

## 2. STATO DEI SERVIZI: IL SETTORE ELETTRICO

### INTRODUZIONE

A circa due anni dall'avvio della liberalizzazione del mercato, con il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, gli aspetti critici del passaggio al nuovo regime sono emersi con chiarezza. Nell'anno 2000, il gruppo Enel S.p.A., con le sue consociate operanti nei settori della produzione, distribuzione e vendita, ha continuato a coprire quote rilevanti dei rispettivi mercati. Nelle vendite al mercato libero si sono affacciati nuovi soggetti (grossisti e *trader*), con i due principali operatori che soddisfano il 60 per cento circa del mercato. L'offerta "libera" mostra, come nel 1999, un deficit strutturale, stimabile in circa 30 TWh, a fronte della domanda espressa dai clienti idonei, nonostante una quota rilevante della capacità di trasmissione con l'estero e l'energia proveniente dagli impianti CIP 6/92 sia stata assegnata al mercato libero (per l'anno 2001). Nel corso del 2000 circa il 53 per cento dell'energia importata, equivalente a poco meno di 24 miliardi di kWh, è stata destinata ai clienti idonei finali.

Uno stimolo all'ulteriore apertura dei mercati dell'energia elettrica potrà scaturire dalla liberalizzazione delle attività di misura, aspetto sul quale si registra una sempre maggiore attenzione da parte di alcuni paesi europei.

Sui prezzi dell'energia elettrica si è riflessa la forte crescita delle quotazioni dei prodotti petroliferi avviatasi all'inizio del 1999, anche se il meccanismo di indicizzazione introdotto dall'Autorità ha permesso di attutirne l'impatto. In media d'anno l'indice elementare rilevato dall'Istat nell'ambito dei prezzi al consumo è aumentato dell'8,2 per cento rispetto al 1999.

Il confronto internazionale dei prezzi dell'energia elettrica mostra che, anche nel secondo semestre 2000, i livelli dei prezzi in Italia si sono mantenuti significativamente superiori al valore medio europeo. La prosecuzione della crescita dei prezzi petroliferi nell'ultimo semestre del 2000 ha divaricato la distanza con la media europea. La forte dipendenza del parco tecnologico italiano dalle fonti petrolifere in misura maggiore rispetto a tutti i partner europei ha portato a bilanciare la riduzione delle componenti di prezzo non legate al costo del combustibile.

Nel segmento domestico, i prezzi per i livelli di consumo pari a 600 kWh e a 1.200 kWh annui sono pari a circa la metà di quelli prevalenti in Europa, mentre simmetricamente più alti sono i prezzi per gli utenti con consumi maggiori di 3.500 kWh e di 7.500 kWh annui, con scostamenti attorno al 60 per cento.

Nel segmento industriale il divario dei prezzi al lordo delle imposte varia tra il 25 e il 54 per cento; esso tende a crescere con l'aumentare del livello di consumo di riferimento.

Per il quarto anno consecutivo, all'inizio del 2000 l'Autorità ha verificato l'adozione della Carta dei servizi da parte degli esercenti il servizio elettrico e, contestualmente, ha rilevato lo stato della qualità del servizio reso nel 1999. Nel complesso appare confermata anche per il 1999, come per gli anni precedenti, la diminuzione del numero e della durata delle interruzioni con preavviso e delle interruzioni senza preavviso per gli utenti in bassa tensione. Il miglioramento può riflettere sia il progressivo apprendimento da parte degli esercenti, sia l'effetto virtuoso di stimolo imitativo conseguente alla pubblicazione comparativa dei risultati dell'indagine condotta dall'Autorità.

Il grado di soddisfazione degli utenti domestici per il servizio elettrico nel 1999 è risultato complessivamente molto elevato, pur con differenze legate all'area territoriale e all'ampiezza del comune di residenza.

Dall'analisi della soddisfazione per i singoli fattori della qualità del servizio emerge che gli intervistati sono maggiormente soddisfatti dei fattori tecnici di qualità del servizio rispetto a quelli commerciali.

## L'EVOLUZIONE SETTORIALE

### La congiuntura elettrica: produzione, importazioni, consumi, investimenti e occupazione

#### La domanda

Secondo stime preliminari fornite dal Gestore della rete di trasmissione nazionale (Grtn), nel 2000 la domanda elettrica in Italia è stata di 297,7 TWh, con una crescita del 4,1 per cento rispetto al 1999 (Tav. 2.1), di 1,2 punti superiore all'aumento del prodotto interno lordo misurato a prezzi costanti. Si tratta di un incremento più elevato di quello registrato lo scorso anno, quando la richiesta di energia elettrica crebbe del 2,3 per cento.

Tale risultato è legato all'espansione congiunturale dell'economia italiana, avviata nella seconda metà del 1999.

## TAV. 2.1 BILANCIO DELL'ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

Milioni di kWh e variazioni percentuali

VOCI DI BILANCIO	1999	2000	VARIAZIONE %
PRODUZIONE IDRICA LORDA	51.777	50.925	-1,6
PRODUZIONE TERMICA LORDA	209.068	219.800	5,1
PRODUZIONE GEOTERMICA LORDA	4.403	4.705	6,9
PRODUZIONE EOLICA E FOTOVOLTAICA LORDA	409	451	10,3
<b>TOTALE PRODUZIONE LORDA</b>	<b>265.657</b>	<b>275.881</b>	<b>3,8</b>
ENERGIA DESTINATA AI SERVIZI DELLA PRODUZIONE	12.920	13.455	4,1
<b>TOTALE PRODUZIONE NETTA</b>	<b>252.737</b>	<b>262.426</b>	<b>3,8</b>
RICEVUTA DA FORNITORI ESTERI	42.538	44.831	5,4
CEDUTA A CLIENTI ESTERI	528	484	-8,3
DESTINATA AI POMPAGGI	8.903	9.067	1,8
<b>RICHIESTA TOTALE ITALIA</b>	<b>285.844</b>	<b>297.706</b>	<b>4,1</b>

Fonte: Grtn S.p.A. (dati provvisori per il 2000).

## L'offerta

L'aumento della domanda elettrica (al lordo dei consumi per pompaggio) di 12 TWh è stato coperto da un incremento della produzione netta nazionale per 9,7 TWh e da maggiori importazioni nette dall'estero per 2,3 TWh.

Alla produzione netta nazionale, che ha raggiunto i 262,4 TWh, hanno concorso gli impianti idroelettrici per 50,3 TWh, quelli termici per 207,2 TWh, le fonti geotermoelettriche per 4,4 TWh, quelle eoliche e fotovoltaiche con 0,4 TWh. La produzione netta da impianti eolici e fotovoltaici ha registrato la crescita maggiore (10 per cento). Un sensibile aumento hanno inoltre evidenziato le produzioni derivanti da impianti geotermici (7 per cento) e da impianti termoelettrici (5,2 per cento), mentre è risultata in lieve flessione la produzione idroelettrica (-1,6 per cento).

Nel 2000 l'energia elettrica importata dall'estero ha quasi raggiunto 45 TWh. Tale valore, che costituisce un massimo storico, è da imputare alla notevole richiesta di accesso alla rete di interconnessione internazionale che i clienti idonei hanno effettuato per l'acquisto di energia a prezzi competitivi rispetto al mercato italiano.

Le importazioni nette, pari a 44,3 TWh, sono cresciute del 5,6 per cento rispetto al 1999. La metà di tali importazioni è affluita dalla Svizzera, il 35,6 per cento dalla Francia, il 10,1 per cento dalla Slovenia e il restante 4,4 per cento dall'Austria (Tav 2.2). Le importazioni nette provenienti dalla Svizzera e dalla Francia, che nel 1999 erano pari rispettivamente al 51,5 e al 36,5 per cento del totale, sono diminuite a vantaggio di quelle affluite dall'Austria, che nel 1999 rappresentavano il 4 per cento, e soprattutto dalla Slovenia, la cui quota nel 1999 era dell'8 per cento.

TAV. 2.2 IMPORTAZIONI NETTE DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

Miliardi di kWh, quote e variazioni percentuali

PAESI	1999	2000	QUOTA %	VARIAZIONE %
FRANCIA	15.329	15.771	35,6	2,9
SVIZZERA	21.632	22.157	50,0	2,4
AUSTRIA	1.686	1.958	4,4	16,1
SLOVENIA	3.362	4.461	10,1	32,7
TOTALE	42.009	44.347	100,0	5,6

Fonte: Elaborazioni su dati Grtn S.p.A.

Errata corrige:  
Questa pagina è sostituita dalla  
successiva

## Consumi

Nel 2000 i consumi di energia elettrica hanno raggiunto 278,6 TWh, con una crescita del 4,1 per cento rispetto all'anno precedente.

I consumi del mercato libero, pari a circa 51 TWh (cui si aggiungono circa 8 TWh autoconsumati), hanno rappresentato il 18,3 per cento del totale dei consumi; la quota prevalente è rappresentata dai flussi intermediati dalla società di *trading* costituita dall'operatore dominante. La parte restante, pari a 219,3 TWh, è andata invece al mercato vincolato, ancora largamente preponderante (Tav. 2.3).

TAV. 2.3 CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIA DI MERCATO

Milioni di kWh e variazioni percentuali

TIPOLOGIA DI MERCATO	1999	2000	VARIAZIONI %
MERCATO VINCOLATO	–	207.600	–
DI CUI: AUTOCONSUMI	10.741	11.700	+8,9
MERCATO LIBERO	–	51.200 <sup>(A)</sup>	–
DI CUI: AUTOCONSUMI	14.900	8.100 <sup>(A)</sup>	-5,4
TOTALE AUTOCONSUMI	26.641	25.800	-3,2
TOTALE CONSUMI	267.284	278.600	4,2
PERDITE	18.560	19.106	2,9
IN % DELLA RICHIESTA	(6,5%)	(6,4%)	
RICHIESTA TOTALE ITALIA	285.844	297.706	4,1

(A) Stima.

Fonte: Elaborazioni su dati Grtn S.p.A..

Errata corrige:  
questa pagina sostituisce la  
precedente

## Consumi

Nel 2000 i consumi di energia elettrica hanno raggiunto 278,6 TWh, con una crescita del 4,1 per cento rispetto all'anno precedente.

I consumi del mercato libero, pari a circa 51 TWh (cui si aggiungono circa 14 TWh autoconsumati), hanno rappresentato il 23 per cento del totale dei consumi; la quota prevalente è rappresentata dai flussi intermediati dalla società di *trading* costituita dall'operatore dominante. La parte restante, pari a 213,3 TWh, è andata invece al mercato vincolato, ancora largamente preponderante (Tav. 2.3).

