizzera per il 2002 sono state definite nel dicembre 2001 sulla base di un accordo tra l'Autorità per l'Energia ed il Gas italiana e la Commission de Régulation de l'Electricité francese, e saranno applicate congiuntamente dai due gestori delle reti di trasmissione (l'italiano GRTN e il francese RTE). L'accordo, che istituisce la prima area di libero scambio dell'elettricità in Europa, sostituisce gli accordi diretti tra imprese e gestori di rete con regole certe e trasparenti applicate a tutti gli operatori interessati. Le importazioni dall'Austria e dalla Slovenia seguiranno invece le modalità di assegnazione decise dall'Autorità e riguarderanno metà della capacità, mentre all'altra metà si applicherà quanto stabilito dai singoli Paesi. Nel 2002 nessun operatore potrà disporre di più del 10% della capacità totale di trasporto su ciascuna frontiera.

Per quanto riguarda la domanda di energia elettrica, secondo quanto previsto dal Decreto Bersani, la qualifica di cliente idoneo può essere acquisita da chi presenta consumi superiori a 20 milioni di kWh annui nel 2001 (9 milioni di kWh dal 2002). Inoltre, nel mese di marzo 2001 è stata approvata una legge (Decreto Letta) che prevede la riduzione della soglia di idoneità a 0,1 milioni di kWh a decorrere dal novantesimo giorno successivo alla completa dismissione dei 15.000 MW di capacità produttiva da parte di Enel.

Principali provvedimenti dell'Autorità per l'anno 2001

Il 1° gennaio 2001 sono entrati in vigore alcuni provvedimenti di attuazione della riforma tariffaria dell'energia elettrica.

In particolare, dal 1° gennaio 2001 le tariffe di vendita ai clienti vincolati inglobano anche la quota a copertura del costo dei combustibili che in precedenza veniva corrisposta ai produttori dalla Cassa Conguaglio come contributo alla produzione di energia elettrica, fermi restando i criteri in essere per la

determinazione delle sue variazioni. Pertanto, il distributore corrisponde direttamente al produttore l'intero prezzo di cessione.

L'Autorità ha stabilito inoltre, a partire dal 1° gennaio 2001, una riduzione della componente a copertura dei costi fissi di produzione di energia elettrica del 20% (pari a circa 0,52 centesimi di euro per kWh) e un aggiornamento del consumo specifico medio riconosciuto per la produzione termoelettrica nazionale da 2.290 a 2.260 kcalorie per kWh.

Il costo unitario variabile di produzione dell'energia elettrica fissato dall'Autorità è passato da 4,78 centesimi di euro al kWh del bimestre novembre/dicembre 2000 a 4,09 centesimi di euro al kWh del bimestre novembre/dicembre 2001, con una riduzione del 14,4%.

Le componenti tariffarie a copertura dei costi di trasporto, distribuzione e vendita sono state ridotte dell'1,4% applicando il meccanismo del *price cap*.

Dal gennaio 2001 sono in vigore nuove opzioni tariffarie offerte alla clientela da Enel Distribuzione. La proposta, avanzata nel settembre 2000 e approvata dall'Autorità, risulta in linea con i vincoli imposti dal nuovo sistema tariffario. Oltre alle opzioni tariffarie base, Enel Distribuzione ha offerto alla propria clientela anche opzioni tariffarie speciali, riservate ai clienti non domestici in alternativa a quelle base, e opzioni ulteriori, rivolte alla clientela domestica in alternativa a quelle stabilite dall'Autorità. In particolare, per la clientela domestica è prevista la possibilità di aumentare la potenza del proprio impianto da 3 a 4,5 kW con l'opzione "Più Watt" che prevede tariffe differenziate in tre fasce di consumi annui e un canone fisso annuo di 83,7 euro.

Riguardo agli oneri di sistema, il 1° gennaio 2001 l'Autorità ha azzerato la componente istituita per finanziare il maggiore ricavo riconosciuto alla produzione delle imprese produttrici-distributrici di energia destinata al mercato vincolato, ha ridotto la componente per la copertura degli incentivi alla produzione da fonti rinnovabili (componente A3) e ha istituito una specifica componente (A6) alla copertura degli *stranded cost*.

Nel corso del 2001, l'Autorità ha inoltre adeguato le suddette componenti (A3 e A6) e ha aumentato la componente destinata alla copertura dei costi relativi ai programmi per lo smantellamento degli impianti nucleari. Complessivamente, gli oneri di sistema sono aumentati, dalla fine del 2000 alla fine del 2001, di circa 0,36 centesimi di euro al kWh, per effetto soprattutto della copertura degli incentivi alla produzione da fonti rinnovabili.

Il complesso delle misure adottate dall'Autorità, unitamente alla riduzione delle imposte sui consumi di energia elettrica stabilita dalla legge finanziaria per il 2001, hanno determinato una riduzione media del 5% del prezzo pagato dai consumatori finali alla fine del 2001 rispetto alla fine del 2000 (a parità di struttura dei consumi).

Provvedimenti dell'Autorità con effetto dal 2002

Il "Testo integrato"

Il 1° gennaio 2002 sono entrate in vigore nuove norme che disciplinano in maniera unitaria le condizioni tecnico-economiche dei servizi di trasporto, misura e vendita di energia elettrica sia per il mercato libero sia per il mercato vincolato. La normativa è stata inserita in un "Testo integrato" che sostituisce tutta la normativa tariffaria precedente.

Servizio di trasporto: la nuova normativa abolisce la disciplina del vettoriamiento e introduce una disciplina del trasporto unica per i clienti del mercato libero e per quelli del mercato vincolato compatibile con l'avvio della Borsa dell'Energia.

Secondo la nuova disciplina, i clienti finali pagano ai distributori i corrispettivi del servizio di trasporto dell'elettricità sulla base delle opzioni tariffarie proposte dai distributori stessi nel rispetto dei vincoli sui ricavi complessivi e su quelli del singolo contratto.

Le imprese distributrici pagano al GRTN o ad altri distributori i corrispettivi del servizio di trasporto – applicati a tutta l'energia elettrica prelevata, e non solo a quella destinata al mercato vincolato – determinati dall'Autorità. Le componenti di tali corrispettivi sono coerenti con le analoghe componenti riconosciute ai distributori di energia elettrica nella determinazione dei vincoli sui ricavi ai fini della determinazione delle opzioni tariffarie destinate ai clienti finali.

Servizio di misura: l'Autorità ha individuato i soggetti responsabili dell'installazione e manutenzione e della rilevazione e registrazione delle misure; il servizio di misura è remunerato attraverso i corrispettivi per il servizio di trasporto.

Servizio di vendita: riflette il prezzo all'ingrosso di produzione dell'energia elettrica. Per i clienti del mercato vincolato o per le imprese distributrici sono previsti corrispettivi separati da quelli del trasporto. Per i clienti domestici del mercato vincolato l'Autorità fissa invece un corrispettivo che comprende vendita e trasporto, determinato con le stesse modalità precedentemente in vigore.

Le tariffe per il 2002

Con Delibere emesse alla fine dell'anno 2001, l'Autorità ha fissato le nuove tariffe in vigore a partire dal 2002.

Nel caso delle forniture domestiche è stato sospeso il graduale riequilibrio tariffario per le utenze residenti fino a 3 kW di potenza impegnata, già disposto nel luglio 2001. L'Autorità ha previsto di intervenire su queste tariffe nel momento in cui entrerà in vigore il meccanismo di tutela dei clienti in condizioni di disagio economico, attualmente in corso di definizione da parte del Governo.

Per le forniture non domestiche le singole componenti tariffarie a copertura dei costi di trasporto, distribuzione e vendita variano per effetto dell'applicazione del *price cap* e del riconoscimento degli oneri di miglioramento della qualità del servizio di distribuzione. Nel complesso, la somma di tali componenti rimane sostanzialmente invariata rispetto all'anno precedente.

Dal 1° gennaio 2002 non è più in vigore l'ulteriore componente di 0,31 centesimi di euro al kWh istituita per gli anni 2000 e 2001 a favore della produzione destinata al mercato vincolato.