TAV. 2.3 CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIA DI MERCATO

Milioni di kWh e variazioni percentuali

TIPOLOGIA DI MERCATO	1999	2000	VARIAZIONI %
MERCATO VINCOLATO	-	213.300 <sup>(A)</sup>	-
DI CUI: AUTOCONSUMI	0	5.700 <sup>(A)</sup>	-
MERCATO LIBERO	-	65.300 <sup>(A)</sup>	-
DI CUI: AUTOCONSUMI	-	14.100 <sup>(A)</sup>	-
TOTALE AUTOCONSUMI	-	19.800 <sup>(A)</sup>	-
TOTALE CONSUMI	267.284	278.600	4,2
PERDITE	18.560	19.106	2,9
IN % DELLA RICHIESTA	(6,5%)	(6,4%)	
RICHIESTA TOTALE ITALIA	285.844	297.706	4,1

(A) Stima.

Fonte: Elaborazioni su dati provvisori Grtn S.p.A..

Distinguendo i consumi per settore (Tav. 2.4), il comparto industriale e il terziario presentano le dinamiche più sostenute, con una crescita di oltre il 5 per cento. I consumi domestici, dopo la sensibile crescita registrata nel 1999, sono invece rimasti sostanzialmente stabili. Complessivamente, i consumi del settore industriale e del terziario, che nel 2000 hanno raggiunto 212,5 TWh, rappresentano il 76,3 per cento dei consumi totali, mentre il settore domestico, con un consumo di poco superiore a 61 TWh, assorbe il 22 per cento dei consumi di energia elettrica in Italia.

TAV. 2.4 CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA PER SETTORE

Milioni di kWh e variazioni percentuali

	1999	2000	VARIAZIONI %
AGRICOLTURA	4.682	4.870	4,0
INDUSTRIA	139.698	147.000	5,2
TERZIARIO	62.187	65.500	5,3
USI DOMESTICI	60.717	61.230	0,8
TOTALE CONSUMI	267.284	278.600	4,2

Fonte: Elaborazioni su dati Grtn S.p.A..

L'adeguamento del sistema di rilevazione statistica del Grtn reso necessario dalla ristrutturazione del settore elettrico non ha permesso, in questa fase, tanto la disaggregazione dei consumi industriali per settore merceologico, quanto quella per aree territoriali, tradizionalmente presentate in sede preconsuntiva. Ugualmente indisponibile è la disaggregazione relativa alle quote di mercato dei diversi operatori nei vari segmenti in cui si articola il settore elettrico. Tali informazioni sono state pertanto ricostruite, laddove possibile, attingendo ad altre fonti di dati, non ultimi i bilanci delle imprese del settore.

### Consumo di fonti energetiche primarie

Nel 2000 la produzione termoelettrica lorda è cresciuta del 5,1 per cento rispetto al 1999, passando da 209 a 219,8 TWh. Tale produzione è stata ottenuta a partire dai prodotti petroliferi per il 39 per cento (tale quota nel 1998 era del 50,6 per cento), dal gas naturale per il 45,5 per cento, dai combustibili solidi per il 11,9 per cento e dalle altre fonti per il restante 3,6 per cento.

Il consumo di prodotti petroliferi ha registrato una caduta del 6,9 per cento, corrispondente a una minor produzione di 5,7 TWh rispetto al 1999. Il minore ricorso ai prodotti petroliferi è stato controbilanciato dalla crescita del gas naturale, risultata del 14,8 per cento rispetto al 1999, con una maggiore produzione di energia pari a 13,9 TWh. Il restante 15 per cento della produzione termica convenzionale proviene da combustibili solidi e altri combustibili (Tav. 2.5).



TAV. 2.5 CONSUMI DI COMBUSTIBILI NELLA PRODUZIONE DI ENERGIA TERMOELETTRICA E PRODUZIONE PER TIPO DI COMBUSTIBILE

FONTI	CONSUMI DI COMBUSTIBILE <sup>(A)</sup>			PRODUZIONE LORDA DI ELETTRICITÀ <sup>(B)</sup>		
	2000	Variazione % 2000/99	%	2000	Variazione % 2000/99	%
COMBUSTIBILI SOLIDI	9.300	9,0	....	26.100	9,6	11,9
GAS NATURALE	22.700	14,8	....	100.100	16,1	45,5
GAS DERIVATI	9.500	-3,1	....	4.300	-2,6	2,0
PRODOTTI PETROLIFERI <sup>(C)</sup>	19.000	-6,9	....	85.700	-6,2	39,0
ALTRI COMBUSTIBILI	3.200	8,0	....	2.900	11,9	1,3
ALTRE FORME DI ENERGIA	....	....	....	700	6,5	0,3
<b>TOTALE</b>	....	....	....	<b>219.800</b>	<b>5,1</b>	<b>100,0</b>

(A) Migliaia di mc per il gas naturale e i gas derivati, migliaia di t per gli altri combustibili.

(B) Milioni di kWh.

(C) La voce comprende: olio combustibile, gasolio, distillati leggeri, coke di petrolio e gas residui di raffineria.

Fonte: Elaborazioni su dati Grtn S.p.A..

## Dati economici

Il positivo sviluppo del settore dell'energia elettrica emerge con evidenza anche dalle stime preliminari di contabilità nazionale elaborate dall'Istat. Nel 2000 la produzione a prezzi correnti del settore elettrico ha superato 65 mila miliardi di lire.

Il valore della produzione di energia elettrica a prezzi costanti ha registrato un aumento del 6,3 per cento rispetto all'anno precedente; un aumento analogo ha interessato il valore aggiunto a prezzi costanti.

Sotto il profilo occupazionale il settore elettrico mostra un decremento che, seppure inferiore a quello dell'anno precedente, conferma una tendenza che perdura da circa un decennio. In base ai dati preliminari di contabilità nazionale, nel 2000 gli occupati diretti nel settore hanno toccato quasi 93 mila unità di lavoro, registrando una flessione del 3,2 per cento rispetto al 1999. Complessivamente la riduzione è stata di circa 3.000 unità, mentre nel 1999 era stata di 5.500 unità.

## La performance delle maggiori imprese del settore elettrico

Nel 2000 i primi effetti del processo di liberalizzazione avviato con il dlgs n. 79/99 e della riforma tariffaria introdotta dall'Autorità a decorrere dal 1 gennaio hanno iniziato a manifestarsi con evidenza sui conti economici e sulle strategie delle imprese. L'avvio della concorrenza ha comportato, come detto, una ancora modesta riallocazione delle quote di mercato delle imprese con inevitabili riflessi, sia pure di piccola entità, sui bilanci delle imprese del settore. La diminuzione delle tariffe per il mercato vincolato ha inoltre sospinto verso politiche di contenimento dei costi con miglioramenti dell'efficienza sia di Enel, sia delle maggiori imprese elettriche locali.

Le vendite di energia elettrica del Gruppo Enel sono calate del 3,3 per cento rispetto all'esercizio precedente. In termini assoluti, la riduzione di 28.458 milioni di kWh sul mercato vincolato, concentrata sull'alta e media tensione, è stata parzialmente compensata dai maggiori volumi ceduti sul mercato libero, pari a 20.830 milioni di kWh, a seguito dell'attività svolta da Enel Trade. I ricavi del Gruppo sono stati pari a 46.618 miliardi di lire (25.109 milioni di euro), contro 40.584 miliardi nel 1999 (20.960 milioni di euro) con un aumento di circa il 20 per cento. La crescita dei ricavi è dovuta principalmente ai maggiori contributi riconosciuti a fronte della crescita del costo dei combustibili, in parte compensati dai minori introiti per vendite di energia per effetto della riduzione dei volumi e dei livelli tariffari disposti dall'Autorità, pari a circa l'11 per cento (Tav. 2.6).

Il margine operativo lordo si è attestato a 16.935 miliardi di lire (8.746 milioni di euro), il 2,6 per cento inferiore rispetto all'esercizio precedente. La riduzione dei costi di esercizio è quindi riuscita a contenere gli effetti delle minori vendite e della riduzione tariffaria. L'utile netto, pari a 4.239 miliardi di lire (2.189 milioni di euro), si è ridotto del 6,7 per cento.

Gli investimenti del Gruppo, e in particolare quelli nel settore della produzione, risultano in calo, anche per il completamento degli interventi di adeguamento ambientale del parco termoelettrico. Allo stesso modo si sono ridotti gli addetti in relazione a provvedimenti di esodo incentivato, nell'ambito di una politica di riduzione del personale iniziata nel 1991.

I ricavi netti della Edison S.p.A., capogruppo Edison, nel 2000 sono stati pari a 286 milioni di euro, in crescita del 21 per cento rispetto ai 237 milioni dell'esercizio precedente. Complessivamente, il gruppo Edison ha fatturato nel settore elettrico 1.926 milioni di euro, circa il 26 per cento in più rispetto al 1999. Il margine operativo lordo è salito a 100 milioni di euro contro i 69 milioni del 1999. L'utile d'esercizio è stato pari a 151 milioni di euro, in dimi-

nuzione del 17 per cento rispetto al 1999. Su tale flessione influiscono sia i proventi straordinari netti per 42 milioni di euro derivanti dall'operazione di scorporo infragruppo della rete di trasmissione attuata nel precedente esercizio, sia i costi di avviamento delle partecipate attive nelle nuove aree operative (Tav. 2.6).

Nel settore elettrico Edison persegue una politica di espansione volta ad aumentare la potenza installata in Italia, prevalentemente per il mercato libero, e all'estero. Gli investimenti nel settore ammontano a 320 milioni di euro, il 160 per cento in più dell'anno precedente. Complessivamente entro la fine del 2001 entreranno in esercizio circa 1.300 MW di nuova potenza installata.

I ricavi di vendita di Sondel S.p.A. hanno subito una contrazione dovuta essenzialmente agli scorpori dalla società delle attività termoelettriche, mentre il fatturato complessivo risulta in aumento a causa della revisione dei principi contabili, in vista della fusione con il gruppo Montedison, che ha comportato l'iscrizione di maggiori proventi da partecipazioni. Complessivamente, il gruppo Sondel evidenzia un aumento delle vendite di energia elettrica di oltre il 50 per cento attribuibile sia all'incremento tariffario dell'energia elettrica dovuto alla crescita dei costi dei combustibili nei mercati internazionali, sia all'ampliamento della quota di mercato. La gestione operativa di Sondel S.p.A. ha fatto registrare notevoli progressi rispetto all'anno precedente. Il valore aggiunto evidenzia un incremento di quasi il 4 per cento e il margine operativo lordo del 2,7 per cento. I costi del personale sono aumentati anche per l'aumento dell'organico. Diminuiscono nell'anno soprattutto gli ammortamenti anche in relazione con lo scorporo degli impianti termoelettrici (Tav. 2.6).

Per quanto riguarda gli investimenti nel settore elettrico di tutto il gruppo Sondel, non si evidenziano significativi esborsi per nuove iniziative essendosi concluso un ciclo di investimenti con l'entrata in funzione nell'anno di nuovi impianti termoelettrici.

TAV. 2.6 CONTO ECONOMICO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE ELETTRICO: ENEL S.P.A.