Come previsto dalla riforma tariffaria del 2000, dal 1° gennaio 2002 sono sopresse le componenti di gradualità istituite per realizzare il progressivo allineamento dei prezzi ai costi delle forniture non domestiche. Di conseguenza, i prezzi delle forniture in bassa tensione diminuiranno di circa 0,67 centesimi di euro al kWh mentre quelli per la media e alta tensione aumenteranno rispettivamente di circa 0,15 e 0,62 centesimi di euro al kWh.

L'Autorità ha approvato la proposta di Enel Distribuzione relativa alle tariffe per l'anno 2002 in linea con i vincoli imposti. Oltre alle opzioni tariffarie base, Enel Distribuzione ha offerto alla propria clientela anche opzioni tariffarie speciali, riservate ai clienti non domestici in alternativa a quelle base, e opzioni ulteriori, rivolte all'utenza domestica in alternativa a quelle stabilite dall'Autorità.

Stranded cost

Gli *stranded cost* sono costi derivanti da impegni contrattuali e decisioni di investimento che le imprese elettriche hanno assunto anche a seguito delle scelte governative di politica economica quando il mercato elettrico non era concorrenziale, che si sarebbero potuti recuperare in regime di monopolio, ma che non sono recuperabili in regime di concorrenza.

La definizione dei criteri di ammissibilità e delle modalità di reintegrazione è stata effettuata con Decreto del 26 gennaio 2000 emanato dal Ministro dell'Industria, di concerto con quello del Tesoro, su proposta dell'Autorità.

Secondo il decreto sono riconosciuti come *stranded cost* gli oneri derivanti da in-

vestimenti sostenuti prima del 19 febbraio 1997 o relativi ad obblighi contrattuali assunti prima di tale data, riguardanti impianti di produzione attualmente in servizio, con esclusione di quelli che beneficiano di trattamenti previsti da specifici provvedimenti, quali ad esempio il provvedimento CIP n. 6/92. La reintegrazione dei costi è prevista in sette anni, dal 2000 al 2006, sulla base dei ricavi riconosciuti dall'Autorità per ciascun impianto. Rientrano nell'ambito degli *stranded cost* i maggiori oneri relativi alla forzata rilocalizzazione all'estero delle attività di scarico a terra e rigassificazione del gas naturale importato dalla Nigeria, che sono recuperati in un periodo di dieci anni a partire dal 2000.

La materia è stata ulteriormente regolamentata dal Decreto del Ministro dell'Industria, di concerto con il Ministro del Tesoro, del 17 aprile 2001. Tale decreto stabilisce l'esclusione degli impianti idroelettrici e geotermoelettrici dal computo dei costi non recuperabili, ribadendo nel contempo la progressiva riduzione della penalizzazione in termini di maggiori oneri di accesso alla rete di trasmissione nazionale per l'energia prodotta da tali impianti. Detta penalizzazione è destinata quindi a ridursi dall'attuale 75% della quota di costo di produzione variabile (legata al costo dei combustibili) inclusa nel prezzo di cessione dell'energia, al 25% nel 2005-2006. Essa verrà definitivamente eliminata al termine del periodo di rimborso degli *stranded cost* (meccanismo del *décalage*). Il medesimo decreto ha inoltre fissato le regole per l'applicazione del meccanismo di reintegrazione alle società titolari di impianti originariamente in capo a Enel e successivamente a esse trasferiti. Nel caso di cessione di impianti ammessi al meccanismo di reintegrazione, l'ammontare complessivo dei costi non recuperabili non potrà essere superiore all'importo che sarebbe stato riconosciuto a Enel stessa nell'ipotesi in cui la cessione non si fosse verificata. Di conseguenza, il livello degli *stranded cost* da riconoscere a ogni singola impresa titolare di impianti originariamente detenuti da Enel dipende non solo dalle caratteristiche degli impianti in possesso dell'impresa stessa, ma anche da quelle dell'intero complesso di tali impianti. Ne discende che l'acquisizione a titolo definitivo degli *stranded cost* si determina solo al termine del periodo di riferimento e non singolarmente per ogni esercizio. Durante il periodo di recupero, la differenza complessivamente maturata tra i ricavi riconosciuti e la quota del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica sarà recuperata come *stranded cost* se positiva, mentre nulla sarà dovuto se negativa.