Milioni di euro; Dati annuali

CONTO ECONOMICO	31/12/99	31/12/00
<b>FATTURATO</b>		
VENDITA DI ENERGIA	13.644	12.786
CONTRIBUTO DI CASSA CONGUAGLIO	6.080	9.778
ALTRI RICAVI	1.236	2.546
<b>TOTALE FATTURATO</b>	<b>20.960</b>	<b>25.109</b>
- COSTI CAPITALIZZATI	997	878
<b>= PRODUZIONE LORDA</b>	<b>19.963</b>	<b>24.231</b>
- COSTI ACQUISTO MATERIALI E SERVIZI	7.351	11.953
<b>= VALORE AGGIUNTO</b>	<b>12.612</b>	<b>12.277</b>
- COSTO DEL PERSONALE	3.637	3.531
<b>= MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>8.976</b>	<b>8.746</b>
- AMMORTAMENTI ECONOMICO - TECNICI	3.203	3.459
- ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONE	388	534
<b>= RISULTATO OPERATIVO</b>	<b>5.385</b>	<b>4.753</b>
- ONERI FINANZIARI NETTI	584	649
- SVALUTAZIONE PARTECIPAZIONI	-	37
- EQUITY DI PARTECIPAZIONE	227	421
+ PROVENTI STRAORDINARI DI PARTECIPAZIONE	-	192
- ONERI STRAORDINARI NETTI	257	-
<b>= RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE</b>	<b>4.317</b>	<b>3.838</b>
- IMPOSTE	1.973	1.649
<b>= UTILE NETTO</b>	<b>2.344</b>	<b>2.189</b>
<b>INDICI DI REDDITIVITÀ (VALORI IN %)</b>		
ROE	13,3	12,0
ROI	14,8	12,5
ROS	25,7	18,9
<b>INDICI DI STRUTTURA (VALORI IN %)</b>		
PATRIMONIO NETTO/ IMMOBILIZZAZIONI NETTE	93,8	89,7
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA/ PATRIMONIO NETTO	0,7	0,7
<b>DATI TECNICI</b>		
NUMERO DIPENDENTI	78.511	72.647
ENERGIA VENDUTA (TWH)	231	223
INVESTIMENTI IN IMPIANTI (NETTI)	2.920	2.417

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio.

TAV. 2.6 CONTO ECONOMICO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI  
(SEGUE) DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE ELETTRICO: EDISON S.P.A.

Milioni di euro; dati annuali

CONTO ECONOMICO	31/12/99	31/12/00
RICAVI VENDITE	186	252
+ ALTRI RICAVI E PROVENTI	50	34
= FATTURATO	237	286
+ INCREMENTO DI IMMOBILIZZAZIONI PER LAVORI INTERNI	2	1
= PRODUZIONE LORDA	239	287
- COSTI/CONSUMO MATERIALI	130	142
= VALORE AGGIUNTO	109	145
- COSTO DEL PERSONALE	40	44
= MARGINE OPERATIVO LORDO	69	100
- AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	38	34
= RISULTATO OPERATIVO	31	66
- PROVENTI FINANZIARI NETTI	5	11
+ DIVIDENDI	166	200
- SVALUTAZIONE DI ATTIVITÀ FINANZIARIE	7	70
= RISULTATO ANTE COMPONENTI STRAORDINARI E IMPOSTE	184	185
+ PROVENTI STRAORDINARI	86	5
= RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	270	190
- IMPOSTE	89	39
= UTILE NETTO	181	151
INDICI DI REDDITIVITÀ (valori in %)		
ROE	14,4	11,4
ROI	2,3	4,2
ROS	13,0	23,2
DATI TECNICI <sup>(A)</sup>		
NUMERO DIPENDENTI	925	911
ENERGIA VENDUTA (GWh)	26.480	20.953
INVESTIMENTI IN IMPIANTI (NETTI)	123	320
CAPITALE INVESTITO	1.588	1.339
PATRIMONIO NETTO	1.326	12.571

(A) Dati relativi al settore energia elettrica del gruppo.

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio.

TAV. 2.6 CONTO ECONOMICO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI  
(SEGUE) DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE ELETTRICO: SONDEL S.P.A.

Milioni di euro; Dati annuali

CONTO ECONOMICO	31/12/99	31/12/00
<b>RICAVI DI VENDITA</b>	<b>147,8</b>	<b>100,2</b>
+ PROVENTI DIVERSI	18,8	166,8
<b>= FATTURATO</b>	<b>166,6</b>	<b>267,0</b>
+/_ VARIAZIONE RIMANENZE DI PRODOTTI FINITI, SEMILAVORATI E PROD. IN CORSO DI LAVOR.	8,8	-134,5
+ INCREMENTI DI IMMOBILIZZ. PER LAVORI INTERNI	0,6	0,6
<b>= PRODUZIONE LORDA</b>	<b>176,0</b>	<b>133,1</b>
- COSTI / CONSUMO MATERIALI	52,0	14,2
VARIAZ. RIMANENZE DI MATERIE PRIME, SEMIL. E PRODOTTI	-0,2	0,7
- SPESE PER PRESTAZIONI SERVIZI	27,8	28,2
- UTENZE E COSTI DIVERSI	24,3	14,3
- IMPOSTE E TASSE NON SUL REDDITO	0,5	1,3
<b>= VALORE AGGIUNTO</b>	<b>71,6</b>	<b>74,4</b>
- COSTO DEL PERSONALE	9,3	10,4
<b>= MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>62,3</b>	<b>64,0</b>
- AMMORTAMENTI ORDINARI	19,6	12,6
- ACCANTONAMENTI E SPESE OPERATIVE	0,2	0,0
<b>= RISULTATO OPERATIVO</b>	<b>42,5</b>	<b>51,4</b>
- ONERI FINANZIARI NETTI	-1,1	-6,3
+ PROVENTI E ONERI DI NATURA IMMOBILIARE	0,3	0,3
+ PROVENTI E ONERI DA PARTECIPAZIONI	14,3	85,0
+ PROVENTI E ONERI NON OPERATIVI	4,9	27,7
<b>= RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE</b>	<b>60,9</b>	<b>158,1</b>
- IMPOSTE	-22,9	-36,1
<b>= UTILE NETTO</b>	<b>38,0</b>	<b>122,0</b>
<b>INDICI DI REDDITIVITÀ (VALORI IN %)</b>		
ROE	15,0	34,4
ROI	11,7	13,3
ROS	11,7	13,3
<b>INDICI DI STRUTTURA (VALORI IN %)</b>		
PATRIMONIO NETTO/ IMMOBILIZZAZIONI NETTE	0,7	1,0
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA/ PATRIMONIO NETTO	0,4	0,1
<b>DATI TECNICI</b>		
NUMERO DIPENDENTI	503	524
ENERGIA VENDUTA (GWh)	5.896,4	6.406
INVESTIMENTI IN IMPIANTI (NETTI)	195.700	79.600

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio.

## LA LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO

### Le modifiche della struttura dell'offerta e lo sviluppo di nuovi operatori

#### Lo sviluppo della concorrenza a seguito delle dismissioni delle centrali dell'Enel

I quattro segmenti che costituiscono la filiera elettrica: generazione (produzione) di energia elettrica, trasmissione (trasporto sulla rete ad alta tensione), distribuzione (trasporto su reti a media e bassa tensione) e fornitura (consegna e vendita al consumatore finale) costituiscono i quattro distinti mercati rilevanti individuati dalla Commissione Europea per l'analisi delle posizioni concorrenziali nel settore.

Nel mercato della generazione il Gruppo Enel controlla circa il 75 per cento della potenza netta e il 77,4 per cento della produzione netta (Tav. 2.7). A dismissione avvenuta delle tre Genco, e con quote di mercato e di consumo invariate a quelle osservate alla fine dello scorso anno, l'operatore dominante rappresenterà oltre il 56 per cento della produzione nel 2001 (al netto degli autoconsumi; Fig. 2.1).

TAV. 2.7 IL MERCATO DELLA PRODUZIONE

Anno 2000; Produzione netta esclusa l'autoproduzione

	GWH	%
EDEL PRODUZIONE	125.204	53,1
ERGA	7.513	3,2
VALGEN	127	0,1
EUROGEN	22.471	9,5
ELETTROGEN	19.636	8,3
INTERPOWER	7.576	3,2
<b>TOTALE GENCO</b>	<b>49.683</b>	<b>21,1</b>
<b>TOTALE GRUPPO ENEL</b>	<b>182.527</b>	<b>77,4</b>
<b>TOTALE GRUPPO ENEL SENZA GENCO</b>	<b>132.844</b>	<b>56,3</b>
GRUPPO EDISON	17.254	7,3
GRUPPO SONDEL	6.265	2,7
ALTRI (ENI, IEL)	29.880	12,7
<b>TOTALE PRODUZIONE NETTA (NETTO AUTOCONSUMI)</b>	<b>235.926</b>	<b>100,0</b>

La produzione dei Gruppi Edison e Sondel è al netto dell'autoproduzione.

Fonte: Elaborazione su dati GRTN e bilanci delle imprese

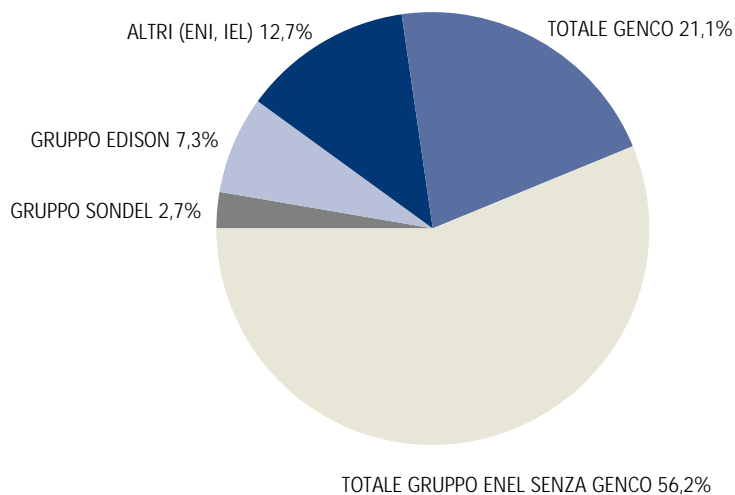


## La dismissione di Elettrogen

Nel corso del 2000 è stata avviata la procedura per la cessione della prima delle società dell'Enel: Elettrogen. Dimostrazioni di interesse sono provenute da molti operatori nazionali ed esteri del settore, utenti industriali di grandi dimensioni, banche e società finanziarie, per un totale di 27 società italiane e estere. In base ai criteri di prequalificazione stabiliti, ne sono state selezionate 8, che si sono successivamente ridotte a 7, dopo il ritiro di una società statunitense. Tali soggetti dovranno presentare una offerta vincolante entro il 15 giugno dell'anno in corso sulla base della quale verrà aggiudicata la società attraverso un meccanismo concorsuale.

La partecipazione degli operatori finanziari mostra un diffuso interesse verso le opportunità di reddito del settore che si aggiungono a quelle di mercato costituite dalla crescente domanda di consulenza finanziaria e di prestiti, legati sia ai collocamenti azionari, sia ai nuovi investimenti.