Nel maggio 2001 l'Autorità, con la Delibera 114/01, ha fissato le modalità di calcolo dei parametri necessari alla determinazione dei costi non recuperabili. In particolare, l'Autorità ha reintrodotto nell'ambito della componente "produzione di riferimento", un computo che tiene conto della produzione di tutti gli impianti nella titolarità dell'impresa, compresa quella degli impianti idrogeotermoelettrici esclusi dal perimetro degli *stranded cost*. La metodologia prevista dall'Autorità non consente di assicurare la reintegrazione dei costi in misura pari ai "ricavi riconosciuti" per il complesso degli impianti rilevanti, creando un grave pregiudizio per Enel che ha provveduto a impugnare la delibera. Il TAR della Lombardia, con sentenza del 9 gennaio 2002, ha accolto il ricorso di Enel e annullato la delibera nella parte in cui non esclude dal computo dei costi non recuperabili l'energia prodotta con impianti idroelettrici e geotermoelettrici.

Nel mese di febbraio 2002, in connessione con le misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale emanate con Decreto del Ministro dell'Industria, sono state annunciate modifiche legislative che prevedono la soluzione dei problemi su accennati.

QUADRO NORMATIVO DEL SETTORE GAS

Il processo di liberalizzazione

La liberalizzazione del mercato italiano del gas è stata avviata con il Decreto 164/00 che, recependo la Direttiva 98/30/CE, prevede un processo di graduale liberalizzazione della domanda e dell'offerta.

Sul lato dell'offerta, dal 1° gennaio 2003 e fino al 31 dicembre 2010 le vendite di gas di un singolo operatore del settore non possono superare il 50% dei consumi nazionali di gas naturale. Dal 1° gennaio 2002, inoltre, nessuna impresa del settore può immettere una quantità di gas, sia importato sia prodotto in Italia, nella rete nazionale per la sua distribuzione in Italia, che superi il 75% dei consumi nazionali annui di gas naturale. Tale percentuale decrescerà del 2% annuo fino a raggiungere il 61% nel 2010.

Con riferimento alla domanda, è prevista la liberalizzazione totale del mercato dal 2003, la separazione dell'attività di distribuzione e vendita dal 1° gennaio 2002 e la conferma delle concessioni per un periodo transitorio che non superi il 31 dicembre 2005, estensibile per due anni a condizione che vengano raggiunte prefissate dimensioni di clientela servita o che la quota di capitale privato superi il 40%.

L'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas ha provveduto a emanare una serie di delibere di attuazione delle disposizioni legislative in tema di trasporto e distribuzione e tariffe di stoccaggio. Essa sta tuttora completando quelle riguardanti i codici di rete e di stoccaggio. Una volta ultimato il processo di regolamentazione, il mercato del gas potrà operare in un contesto atto a promuovere la concorrenza.

Distribuzione e vendita

Nel corso del 2001 sono entrate in vigore le norme dell'Autorità che riformano il sistema tariffario per i clienti del mercato vincolato.

La riforma si basa sul principio della corrispondenza delle tariffe ai costi necessari per un servizio svolto nelle condizioni di sicurezza, qualità ed efficienza stabilite dall'Autorità e prevede un'articolazione per la distribuzione e la vendita.

Le tariffe di distribuzione sono determinate, nel primo anno termico di applicazione (1° luglio 2001 - 30 giugno 2002), sulla base del vincolo dei ricavi di distribuzione stabilito dall'Autorità. Il vincolo è basato sui costi riconosciuti di gestione della distribuzione e sui costi riconosciuti di capitale, determinati sulla base di parametri di costo standard correlati con le caratteristiche della clientela servita (lunghezza delle reti di distribuzione, numero di clienti, rapporto fra le suddette grandezze) e derivati dai dati di bilancio di alcune imprese con caratteristiche di efficienza.

Per gli anni termici successivi, fino al 30 giugno 2004, l'Autorità ha introdotto un tetto prefissato di riduzione dei ricavi dell'attività di distribuzione del 3% per anno, al netto dell'inflazione (la distribuzione rappresenta circa il 20% del costo finale pagato dagli utenti), con un eventuale correttivo per tenere conto dei costi di miglioramento della sicurezza degli impianti. Nel periodo di regolazione successivo, a partire quindi dal 1° luglio 2004, i vincoli saranno basati su informazioni tecniche ed economiche degli anni 2001 e 2002.