FIG. 2.1 QUOTE DI MERCATO NELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA  
Anno 2000; composizione percentuale



## Le reti di distribuzione

Enel Distribuzione è proprietaria di oltre l'80 per cento della rete a media e bassa tensione. Nel corso del 2000 sono state completate le operazioni relative alla dismissione delle porzioni di rete di distribuzione dell'Enel in alcuni territori comunali. Allo scopo di razionalizzare la rete di distribuzione il dlgs. n. 79/99, art. 9, comma 3, prevede, infatti, il rilascio di una sola concessione di distribuzione per ciascun ambito comunale. Le cessioni sono state completate nei casi dei comuni di Trieste e Parma. Alla fine del 2000 e nei primi mesi del 2001 sono stati avviati i negoziati per la cessione della rete elettrica nei comuni di Torino, Milano, Roma, Verona, Torino, Modena e Brescia. Negli altri casi gli accordi sono in via di definizione o di trattativa. Le cessioni già completate hanno comportato per Enel Distribuzione una perdita di oltre 40.000 utenze, che è stata tuttavia bilanciata da un aumento di mezzo punto percentuale del numero totale di clienti rispetto all'anno precedente, che è passato a 29.840 mila.

## La costruzione e l'allacciamento di nuovi impianti

Al 31 dicembre 2000 erano pervenute al Grtn richieste di connessione alla rete di trasmissione nazionale pari a 32.900 MW di potenza e richieste di studi preliminari di fattibilità delle connessioni stesse pari a 31.400 MW. Alla fine di marzo del 2001 le richieste avevano raggiunto i 77.000 MW. Il 95 per cento della potenza riguarda impianti di produzione termoelettrica (61.200 MW); per la costruzione e l'esercizio di 17.500 di questi è già stata presentata al Ministero dell'industria la domanda di autorizzazione. La distribuzione geografica delle richieste appare equamente distribuita tra le varie regioni del nord, centro e sud (isole comprese): rispettivamente 36,1, 30,2 e 33,7 per cento. Non tutte le richieste presentate si tradurranno in investimenti effettivi, in quanto esse rispondono spesso a esigenze cautelative. In alcuni casi, infatti, a un unico progetto di investimento corrispondono richieste di allacciamento in punti diversi della rete alternativi tra loro, in funzione dei tempi di ottenimento dell'allacciamento.

## Mercato della vendita

Nel mercato della fornitura si distinguono vendite al mercato libero e vendite al mercato vincolato.

Nell'anno 2000 le vendite al mercato libero sono state pari circa 51 TWh (al netto degli autoconsumi). Poco meno della metà è stata coperta da Enel Trade seguita a grande distanza da Edison Energia S.p.A. e da LumEnergia Scrl, che hanno soddisfatto rispettivamente il 16 e 8 per cento circa del mercato (Tav. 2.8). I dati mettono in evidenza una tendenza dei clienti idonei a rivolgersi agli acquirenti grossisti per la fornitura di energia, piuttosto che approvvigionarsi direttamente. Per l'anno 2001 la quota di Enel Trade dovrebbe ridur-

si rispetto all'anno precedente, sia per la maggior pressione competitiva dei concorrenti, sia per la cessione, avvenuta tramite asta, dell'energia proveniente dagli impianti Cip 6/92. I concorrenti hanno acquistato circa il 50-60 per cento dell'energia messa all'asta (circa 35 TWh), contro il 40-50 per cento di Enel Trade.

Le quantità vendute ai clienti idonei comprendono anche energia acquistata all'estero per un totale di circa 23 TWh.

Gli operatori del mercato libero mostrano una diversa attenzione ai diversi segmenti di clientela, alcuni focalizzandosi sulla grande utenza industriale, altri sulle piccole e medie imprese che acquistano energia attraverso i consorzi. Si profilano pertanto differenti strategie di offerta nel mercato in funzione di opportunità del mercato di riferimento e delle competenze distintive delle imprese.

Nel mercato vincolato le quantità vendute sono state pari a circa 208 TWh, coperte largamente da Enel Distribuzione, che ha fornito circa il 92 per cento dei clienti vincolati, in lieve calo rispetto all'anno precedente (era il 92,8 per cento). La seconda impresa elettrica che opera nel segmento della distribuzione a livello locale controlla circa l'1,5 per cento delle vendite del mercato vincolato.

TAV. 2.8 VENDITE SUL MERCATO LIBERO PER OPERATORE NEL 2000

Incluse importazioni

OPERATORE DI MERCATO	ENERGIA VENDUTA GWH	QUOTE DI MERCATO %
ENEL TRADE S.P.A.	20.761	40,5
EDISON ENERGIA S.P.A.	8.109	15,8
LUMENERGIA SCRL	3.964	7,7
ELECTRAITALIA S.P.A.	2.020	3,9
ASM ENERGIA E AMBIENTE S.P.A.	1.764	3,4
DALMINE ENERGIE SRL	1.485	2,9
ENERGIA S.P.A.	1.369	2,7
ALTRE IMPRESE	4.026	7,9
TOTALE VENDITE INTERMEDIATE DA OPERATORI	43.498	85,0
VENDITE NON INTERMEDIATE DA OPERATORI <sup>(A)</sup>	7.702	15,0
<b>TOTALE VENDITE AL MERCATO LIBERO</b>	<b>51.200</b>	<b>100,0</b>

(A) Stima.

## Gli assetti proprietari e organizzativi delle reti di trasmissione

L'assetto proprietario e organizzativo delle reti di trasmissione costituisce un aspetto rilevante della struttura concorrenziale dei mercati. Condizioni essenziali per lo sviluppo della concorrenza nella generazione e nella vendita di energia elettrica sono: a) le garanzie di accesso alla rete di trasmissione e di uso a condizioni non discriminatorie per tutti i soggetti economici interessati; b) la manutenzione e lo sviluppo della rete di trasmissione adeguati alle esigenze di copertura della domanda e di tutela dell'ambiente su tutto il territorio nazionale.

L'assetto organizzativo della rete di trasmissione nazionale in alta e altissima tensione, come definito in base al parere rilasciato dall'Autorità con la [delibera 24 giugno 1999, n. 86/99](#), e al decreto ministeriale del 25 giugno 1999, emanato in forza del dlgs. n. 79/99, prevede l'affidamento della gestione alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. e il mantenimento della proprietà in capo ai preesistenti proprietari, tra cui è preponderante l'Enel S.p.A. attraverso la società Terna S.p.A..

Lo sviluppo del mercato elettrico italiano e la sua integrazione in quello europeo richiedono urgentemente un notevole sforzo di potenziamento della rete, specie delle interconnessioni con l'estero. L'assetto organizzativo prescelto per la gestione della rete di trasmissione nazionale si sta rivelando scarsamente adeguato ad affrontare questi compiti. Le operazioni di sviluppo della rete appaiono al momento bloccate e saranno probabilmente lente e difficili anche in futuro, a causa di tale divisione. Tali conseguenze erano peraltro prevedibili alla luce dell'esperienza statunitense, dove la costituzione di gestori indipendenti del sistema di trasmissione (*Independent System Operator*) e il mantenimento degli obblighi di manutenzione e lo sviluppo delle reti elettriche in capo ai proprietari delle stesse aveva già creato situazioni conflittuali e disconomie, e, per contro, dalle esperienze positive in tutti i paesi europei in cui proprietà e gestione della rete di trasmissione elettrica sono rimaste congiunte (Cfr. *Relazione Annuale* 1999).

Tali evidenze inducono a ritenere che un soggetto responsabile della gestione della rete di trasmissione che ne sia al contempo anche proprietario, e quindi abbia piena disponibilità delle infrastrutture, offra maggiori garanzie di neutralità, imparzialità, sicurezza e razionalità nell'esercizio, nella manutenzione e nello sviluppo della rete.

La riunificazione fra proprietà e gestione della rete nazionale, proposta avanzata anche dal Governo, da attuare attraverso lo scorporo della Terna S.p.A. – a cui oggi fa capo la proprietà e la manutenzione della rete – dall'Enel

S.p.A. e il suo ricongiungimento con la società Gestore della rete di trasmissione nazionale, potrebbe essere al riguardo risolutiva. Essa trova riscontro nella maggior parte dei sistemi elettrici europei (Tav. 2.9).

TAV. 2.9 ASSETTO ORGANIZZATIVO E PROPRIETARIO DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE IN ALCUNI PAESI EUROPEI

PAESE	NATURA GIURIDICA DEL GESTORE DELLA RETE
AUSTRIA	<i>Verbundgesellschaft</i> : proprietario e gestore unico della rete di trasmissione nazionale. Società a capitale pubblico al 51 per cento.
DANIMARCA	<i>Eltra ed Elsam</i> (consorzi di imprese) hanno la proprietà e gestione della trasmissione, rispettivamente, nella parte Ovest ed Est del paese. <i>Eltra</i> : capitale di proprietà distributori; <i>Elkraft</i> : capitale di proprietà della cooperativa e di produzione <i>Elsam</i> .
FINLANDIA	<i>Fingrid</i> : di proprietario e gestore unico della rete di trasmissione nazionale. Società indipendente a capitale misto. Dal gennaio 1998 controlla parte della EL-EX (la borsa elettrica scandinava).
FRANCIA	Consociata di <i>EdF</i> proprietaria e gestore unico nazionale della rete di trasmissione su concessione statale.
GERMANIA	Non esiste un gestore unico della rete a livello nazionale ma nove diversi proprietari e gestori coordinati da un consorzio.
INGHILTERRA E GALLES	<i>National Grid</i> : proprietario e gestore unico della rete di trasmissione nazionale. Società quotata ad azionariato diffuso.
OLANDA	<i>TenneT</i> : proprietario e gestore unico della rete di trasmissione nazionale. Entità giuridica separata a capitale pubblico al 50 per cento + <i>golden share</i> .
PORTOGALLO	<i>Rede Electrica Nacional</i> : proprietario e gestore unico della rete di trasmissione nazionale. Entità giuridica separata controllata dalla capogruppo EDP.
SPAGNA	<i>Red Eléctrica de Espana</i> : proprietario e gestore unico della rete di trasmissione nazionale. Entità giuridica separata al cui capitale possono partecipare i diversi operatori del sistema (quota max 25 per cento).
SVEZIA	<i>Svenska Krafnat</i> : gestore della rete di trasmissione nazionale e del dispacciamento. Entità giuridica separata a capitale pubblico.

La nuova società, pienamente titolare della rete, potrà eventualmente essere a sua volta avviata a privatizzazione se questa sarà la decisione politica. Dal punto di vista dell'apertura del mercato l'unico requisito necessario è la sua effettiva indipendenza dagli utilizzatori della rete stessa, in particolare dalle società di generazione e la vendita.