Le tariffe di fornitura del gas per i clienti del mercato vincolato (cioè i clienti che non hanno i requisiti di idoneità al mercato libero o che scelgono di non avvalersene) rappresentano la somma delle varie componenti di costo corrispondenti alle diverse fasi della filiera del gas:

- la quota materia prima, transitoriamente fissata in totale dall'Autorità, che comprende le componenti relative ai costi di produzione e importazione, di trasporto e rigassificazione, di stoccaggio;

- la quota distribuzione, che riflette la tariffa di distribuzione;
- la quota vendita.

La tutela delle fasce deboli della popolazione sarà curata dai Comuni, i quali possono richiedere un contributo a carico della generalità dei consumatori pari all'1% dei ricavi di distribuzione, da destinare alla copertura delle spese inerenti al servizio gas di clienti in condizioni economiche disagiate.

AREE DI ATTIVITÀ

RIEPILOGO DEI RISULTATI PER AREA DI ATTIVITÀ

Millioni di euro	2001	2000 ⁽¹⁾	2001-2000	
Produzione				
Ricavi	11.837	11.530	307	2,7%
Margine operativo lordo	4.017	3.971	46	1,2%
Risultato operativo ante amm.to differenze di consolidamento	2.515	2.354	161	6,8%
Risultato operativo	2.509	2.354	155	6,6%
Trasmissione				
Ricavi	793	771	22	2,9%
Margine operativo lordo	480	472	8	1,7%
Risultato operativo	229	237	(8)	-3,4%
Distribuzione e vendita mercato vincolato				
Ricavi	19.673	12.648	7.025	55,5%
Margine operativo lordo	3.066	3.233	(167)	-5,2%
Risultato operativo	1.436	1.424	12	0,8%
Vendita mercato libero				
Ricavi	1.956	1.255	701	55,9%
Margine operativo lordo	59	66	(7)	-10,6%
Risultato operativo	57	64	(7)	-10,9%
Totale settore elettrico				
Ricavi	34.259	26.204	8.055	30,7%
Margine operativo lordo	7.622	7.742	(120)	-1,5%
Risultato operativo ante amm.to differenze di consolidamento	4.237	4.079	158	3,9%
Risultato operativo	4.231	4.079	152	3,7%
Telecomunicazioni				
Ricavi	3.176	2.136	1.040	48,7%
Margine operativo lordo	28	(527)	555	-
Risultato operativo ante amm.to differenze di consolidamento	(817)	(1.052)	235	22,3%
Risultato operativo	(1.237)	(1.453)	216	14,9%
Altre attività				
Ricavi	6.396	3.276	3.120	95,2%
Margine operativo lordo	538	466	72	15,5%
Risultato operativo ante amm.to differenze di consolidamento	228	249	(21)	-8,4%
Risultato operativo	222	243	(21)	-8,6%
Capogruppo				
Ricavi	3.980	9.800	(5.820)	-59,4%
Margine operativo lordo	440	594	(154)	-25,9%
Risultato operativo	336	488	(152)	-31,1%
Rettifiche ed elisioni				
Ricavi	(19.030)	(14.656)	(4.374)	-
Margine operativo lordo	(92)	(60)	(32)	-
Risultato operativo ante amm.to differenze di consolidamento	(74)	(56)	(18)	-
Risultato operativo	(74)	(57)	(17)	-
Totale Gruppo ⁽¹⁾				
Ricavi	28.781	26.760	2.021	7,6%
Margine operativo lordo	8.536	8.215	321	3,9%
Risultato operativo ante amm.to differenze di consolidamento	3.910	3.707	203	5,5%
Risultato operativo	3.478	3.300	178	5,4%

⁽¹⁾ I dati del 2000 si riferiscono al conto economico *pro forma* che recepisce WIND in modo integrale dal 1° gennaio 2000 ed Infostrada dal 1° aprile 2000.