## Caratteristiche dei clienti idonei ed evoluzione dei riconoscimenti

Il dlgs. n. 79/99 definisce due categorie di clienti idonei per il mercato elettrico. La prima categoria, quella dei clienti idonei finali, include quei soggetti che acquistano energia per consumarla e si suddivide in due principali sotto-categorie: i soggetti che raggiungono la soglia di idoneità (20 GWh lo scorso anno) all'interno di un unico sito di consumo e quei soggetti che aggregano la domanda finale di più siti di consumo (ognuno superiore a 1 GWh) al fine del raggiungimento della soglia di idoneità, in ragione del fatto che tali componenti appartengono a una stessa società o consorzio o gruppo di imprese.

La seconda categoria di clienti idonei è quella che corrisponde ai soggetti che acquistano energia per rivenderla. Questi si dividono in distributori, cioè venditori di energia a clienti connessi a una rete di distribuzione di proprietà del venditore stesso, e grossisti, ossia soggetti che svolgono un'attività puramente commerciale.

I clienti idonei facenti capo alle suddette categorie, dopo avere ottenuto il riconoscimento della qualifica da parte dell'Autorità, vengono inclusi in un elenco dei clienti idonei istituito dalla [delibera 30 giugno 1999, n. 91/99](#), consultabile presso il sito Internet dell'Autorità e aggiornato settimanalmente.

### I clienti idonei finali

L'analisi dei dati relativi all'evoluzione dei riconoscimenti dei clienti idonei finali nel corso dei dodici mesi terminanti nell'aprile 2001 permette di ottenere alcune utili informazioni riguardanti il processo di apertura del mercato elettrico.

In primo luogo, la quantità di energia consumata passa da circa 76,5 TWh a circa 95,5 TWh<sup>1</sup>, con un incremento del 25 per cento, con un grado di apertura che passa dal 28,6 al 35,7 per cento del mercato finale ([Tav. 2.10](#)).

---

<sup>1</sup> Questi dati fanno ancora riferimento, in gran parte, a consumi effettuati nel 1999; pertanto sono confrontati con i dati complessivi relativi al mercato in quello stesso anno.

TAV. 2.10 ANDAMENTO DEI CONSUMI FACENTI CAPO AI CLIENTI IDONEI

TWh

TIPOLOGIA DI CLIENTE IDONEO	APRILE 2001	APRILE 2000	VARIAZIONE %
SOGGETTI MONOSITO	58,1	55,6	5
SOGGETTI AGGREGATI	37,4	20,9	79
TOTALE	95,5	76,5	25

I soggetti idonei in un unico sito del territorio nazionale passano da 518 a 601 unità (+16 per cento), con consumi che crescono in misura inferiore (+5 per cento). Ciò riflette il fatto che, già lo scorso anno, una larga maggioranza dei grandi consumatori elettrici aveva provveduto a ottenere il riconoscimento della qualifica (Tav. 2.11).

TAV. 2.11 ANDAMENTO DEL NUMERO DI RICONOSCIMENTI DI CLIENTI IDONEI

TIPOLOGIA DI CLIENTE IDONEO	APRILE 2001	APRILE 2000	VARIAZIONE %
SOGGETTI MONOSITO	601	518	16
SOGGETTI AGGREGATI	468	184	154
TOTALE	1.069	702	52

Molto diversi sono i risultati per quanto riguarda i soggetti aggregati (consorzi, gruppi, ecc.). In questo caso è sensibile l'aumento dei consumi e, più ancora, del numero di siti riconosciuti come idonei. Infatti il numero di siti idonei facenti capo a questa categoria di soggetti è passato da 3.069 a 7.605 (+148 per cento; Tav. 2.12), per un mercato finale che è aumentato da 20,9 TWh a 37,4 TWh (+79 per cento).

L'aumento di circa 7 punti percentuali della quota di apertura del mercato nell'ultimo anno è da attribuire per un solo punto alla domanda dei soggetti mono-sito e per i restanti 6 punti alla domanda dei soggetti aggregati.

TAV. 2.12 ANDAMENTO DEL NUMERO DI SITI DI CONSUMO FACENTI CAPO AI CLIENTI IDONEI

TIPOLOGIA DI CLIENTE IDONEO	APRILE 2001	APRILE 2000	VARIAZIONE %
SOGGETTI MONOSITO	601	518	16
SOGGETTI AGGREGATI	7.004	2.551	175
TOTALE	7.605	3.069	148

La distribuzione geografica dei riconoscimenti di idoneità evidenzia come, nel corso degli ultimi dodici mesi, il consumo dei clienti idonei abbia presentato una crescita abbastanza omogenea, anche se, in termini assoluti, la maggior parte del mercato libero è localizzata nelle aree settentrionali. (Tav. 2.13)

A fronte di un consumo complessivo di clienti idonei a fine 2000 pari a 80 TWh (al netto degli autoconsumi), le vendite di energia elettrica nello stesso periodo sono state pari a circa 50 TWh; è pertanto possibile stimare un deficit strutturale tra domanda e offerta di energia pari a 30 TWh.

TAV. 2.13 RIPARTIZIONE TERRITORIALE DEI SOGGETTI RICONOSCIUTI IDONEI

AREA	PUNTI DI PRELIEVO DEI CLIENTI IDONEI		CONSUMO ANNUO DEI CLIENTI IDONEI TWh	
	Aprile 2001	Aprile 2000	Aprile 2001	Aprile 2000
NORD-OVEST	3.307	1.320	33,7	29,6
NORD-EST	2.450	1.055	23,9	18,3
CENTRO	1.392	541	17,1	11,7
SUD	456	153	20,9	16,9
TOTALE	7.605	3.069	95,5	76,5



## Grossisti e distributori

Al termine dello scorso anno, 93 soggetti avevano ottenuto l'inserimento nell'elenco dei clienti idonei in qualità di acquirenti grossisti o distributori, contro 26 alla fine del 1999.

Di questi operatori aventi il ruolo di intermediari del mercato elettrico la maggior parte, 85 soggetti, è rappresentata da acquirenti grossisti, mentre solo 8 sono i soggetti riconosciuti in qualità di distributore<sup>2</sup>.

Tra i grossisti sono presenti un numero non trascurabile di soggetti esteri (28 società, 6 delle quali provengono dall'esterno dell'Ue).

TAV. 2.14 COMPOSIZIONE DEI CLIENTI IDONEI "GROSSISTI" E "DISTRIBUTORI"

NAZIONALITÀ	NUMERO DI CLIENTI IDONEI		
	GROSSISTI	DISTRIBUTORI	TOTALE
SOCIETÀ ITALIANE	57	8	65
SOCIETÀ ESTERE	28	–	28
<b>TOTALE</b>	<b>85</b>	<b>8</b>	<b>93</b>

Nell'anno 2000, peraltro, solo 31 tra i soggetti sopra descritti hanno effettivamente proceduto alla consegna di energia elettrica a clienti idonei finali, per una quantità totale di energia pari a 43,7 TWh, quasi totalmente servita da grossisti (99 per cento del totale dell'energia consegnata) su un numero di siti di consumo pari a 4.750. Di questa energia una quota pari a 2,9 TWh è stata oggetto di scambio tra grossisti prima di giungere al mercato finale.

Il mercato di consumo sottostante ai siti di consumo che hanno sottoscritto contratti fornitura con acquirenti grossisti nel corso dello scorso anno, risulta pari a circa 54 TWh (dati 1999). Questo valore, relativo a consumi, si discosta dal quantitativo di energia consegnata (Tav. 2.8) per due motivi:

- gran parte delle forniture hanno avuto inizio dopo l'1 gennaio 2000;
- nella stima del mercato di consumo servito dagli acquirenti grossisti è inclusa anche una quota di energia autoprodotta all'interno dei siti di consumo (pari a circa 4 TWh).

2 Il dlgs. n. 79/99 impone ai principali distributori di costituire società separate per l'esercizio di attività di *trading*.

## Primi risultati dell'indagine sui clienti idonei

L'avvio della liberalizzazione del settore elettrico italiano è destinato a produrre effetti rilevanti sulla competitività e sull'assetto organizzativo delle imprese italiane. Risparmi sono attesi sul fronte dei costi, ma si profilano anche cambiamenti della struttura organizzativa delle imprese e la nascita di nuove figure professionali.

Al fine di seguire attentamente l'evoluzione del settore e valutare l'impatto microeconomico sulle imprese che utilizzano energia elettrica, l'Autorità ha avviato alla fine del 2000 una ricerca sugli effetti della liberalizzazione dei soggetti che già dispongono della facoltà di approvvigionarsi di energia elettrica sul mercato libero (*Indagine sulle caratteristiche strutturali dei clienti idonei*). L'indagine è stata rivolta a 470 imprese per un totale di 840 siti, quali risultavano nella banca dati costituita presso l'Autorità alla fine del mese di novembre dello stesso anno. Sono stati presi in considerazione aspetti strutturali (dimensione, specializzazione settoriale, consumi elettrici dei clienti idonei), organizzativi (modalità di gestione delle risorse energetiche), prospettici (aspettative dei clienti idonei e intenzioni di comportamento a fronte delle politiche commerciali dei produttori).

Hanno risposto al questionario inviato oltre 250 imprese per un totale di circa 500 siti, oltre il 53 per cento delle imprese e il 60 per cento dei siti. Le imprese sono state invitate a rispondere ai questionari non in forza di un obbligo di legge, ma in virtù della spontanea condivisione di un progetto di ricerca i cui primi risultati intermedi vengono presentati di seguito.

L'indagine si è rivolta ai soggetti idonei rappresentati da clienti finali e ha tralasciato per l'anno 2000 i soggetti aggregati come i consorzi che raggruppano imprese di dimensione più piccola.

Dalle prime risposte elaborate, relative a 90 questionari compilati, emerge in generale il quadro di un settore che deve ancora esprimere ampie possibilità di sviluppo, come testimoniano il basso dinamismo degli operatori, la scarsa innovatività delle soluzioni contrattuali proposte e la insufficiente adeguatezza quantitativa dell'offerta. Mediamente i clienti sono stati contattati da 3 a 4 fornitori, ma la varianza del campione è elevata, indicando che alcune imprese hanno ricevuto proposte da oltre 6 operatori, mentre altre non sono state contattate dal venditore (grossista) appartenente allo stesso gruppo societario del fornitore nel regime vincolato.

Gran parte dei clienti idonei, che complessivamente rappresentano la domanda potenziale di energia libera (in quanto richiedono il riconoscimento dello *status* di idoneità), ha acquistato energia elettrica sul mercato libero. Si può pertanto affermare che la richiesta di idoneità prelude in quasi la totalità dei casi

all'acquisto nel mercato libero in quanto è quasi sempre motivata da un contratto in fase di negoziazione. Alcune circostanze contingenti – spesso l'indisponibilità di energia – possono far rimandare di alcuni mesi l'acquisto effettivo. I casi in cui il cliente è rimasto con il fornitore precedente senza ridefinire il contratto (il 10-15 per cento dei rispondenti nell'anno 2000) si spiegano in prevalenza con la mancanza di offerte *tout court* o di offerte vantaggiose o più semplicemente con la posticipazione all'anno 2001 della stipula di un nuovo contratto. Tra i motivi che spingono a cambiare il proprio fornitore o a ridefinire il contratto con il precedente, vi è soprattutto la ricerca di prezzi più contenuti e, al secondo posto, la ricerca di una maggiore flessibilità contrattuale in termini di corrispettivi modulati per le specifiche esigenze produttive delle imprese. Tra i clienti che acquistano sul mercato libero, il 27-31 per cento si rivolge al fornitore dello stesso gruppo cui partecipa anche il distributore da cui acquistava energia a tariffa nell'anno precedente. Una proporzione minore di rispondenti indica, tra i motivi che hanno spinto a rivolgersi ad un nuovo fornitore assieme alle ragioni di costo e di flessibilità, anche la ricerca di migliori garanzie di qualità, con riferimento in particolare alla continuità del servizio.

Ai fini della verifica delle condizioni contrattuali concordate e della specifica delle esigenze qualitative, le imprese necessitano di appositi dispositivi per la misura della qualità. A tale scopo la domanda rivolta a censire l'installazione di appositi dispositivi di misura ha fatto emergere che solo il 15-20 per cento dei rispondenti dichiara di aver installato uno strumento per la misura della qualità della fornitura nei diversi siti di produzione. Da parte delle imprese di distribuzione non vi sono state proposte contrattuali volte a elevare gli standard qualitativi.

Per il campione di risposte elaborate, l'incidenza media del costo di approvvigionamento di energia elettrica sul fatturato a livello di impresa è del 9-10 per cento. Si tratta di una percentuale significativa se rapportata con il dato medio manifatturiero (circa il 2 per cento). L'incidenza varia in funzione del settore di appartenenza e dei processi produttivi utilizzati, ma in generale connota un'attenta gestione dell'approvvigionamento energetico. Oltre il 55 per cento dei rispondenti corrisponde alla figura professionale dell'*energy manager*, che gestisce tutti gli aspetti tecnici e commerciali legati all'approvvigionamento, ma anche alla gestione efficiente delle risorse energetiche. Tale figura è alle dirette dipendenze del direttore generale o dell'amministratore delegato.

## L'organizzazione del mercato dei servizi ancillari in alcuni paesi

### Servizi ancillari

I servizi ancillari includono tutti i servizi che si rendono necessari nel momento in cui l'energia elettrica viene immessa in rete. La loro natura ausiliaria è quindi da intendersi nel senso della complementarità<sup>3</sup>. Per tale ragione essi vengono spesso denominati con il termine di servizi di riserva. Nei diversi sistemi elettrici nazionali tali servizi possono essere offerti in via amministrativa, generalmente dal gestore della rete di trasmissione, o scambiati attraverso un meccanismo di mercato.

Si descrive, qui di seguito, sinteticamente la definizione dei servizi ancillari e la loro valorizzazione in alcuni mercati elettrici esteri: *NordPool* (Norvegia e Svezia), Regno Unito, Spagna e due mercati all'ingrosso negli Stati Uniti (CalPx: *California Power Exchange* e PJM: Pennsylvania, New Jersey, Maryland).

In tutti i casi considerati i servizi relativi alla regolazione primaria di frequenza vengono richiesti in forma obbligatoria e sono remunerati solo in alcuni sistemi (*NordPool* e Pool inglese). I servizi ancillari relativi alla regolazione secondaria e terziaria di frequenza sono invece in tutti i casi considerati come resi in forma facoltativa e remunerati attraverso un meccanismo d'asta gestito dal gestore della rete.

Per quanto riguarda i servizi ancillari relativi alla regolazione di tensione, in nessuno dei casi esaminati è stato previsto un meccanismo d'asta; i servizi sono considerati di carattere obbligatorio e sono resi, entro certi limiti, a titolo gratuito. Per il servizio di riaccensione sono invece previsti contratti bilaterali con il gestore della rete.

---

3 Per la definizione dei servizi ancillari si veda il *Glossario*.

In Inghilterra e Galles, prima che fosse avviato il nuovo *New Electricity Trading Agreement (Neta)* a fine marzo 2001, il prezzo di equilibrio del Pool era calcolato come un prezzo marginale del sistema (*System Marginal Price, SMP*). A tale prezzo si aggiungeva un corrispettivo denominato *Capacity Element (CE)* che remunerava la disponibilità di capacità produttiva in funzione della stima della sua scarsità. La somma del SMP e del CE costituiva il *Pool Purchase Price (PPP)*, corrisposto ai generatori. I consumatori pagavano invece il *Pool Selling Price*, pari al prezzo PPP pagato ai generatori, più un'ulteriore componente, denominata *Uplift*, nei periodi di picco. Tale componente copriva i costi di produzione degli impianti chiamati a produrre dopo che si era stabilito l'ordine di merito. Essa remunerava pertanto gli investimenti in impianti che soddisfano la domanda di punta. Nel sistema inglese, quindi, i costi delle congestioni e dei servizi ancillari erano trasferiti sui consumatori finali.

In Spagna la riserva rotante primaria costituisce un servizio obbligatorio. Entro il 31 ottobre di ogni anno il gestore della rete stabilisce i requisiti tecnici del servizio. La riserva rotante secondaria è un servizio facoltativo e retribuito. Tale servizio è offerto dalle unità di produzione che fanno parte di una "zona di regolazione" (ossia gruppi di unità di produzione capaci di fornire regolazione secondaria attraverso un sistema di Controllo Automatico di Generazione). Il gestore della rete stabilisce per ogni giorno e periodo orario del giorno successivo la riserva secondaria necessaria per garantire l'affidabilità del sistema, definendo una quantità di potenza in aumento e una in diminuzione per ogni zona di regolazione, nonché il massimo e il minimo della banda di regolazione per ogni offerta. Le quantità stimate sono funzione dell'indeterminazione statistica della domanda e dell'indisponibilità probabile attesa delle unità di produzione in base alla potenza e alla tipologia dei gruppi.

I produttori presentano, per ogni unità di produzione, una o più offerte per ogni ora del giorno successivo, indicando:

- potenza di variazione in aumento (MW);
- potenza di variazione in diminuzione (MW);
- prezzo della banda offerta (PTA/kW);
- massima variazione di energia rispetto al prezzo del mercato giornaliero (programma fattibile provvisorio);
- opzione di indivisibilità delle offerte.

Una volta ricevute le offerte, il gestore della rete compila una graduatoria di merito per la chiamata in funzione. Ogni generatore che partecipa al mercato viene retribuito sia per la banda di potenza resa disponibile, indipendentemente dal suo utilizzo, sia per l'energia di regolazione secondaria effettivamente richiesta. La retribuzione della banda di potenza messa a disposizio-

ne si effettua al prezzo marginale orario, che corrisponde al prezzo dell'ultima offerta accettata. L'energia di regolazione secondaria effettivamente fornita si valuta al prezzo marginale dell'energia di regolazione terziaria in aumento o in diminuzione che interviene in sua sostituzione (vedi oltre). Il costo per la remunerazione della potenza viene distribuito su tutti i consumatori in proporzione all'energia assegnata nel programma orario operativo e sui produttori delle zone deficitarie in potenza di regolazione.

Per la regolazione terziaria la procedura seguita è analoga a quella per la regolazione secondaria. Le offerte vengono presentate con lo stesso formato. I servizi ancillari vengono retribuiti per la sola energia effettivamente richiesta, valorizzata ai prezzi marginali orari, distinguendo tra energia in aumento ed energia in diminuzione.

Nel NordPool i servizi ancillari sono resi in parte sulla base di obblighi contrattuali (contratti bilaterali tra produttori e gestore della rete) e, in parte, come servizi volontari offerti su uno specifico mercato. Vale ricordare che il parco elettrico norvegese è composto totalmente da impianti idroelettrici che rendono la definizione dei servizi ancillari assai diversa che nel caso di impianti termoelettrici. Nel sistema svedese si distinguono tre livelli di riserva:

- *Momentary Active Disturbance Reserves*: impianti controllati automaticamente, in grado di variare la produzione entro 30 secondi;
- *Rapid Active Disturbance Reserves*: impianti la cui potenza generata può essere regolata entro 15 minuti, al fine di ristabilire le *Momentary Active Disturbance Reserves* utilizzate;
- *Slow Active Disturbance Reserves*: impianti la cui potenza generata può essere regolata entro 4 ore, al fine di ristabilire le *Rapid Active Disturbance Reserves* utilizzate.

I servizi ancillari per la regolazione di tensione vengono remunerati, ma solo in Norvegia, quando la regolazione manuale del reattivo assume valori al di fuori dell'intervallo  $-0,2 < \tan\phi < 0,4$  con un corrispettivo di 20 corone norvegesi per MWh. Il servizio di *black start*, fornito solo dagli impianti termoelettrici svedesi, non è remunerato.

#### Il caso statunitense: California e PJM

Negli USA una prima definizione dei servizi ancillari e alcune indicazioni per la loro valorizzazione sono contenute in un regolamento del 1998 (Order 888) emesso dalla *Federal Energy Regulatory Commission* (Ferc). Essi vengono definiti come "servizi necessari al supporto della trasmissione di energia elettrica dal venditore all'acquirente, dati gli obblighi delle aree di controllo e delle società di trasmissione di mantenere l'affidabilità del sistema di interconnessione". La valorizzazione prevista di tali servizi si basa sul principio del costo,

ma non tutti gli Stati hanno seguito questa indicazione.

In California il bilanciamento di sistema ricade sotto la responsabilità del gestore della rete (Cal-Iso) che gestisce un mercato basato su offerte di aggiustamento un'ora prima. Il Cal-Iso può anche utilizzare i servizi ancillari per bilanciare il sistema se questi sono offerti a un prezzo inferiore a quello delle offerte di aggiustamento. Un prezzo *ex post* viene determinato per ogni periodo di consegna per regolare le deviazioni dalle quantità programmate nel mercato *day-ahead*.

Negli stati del nord-est degli Stati Uniti la gestione dei servizi ancillari è di competenza del gestore della rete (PJM) che ripartisce il loro costo su tutti gli operatori in proporzione del grado di utilizzo della rete (sistema amministrativo). Tutti gli acquirenti pagano un corrispettivo a copertura dei servizi ancillari e delle perdite di rete.

## La liberalizzazione dell'attività di misura nei paesi europei

L'attività di misura, inclusiva delle attività di esercizio (installazione, manutenzione e riparazione dei misuratori) e delle attività di rilevazione, trattamento e aggregazione dei dati riveste un ruolo di primaria importanza ai fini del funzionamento delle diverse attività del settore elettrico in un assetto di mercato liberalizzato. L'attività di misura, infatti, costituisce lo strumento attraverso il quale raccogliere e fornire le informazioni (quantità di energia elettrica scambiata) necessarie all'esecuzione delle transazioni tra i diversi soggetti (produttori, proprietari e gestori di reti di trasmissione o distribuzione, *trader*, clienti finali) che avvengono nel mercato dell'energia elettrica. L'attività è inoltre necessaria al fine di introdurre forme tariffarie o offerte economiche innovative, incentivare i clienti finali a un uso efficiente della risorsa elettrica (*demand side management*) e rafforzare la concorrenza tra fornitori alternativi.