Altre attività

Milioni di euro	2001	2000 ⁽¹⁾	2001-2000	
Trading combustibili				
Ricavi	3.495	1.454	2.041	
Margine operativo lordo	66	27	39	
Risultato operativo	63	26	37	
Ingegneria e costruzioni				
Ricavi	1.101	540	561	
Margine operativo lordo	56	41	15	36,6%
Risultato operativo	28	36	(8)	-22,2%
Immobiliare e servizi				
Ricavi	559	620	(61)	-9,8%
Margine operativo lordo	140	198	(58)	-29,3%
Risultato operativo	41	93	(52)	-55,9%
Servizi informatici				
Ricavi	452	303	149	49,2%
Margine operativo lordo	195	132	63	47,7%
Risultato operativo	78	59	19	32,2%
Distribuzione gas				
Ricavi	438	67	371	
Margine operativo lordo	48	10	38	
Risultato operativo ante amm.to differenze di consolidamento	11	3	8	
Risultato operativo	5	(3)	8	
Illuminazione pubblica				
Ricavi	123	93	30	32,3%
Margine operativo lordo	31	30	1	3,3%
Risultato operativo	26	25	1	4,0%
Altre				
Ricavi	314	259	55	21,2%
Margine operativo lordo	2	35	(33)	-94,3%
Risultato operativo	(19)	15	(34)	
Rettifiche ed elisioni				
Ricavi	(86)	(60)	(26)	-
Margine operativo lordo	-	(7)	7	-
Risultato operativo ante amm.to differenze di consolidamento	-	(8)	8	-
Risultato operativo	-	(8)	8	-
Totale				
Ricavi	6.396	3.276	3.120	95,2%
Margine operativo lordo	538	466	72	15,5%
Risultato operativo ante amm.to differenze di consolidamento	228	249	(21)	-8,4%
Risultato operativo	222	243	(21)	-8,6%

⁽¹⁾ I dati del 2000 si riferiscono al conto economico *pro forma* che recepisce WIND in modo integrale dal 1° gennaio 2000 ed Infostrada dal 1° aprile 2000.

PRODUZIONE

L'attività di produzione di energia elettrica ha visto impegnate nel 2001 le seguenti società:

- Enel Produzione (generazione termoelettrica e idroelettrica), Enel Green Power (nuova denominazione di Erga), CHI Energy ed EGI (attive nel campo delle energie rinnovabili, la prima in Italia e le altre due nel continente americano), destinate a rimanere all'interno del Gruppo;
- Eurogen e Interpower, destinate a essere cedute nel 2002;
- Elettrogen, ceduta il 20 settembre 2001, e Valgen, ceduta il 1° giugno 2001.

Dal gennaio 2002 il Gruppo Enel ha esteso la sua presenza all'estero tramite l'acquisizione del Gruppo Viesgo, come più avanti specificato, che opera in Spagna con una capacità installata di circa 2.400 MW.

Nel campo della generazione il Gruppo si pone come obiettivo primario quello di essere competitivo nel mercato libero. Il Gruppo Enel intende concorrere alle nuove sfide, cogliendo tutte le opportunità che si presentano sul mercato interno e internazionale tramite l'ottimizzazione della propria capacità produttiva e il raggiungimento di un livello di efficienza in linea con quello delle migliori aziende del settore. Particolare focalizzazione strategica assume lo sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili, cui è dedicato, in Italia e all'estero, il Gruppo Enel Green Power. Molteplici fattori di carattere internazionale, quali la necessità di limitare l'utilizzo dei combustibili fossili (ribadita dagli impegni assunti a seguito dell'accordo di Kyoto), nonché la dipendenza energetica da aree politicamente instabili, l'aumento della domanda di energia pulita e la disponibilità di macchinari sempre più affidabili, sono alla base delle previsioni di forte crescita del settore. Il Gruppo Enel, tramite Enel Green Power è in grado di cogliere appieno tali opportunità di sviluppo facendo leva sull'attuale leadership tecnologica, sull'esperienza nella gestione degli impianti e sulla diversificazione geografica.