Nei regimi di mercato non liberalizzati, l'attività di misura viene tradizionalmente svolta dalle società di distribuzione, che sono anche proprietarie delle apparecchiature di misura.

La liberalizzazione dei mercati e l'apertura alla concorrenza delle attività di vendita comportano anche la necessità di liberalizzare le attività di misurazione, che tuttavia presentano profili giuridici e tecnici in parte diversi da quelli della vendita e tali da richiedere previsioni normative specifiche. Il passaggio a una nuova fornitura non dovrebbe, infatti, essere gravato da oneri aggiuntivi per l'acquisto di nuovi misuratori per evitare condizioni di disparità rispetto a coloro che rimangono con il venditore tradizionale, che integra le attività di distribuzione con la proprietà dei misuratori<sup>4</sup>. Qualora, invece, non sussista un problema di costo aggiuntivo in quanto i misuratori già installati garantiscono nuove prestazioni, il mantenimento della loro proprietà in capo alla società di distribuzione che eserciti anche l'attività di vendita, pur se sottoposta a un regime di separazione contabile, pone un problema di riservatezza.

---

4 In Norvegia e Svezia, ad esempio, l'acquisto di energia nel mercato libero nella prima fase di apertura del mercato richiedeva l'acquisto di misuratori in grado di rilevare i consumi nello stesso intervallo in cui veniva fissato il prezzo dell'energia all'ingrosso sul mercato delle offerte. Poiché tale costo (fisso) sopravanzava i risparmi attesi dall'approvvigionamento nel mercato libero, la gran parte dei clienti idonei era rimasta nel mercato vincolato regolato da tariffe. Al fine di non ostacolare il passaggio al mercato libero dei consumatori domestici fu previsto che il consumo dei clienti idonei al di sotto di una certa soglia potesse essere misurato in base a profili di consumo standard.



In gran parte dei paesi europei, tranne il caso di Inghilterra e Galles, le attività connesse al *metering* continuano ad essere svolte dai distributori. Una maggiore consapevolezza della criticità del *metering* ai fini della liberalizzazione del mercato finale sta però spingendo molti paesi verso un riassetto più competitivo di tali attività. Sono così stati pubblicati in Olanda, Norvegia e Finlandia documenti di consultazione per la revisione dell'assetto di tali attività.

L'esperienza più matura al riguardo, anche se non ancora conclusa, è quella inglese, paese che ha introdotto le prime azioni per la liberalizzazione dell'attività di misura sin dal 1990.

Nel 1998, con l'apertura al mercato di tutti i segmenti di consumo, fu stabilito l'obbligo di installazione dei misuratori per intervalli (ogni 30' nel Pool, ora in via di superamento con l'introduzione del Neta) per i clienti del mercato libero con potenza installata superiore a 100 KW, e la facoltà di ricorrere a profili di consumo per i clienti idonei con potenza installata inferiore.

Le autorizzazioni (*licence*) che regolano le attività delle società di distribuzione e vendita, le *Public Electricity Suppliers* (Pes), distinguono le seguenti attività di misura:

*attività di esercizio dei misuratori (metering operation):*

- fornitura e installazione del misuratore
- gestione dei misuratori (manutenzione, riparazione ecc.)

*attività di raccolta e trattamento dei dati (data meter operation):*

- rilevazione dati (*data reading and collection*)
- trattamento e validazione dati (*data processing*)
- aggregazione dati (*data aggregation o handling*).

Tale disaggregazione permette di far apprezzare le differenze che sussistono tra tali attività in termini di competenze tecnologiche e di risorse umane e informatiche richieste e pertanto le sinergie e i vincoli che possono derivare da un assetto di mercato non integrato. In base ad una nuova normativa introdotta nel 1999, allo svolgimento delle attività appena elencate presiedono in Inghilterra e Galles tre diversi soggetti: il *meter operator*, che svolge le attività di esercizio dei misuratori, il *data collector*, che svolge le attività di raccolta dati e il *data aggregator*, che aggrega i dati di consumo ai fini del *settlement* nella borsa. La proprietà dei misuratori per intervalli è del cliente, ma più spesso del *meter operator*. Operano attualmente poco meno di 20 *meter operator* non integrati con altre attività della filiera elettrica, un operatore maggiore nelle attività di raccolta dati, cui si aggiungono tutte le Pes e pochi "aggregatori" di dati, di cui il più grande copre una quota rilevante del mercato.

Per il segmento dei consumatori che non hanno installato misuratori orari è previsto un fornitore di ultima istanza, normalmente coincidente con il distributore. Per i misuratori diversi da 30' le Pes mantengono il monopolio sia delle attività di *metering operation*, sia di *data operation*.

L'attuale configurazione delle attività di misura non appare, tuttavia, del tutto in grado di assicurare condizioni di concorrenza nel mercato. Da parte del Regolatore inglese (Ofgem) vi è in particolare la preoccupazione che i distributori *incumbent* possano far valere un vantaggio competitivo nei confronti di nuovi operatori indipendenti. Per tale ragione nel marzo 2001 l'Ofgem ha pubblicato un documento di consultazione in cui propone alcuni correttivi all'assetto vigente al fine di approvare una nuova regolazione dell'attività di misura per la fine dell'anno. La nuova regolazione dovrà contenere regole per accrescere il grado di concorrenza nell'attività di fornitura dei servizi di *metering*, aumentare la flessibilità contrattuale e consentire l'innovazione tecnologica e la relativa standardizzazione delle tecnologie di misura.

## LA FORMAZIONE DEI PREZZI E DELLE TARIFFE

### Confronti internazionali dei prezzi

In analogia con quanto già presentato nella *Relazione Annuale 2000*, vengono presentate le statistiche Eurostat che consentono di valutare il grado di onerosità dei prezzi italiani per le diverse tipologie di consumo, specificate per livello di consumo annuo, potenza installata e fattore di carico.

#### I dati per il luglio 2000

I prezzi italiani vengono confrontati con la media ponderata, calcolata in funzione dei consumi nazionali in volume nell'anno 1997 (distinti per utenza domestica e utenza industriale). Ciò permette di effettuare i confronti con i maggiori paesi europei in maniera più corretta, in quanto i consumi dei vari paesi hanno dimensioni assai diverse. I confronti sono effettuati in lire/kWh, convertendo i prezzi denominati nelle valute nazionali con le rispettive parità fisse contro l'euro o con il cambio corrente per i paesi non appartenenti all'Unione monetaria europea.

I dati dell'Eurostat per le *utenze domestiche* sono relativi a quattro tipologie di consumo: 600 kWh, 1.200 kWh, 3.500 kWh e 7.500 kWh annui. I dati del luglio 2000 mostrano che gli utenti italiani con livelli di consumo più bassi, pari a 600 kWh e 1.200 kWh annui, sostengono prezzi sia al lordo, sia al netto delle imposte molto inferiori, pari a circa la metà di quelli prevalenti in Europa. Una situazione opposta caratterizza le utenze con consumi più elevati: i prezzi applicati in Italia si collocano ben al di sopra della media europea, con scostamenti attorno al 61 per cento (Tav. 2.15). Mediamente, lo scostamento percentuale dalla media europea ponderata (in base ai volumi di consumo per paese e alla loro distribuzione per le classi considerate) dei prezzi italiani può essere stimato pari al 23 per cento. Tale divario è in linea con quello sopportato dalla famiglia media italiana, con potenza installata di 3 kW e consumi annui di 2.700 kWh, attorno alla quale si addensa gran parte dell'utenza domestica.

Diversa la situazione per le *utenze industriali* (usi a scopi industriali, terziari e agricoli, in locali diversi dalle abitazioni), dove vengono presentati dati relativi a sei tipologie di consumo, comprese fra 160 MWh e 70 GWh annui. I prezzi italiani al lordo delle imposte si collocano in questo caso sempre al di sopra della media europea, con scostamenti che – diversamente da quanto rilevato nello scorso anno – tendono ad aumentare al crescere del livello di consumo di riferimento. Il divario è massimo, oltre il 54 per cento, nel

caso della classe di consumo di 2 GWh annui (Tav. 2.16). Il divario crescente con la media europea riflette anche l'aumento della componente relativa agli oneri di sistema in tariffa per tutte le tipologie di consumo ed in particolare per quelle più elevate.

Al netto delle imposte, il divario con il valore medio è più contenuto per le tipologie con consumi più bassi e specularmente più elevato per i grandi consumatori, come conseguenza della minore incidenza fiscale.

### L'andamento fra il luglio 1999 e il luglio 2000

L'andamento dei prezzi nel corso dell'ultimo anno mostra i primi effetti sui prezzi dell'elettricità dei cambiamenti strutturali in atto sui mercati europei, culminati con il recepimento della Direttiva 96/92/CE e con la conseguente apertura del mercato, attuata nell'ultimo biennio in quasi tutti i paesi. Alcuni paesi, tuttavia, hanno risentito fortemente dell'apprezzamento del petrolio sui mercati internazionali riportando significativi incrementi.

Per le *utenze domestiche*, la flessione della media europea riguarda tutte le tipologie di consumo, risultando compresa fra il 2 e il 3 per cento; la riduzione appare più intensa per i paesi di più estesa o recente liberalizzazione, come la Germania, il Regno Unito e la Spagna, ma significativa anche per paesi non ancora ampiamente liberalizzati come il Belgio e la Grecia (Tav. 2.15). L'Italia registra una crescita tendenziale dei prezzi per le tipologie con consumi più bassi e, specularmente, una flessione per quelle con consumi più elevati. Tale andamento va attribuito anche alla riforma tariffaria introdotta dall'Autorità a partire dal 1° gennaio 2000, che ha teso a riequilibrare l'onere complessivo anche attraverso un graduale ripristino della responsabilità di costo e un progressivo riassorbimento del divario negativo fra prezzi e costi nel caso delle utenze domestiche agevolate.

Per le *utenze industriali* la diminuzione dei prezzi in Europa non ha riguardato tutte le tipologie di consumo. Anche in questo caso il valore medio ponderato europeo per ogni tipologia riflette la crescita dei prezzi nei paesi più grandi per entità del consumo, come l'Italia che, assieme a Olanda e Danimarca, ha risentito maggiormente dell'innalzamento dei prezzi del petrolio. Il maggior decremento dei prezzi in Europa si è invece registrato in Germania, dove tradizionalmente si sono riscontrati i prezzi più elevati (Tav. 2.16).