Operazioni di rilievo del 2001

L'area della generazione è stata oggetto nel corso del 2001 di alcune operazioni che ne hanno mutato la struttura. In particolare:

- nel primo semestre 2001 è stato finalizzato l'accordo con la Regione Valle D'Aosta per la cessione di tutte le centrali idroelettriche situate in tale regione e aventi una potenza efficiente lorda pari a 781 MW. L'attuazione di tale accordo è avvenuta in due fasi. In primo luogo è stato assegnato per scissione, con efficacia 1° dicembre 2000, il ramo aziendale relativo all'attività di produzione di energia elettrica in Valle d'Aosta alla società Valgen, interamente posseduta da Enel. In secondo luogo, con effetto dal 1° giugno 2001, Valgen ha conferito le suddette attività a Geval, le cui azioni sono state interamente cedute da Valgen a FinAosta (la società Finanziaria della Regione Valle D'Aosta) sulla base di un valore del ramo d'azienda di circa 780 milioni di euro;
- nell'ambito della strategia di crescita nel campo delle energie rinnovabili, l'8 giugno 2001 è stata finalizzata l'acquisizione di Energia Global International Ltd. (EGI), società che opera nel medesimo settore in Centro e Sud America. Il prezzo corrisposto è stato pari a 57,5 milioni di dollari cui si è aggiunta l'estinzione del debito su progetti in corso di realizzazione per circa 35 milioni di dollari. L'ammontare dell'indebitamento del Gruppo acquisito è di circa 130 milioni di dollari. EGI ha in esercizio due impianti idroelettrici e un impianto eolico in Costa Rica, per un totale di 54 MW di potenza installata, e due impianti idroelettrici in Cile con una potenza di 88 MW. Sono inoltre in fase di realizzazione tre impianti idroelettrici per complessivi 104 MW in Costa Rica e Guatemala;

- il 20 settembre 2001 Enel ed il consorzio Endesa-BSCH - Asm Brescia hanno firmato l'atto per il trasferimento definitivo della proprietà di Elettrogen — la prima delle Genco cedute da Enel — la cui procedura di assegnazione si era conclusa lo scorso 23 luglio al termine di un'asta competitiva. Contemporaneamente alla firma, il consorzio guidato dall'operatore elettrico spagnolo ha saldato il corrispettivo della cessione pari a 2.687 milioni di euro, cui si aggiungono 898 milioni di euro corrispondenti all'indebitamento finanziario netto della società;
- il 12 settembre 2001 Enel, al termine di un'asta competitiva, si è aggiudicata il 100% del capitale di Viesgo, *holding* di società operanti nel settore della generazione e distribuzione di energia elettrica, a sua volta controllata dalla spagnola Endesa. Il valore dell'operazione ammonta a 1.870 milioni di euro, cui si aggiunge un debito di circa 130 milioni di euro accollato a Enel. Il Gruppo Viesgo, con circa 900 dipendenti, ha una capacità netta installata di circa 2.400 MW e circa 500.000 clienti. Gli impianti di generazione sono distribuiti su tutto il territorio spagnolo e sono per il 72% termoelettrici (carbone e olio combustibile) e per il restante 28% idroelettrici. La rete di distribuzione acquisita si estende per 24.500 km su un'area della Spagna settentrionale che ha registrato negli ultimi anni una crescita economica media di circa il 4% annuo. Con questa operazione Enel entra nel mercato elettrico spagnolo, caratterizzato da un tasso di crescita della domanda di energia elettrica fra i maggiori d'Europa, da una bassa capacità di riserva (circa il 10% nel 2000), da una limitata interconnessione e dalla prospettiva della completa liberalizzazione a partire dal 2003. Con l'acquisizione di Viesgo, Enel diviene il quinto operatore elettrico verticalmente integrato nel mercato spagnolo, con una piattaforma che consente ulteriori sviluppi con la costruzione di impianti a ciclo combinato, l'acquisto e lo sviluppo di ulteriori impianti simili sul mercato spagnolo, l'espansione della produzione da fonti rinnovabili e la creazione di una significativa piattaforma per l'acquisizione di clienti eligibili. I mercati finanziari hanno riconosciuto la valenza dell'acquisizione di Viesgo in quanto coerente con gli obiettivi strategici di sviluppo internazionale annunciati da Enel e realizzata a un prezzo di acquisto inferiore alle stime fatte dagli analisti di mercato;
- sul versante interno, per ottimizzare l'allocazione degli impianti idroelettrici tra le società di produzione, il 1° febbraio 2001 si è proceduto, tramite scissione, al trasferimento da Enel Produzione a Enel Green Power di 18 centrali idroelettriche (430 MW di potenza installata) e di un posto di teleconduzione, aventi un valore netto contabile complessivo di 108 milioni di euro.

Cessione di Eurogen e Interpower

Durante le fasi conclusive della procedura di vendita di Elettrogen sono state avviate le attività preliminari del processo di dismissione di Eurogen. Il 7 settembre 2001 sono state ricevute manifestazioni di interesse da 21 potenziali acquirenti. A seguito dell'invio dell'*Information Memorandum* della società, il 5 novembre Enel ha ricevuto sette offerte non vincolanti da parte di potenziali compratori che sono stati successivamente ammessi alla fase di *due diligence*. Questa si è svolta con le stesse modalità adottate per la vendita di Elettrogen richiedendo però tempi più lunghi in considerazione delle maggiori dimensioni di Eurogen. Al termine della *due diligence* due consorzi hanno presentato un'offerta vincente sulla base della quale è stata poi avviata un'asta competitiva. Il 17 marzo 2002 si è conclusa la fase dei rilanci. L'offerta più elevata è risultata quella del consorzio Edipower, pari a 2.980 milioni di euro (inclusendo l'indebitamento il valore complessivo è di 3.700 milioni di euro). Enel ha quindi avviato le procedure per i necessari adempimenti relativi alla cessione. Al consorzio Edipower partecipano Edison (40%), AEM Milano (13,4%), AEM Torino (13,3%), ATEL (13,3%),

Unicredito Italiano (10%), Interbanca (5%) e Royal Bank of Scotland (5%).

Parallelamente agli adempimenti finali per la vendita di Eurogen saranno avviate le attività preliminari relative alla cessione di Interpower, quali la pubblicazione del bando di gara e la preparazione dell'*Information Memorandum*. In considerazione della minore dimensione della società rispetto alle precedenti si prevede che la dismissione di Interpower si possa concludere in un periodo più breve, rispettando il termine del 31 dicembre 2002 fissato dal Decreto Bersani.

Altre operazioni

Nel corso dell'anno è stata valutata l'opportunità offerta dalla privatizzazione della CEZ, società di Stato della Repubblica Ceca, per espandere la presenza internazionale del Gruppo in un'area del Centro Europa di particolare interesse strategico. L'offerta presentata nel processo di gara è stata peraltro ritenuta inadeguata dal Governo ceco, che ha successivamente annullato il processo di vendita, sospendendo il piano di privatizzazione.

Andamento della gestione

Produzione di energia

Produzione netta di energia elettrica del Gruppo Enel in Italia

Milioni di kWh	2001		2000		2001-2000	
Termoelettrica	128.320	75,9%	141.391	77,5%	(13.071)	-9,2%
Idroelettrica	36.516	21,6%	36.692	20,1%	(176)	-0,5%
Geotermoelettrica	4.239	2,5%	4.415	2,4%	(176)	-4,0%
Altre fonti	31	-	29	-	2	6,9%
TOTALE	169.106	100,0%	182.527	100,0%	(13.421)	-7,4%

La produzione netta di energia elettrica del Gruppo Enel in Italia scende nel complesso del 7,4% (-13.421 milioni di kWh) anche per effetto della cessione di Elettrogen, avvenuta il 20 settembre 2001, e delle centrali situate sul territorio della Valle d'Aosta (a decorrere dal 1° giugno 2001), nonché per l'avvio dei lavori di trasformazione di alcuni impianti in ciclo combinato a turbogas.

Il calo si è concentrato sulla produzione termoelettrica (-9,2%) e geotermica (-4,0%), mentre quella idroelettrica, pur invariata, ha conosciuto un andamento difforme nel corso dell'anno, con un forte incremento nel corso del primo semestre (+23,7% rispetto allo stesso periodo del 2000), riassorbito nella seconda parte dell'anno. Oltre alla citata cessione delle centrali valdostane (tutte idroelettriche) l'andamento ha risentito dell'abbondante piovosità dei primi mesi dell'anno e delle condizioni di marcata siccità che hanno caratterizzato in particolare l'ultimo trimestre.

La produzione netta realizzata nel 2001 dalle controllate americane CHI Energy ed EGI (quest'ultima acquisita l'8 giugno 2001) è pari a 1.063 milioni di kWh, di cui 882 milioni di kWh di origine idroelettrica.