TAV. 2.15 PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE UTENZE DOMESTICHE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO NEI PAESI EUROPEI

1 Luglio 2000; prezzi in lire/kWh a cambi correnti

PAESI	CONSUMO ANNUO 600 KWH			CONSUMO ANNUO 1.200 KWH		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE		AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	
	lire/kWh	lire/kWh	Var. % 00/99	lire/kWh	lire/kWh	Var. % 00/99
AUSTRIA	309,6	229,4	-3,0	298,3	219,5	-3,7
BELGIO	353,3	289,4	-12,6	343,7	281,3	-9,8
DANIMARCA	589,3	305,9	5,1	463,1	204,9	5,3
FINLANDIA	290,6	224,6	-0,3	213,7	161,6	-0,3
FRANCIA <sup>(B)</sup>	312,7	247,4	-0,6	275,9	215,7	-0,7
GERMANIA <sup>(B)</sup>	447,5	363,5	-6,1	360,8	288,8	-9,1
GRECIA	143,6	133,0	-7,5	134,8	124,8	-7,5
IRLANDA	299,8	266,5	0,0	247,7	220,2	0,0
<b>ITALIA</b>	<b>162,4</b>	<b>144,7</b>	<b>27,8</b>	<b>169,5</b>	<b>151,1</b>	<b>19,2</b>
LUSSEMBURGO	430,6	406,1	-2,3	322,1	303,8	-2,3
NORVEGIA	621,2	484,8	-0,9	355,9	269,0	-2,1
OLANDA <sup>(B)(D)</sup>	336,7	286,6	12,7	288,5	225,1	10,9
PORTOGALLO	246,2	232,6	-0,6	282,2	267,8	-0,5
INGHILTERRA <sup>(B)</sup>	372,9	355,2	-10,3	287,1	273,5	-7,7
SPAGNA	270,3	221,7	-2,1	270,3	221,7	-2,1
SVEZIA	444,8	320,5	0,3	298,2	203,2	0,4
MEDIA EUROPEA PONDERATA <sup>(C)</sup>	360,5	295,7	-2,0	292,5	236,7	-2,4
ITALIA: scostamento percentuale dalla media europea ponderata	-54,9	-51,1		-42,1	-36,2	

(A) Prezzi inclusivi di una quota degli oneri di sistema (componenti tariffarie A2, A3, A4, A5 e UC2) vigenti al 1° luglio 2000 (delibera n. 113/00);

(B) In tali paesi i prezzi sono differenziati geograficamente e si è pertanto calcolata la media aritmetica dei prezzi delle varie località;

(C) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali nel 1997.

(D) Prezzi gennaio 2000.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

TAV. 2.15 PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE UTENZE DOMESTICHE  
(SEGUE) PER TIPOLOGIA DI CONSUMO NEI PAESI EUROPEI

1 Luglio 2000; prezzi in lire/kWh a cambi correnti

PAESI	CONSUMO ANNUO 3.500 KWH ANNO			CONSUMO ANNUO 7.500 KWH		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE		AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	
	lire/kWh	lire/kWh	Var. % 00/99	lire/kWh	lire/kWh	Var. % 00/99
AUSTRIA	256,1	184,3	-3,0	257,5	185,7	-2,9
BELGIO	277,0	226,1	-0,8	259,2	211,7	2,1
DANIMARCA	380,6	138,9	5,8	356,0	119,2	6,0
FINLANDIA	168,6	124,6	-0,4	144,5	104,9	-0,8
FRANCIA <sup>(B)</sup>	223,4	177,1	-1,5	217,3	171,5	-1,5
GERMANIA <sup>(B)</sup>	298,3	234,8	-6,3	273,0	213,0	-9,5
GRECIA	114,9	106,4	-7,5	129,4	119,9	-7,4
IRLANDA	173,1	153,9	0,0	166,3	147,8	0,0
ITALIA	405,7	320,7	-2,0	376,2	293,9	-1,7
LUSSEMBURGO	215,0	203,0	-2,1	208,3	196,8	-2,4
NORVEGIA	181,6	127,4	-4,8	133,1	87,9	-7,0
OLANDA <sup>(B)(D)</sup>	263,2	176,7	11,8	257,4	164,2	13,8
PORTOGALLO	243,2	231,2	-0,6	215,8	205,3	-0,6
INGHILTERRA <sup>(B)</sup>	209,5	199,6	-5,2	192,5	183,3	-3,7
SPAGNA	211,3	173,3	-2,1	193,9	159,0	-2,1
SVEZIA	201,9	126,2	0,4	190,8	117,3	-3,2
MEDIA EUROPEA PONDERATA <sup>(C)</sup>	251,4	198,6	-2,1	233,2	182,5	-2,7
ITALIA: scostamento percentuale dalla media europea ponderata	61,4	61,5		61,3	61,1	

(A) Prezzi inclusivi di una quota degli oneri di sistema (componenti tariffarie A2, A3, A4, A5 e UC2) vigenti al 1° luglio 2000 (delibera n. 113/00);

(B) In tali paesi i prezzi sono differenziati geograficamente e si è pertanto calcolata la media aritmetica dei prezzi delle varie località;

(C) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali nel 1997.

(D) Prezzi gennaio 2000.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

TAV. 2.16 PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER USI INDUSTRIALI  
PER TIPOLOGIA DI CONSUMO NEI PAESI EUROPEI

1 Luglio 2000; prezzi in lire/kWh a cambi correnti

PAESI	160.000 kWh ANNO (100 kW, 1.600 h)			2 GWh ANNO (500 kW, 4.000 h)		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE		AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	
	lire/kWh	lire/kWh	Var. % 00/99	lire/kWh	lire/kWh	Var. % 00/99
AUSTRIA	229,4	201,2	-8,9			
BELGIO	227,0	227,0	0,9	147,4	147,4	3,4
DANIMARCA	115,2	102,2	4,7	109,3	96,3	5,1
FINLANDIA	104,9	96,5	-2,1	81,1	72,7	-1,8
FRANCIA <sup>(B)</sup>	157,0	152,0	-2,1	106,0	106,0	-3,5
GERMANIA <sup>(B)</sup>	220,1	207,7	-13,8	143,2	130,8	-14,8
GRECIA	146,1	146,1	0,0	107,7	107,7	0,0
IRLANDA	210,7	210,7	0,0	128,1	128,1	0,0
<b>ITALIA</b>	<b>251,0</b>	<b>218,4</b>	<b>23,4</b>	<b>199,3</b>	<b>166,7</b>	<b>26,4</b>
LUSSEMBURGO	194,9	194,9	-4,7	134,4	134,4	-4,8
OLANDA <sup>(B)</sup>	96,6	96,6	-2,6	61,3	61,3	-7,2
NORVEGIA	216,8	202,0	8,1	136,6	131,5	17,5
PORTOGALLO	165,0	165,0	-0,5	124,5	124,5	-0,5
INGHILTERRA <sup>(B)</sup>	180,6	194,9	-4,5	123,5	135,8	11,8
SPAGNA	153,1	145,7	2,0	129,4	123,1	1,9
SVEZIA	95,1	95,1	-10,2	75,1	75,1	5,9
MEDIA EUROPEA PONDERATA	184,0	174,2	-0,1	129,1	121,9	3,2
ITALIA: scostamento percentuale dalla media europea ponderata	36,4	25,4		54,3	36,8	

CONTINUA  
↓

(A) Prezzi inclusivi di una quota degli oneri di sistema (componenti tariffarie A2, A3, A4, A5 e UC2) vigenti al 1° luglio 2000 (delibera n. 113/00);

(B) In tali paesi i prezzi sono differenziati geograficamente e si è pertanto calcolata la media aritmetica dei prezzi delle varie località;

(C) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali nel 1997.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

TAV. 2.16 PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER USI INDUSTRIALI  
(SEGUE) PER TIPOLOGIA DI CONSUMO NEI PAESI EUROPEI

1 Luglio 2000; prezzi in lire/kWh a cambi correnti

PAESI	10 GWh ANNO (2.500 kW, 4.000 h)			24 GWh ANNO (4.000 kW, 6.000 H)		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE		AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	
	lire/kWh	lire/kWh	Var. % 00/99	lire/kWh	lire/kWh	Var. % 00/99
AUSTRIA						
BELGIO	135,4	135,4	3,7	111,8	111,8	4,5
DANIMARCA						
FINLANDIA	80,2	71,8	-0,9	73,3	64,9	-1,1
FRANCIA <sup>(B)</sup>	106,0	106,0	-3,5	91,2	91,2	-4,1
GERMANIA <sup>(B)</sup>	135,3	122,9	-18,0	112,5	100,1	-18,2
GRECIA	107,7	107,7	0,0	90,6	90,6	0,0
IRLANDA	119,6	119,6	0,1	102,7	102,7	-0,1
<b>ITALIA</b>	<b>184,3</b>	<b>166,6</b>	<b>26,4</b>	<b>156,2</b>	<b>147,8</b>	<b>36,5</b>
LUSSEMBURGO	101,3	101,3	-7,9	83,5	83,5	-7,9
OLANDA <sup>(B)</sup>	53,8	53,8	-6,2	42,2	42,2	-8,2
NORVEGIA						
PORTOGALLO	124,5	124,5	-0,5	101,6	101,6	-0,5
INGHILTERRA <sup>(B)</sup>	112,1	120,9			111,3	
SPAGNA	121,3	115,3	2,0	109,0	103,8	2,1
SVEZIA	64,6	64,6	0,8	58,4	58,4	3,9
MEDIA EUROPEA PONDERATA	121,2	115,5	0,6	104,4	98,7	2,4
ITALIA: scostamento percentuale dalla media europea ponderata	52,1	44,2		49,7	49,7	

CONTINUA  
↓

(A) Prezzi inclusivi di una quota degli oneri di sistema (componenti tariffarie A2, A3, A4, A5 e UC2) vigenti al 1° luglio 2000 (delibera n. 113/00);

(B) In tali paesi i prezzi sono differenziati geograficamente e si è pertanto calcolata la media aritmetica dei prezzi delle varie località;

(C) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali nel 1997.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.



**ERRATA CORRIGE:**  
Pagina inserita nel file pdf non presente nel testo a stampa

TAV. 2.16 **PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER USI INDUSTRIALI**  
(SEGUE) **PER TIPOLOGIA DI CONSUMO NEI PAESI EUROPEI**

1 Luglio 2000; prezzi in lire/kWh a cambi correnti

PAESI	50 GWh ANNO (10.000 kW, 5.000 h)			70 GWh ANNO (10.000 kW, 7.000 h)		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE		AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	
	lire/kWh	lire/kWh	Var. % 00/99	lire/kWh	lire/kWh	Var. % 00/99
AUSTRIA						
BELGIO	98,9	98,9	5,6	85,0	85,0	6,0
DANIMARCA						
FINLANDIA	60,1	51,7	-1,9	57,9	49,5	-2,1
FRANCIA(B)						
GERMANIA(B)	119,4	107,0	-18,0	104,9	92,5	-15,0
GRECIA	84,7	84,7	0,0	74,3	74,3	0,0
IRLANDA	103,4	103,4	0,1	93,8	93,8	-0,1
ITALIA	141,8	134,5	31,6	129,1	122,0	40,9
LUSSEMBURGO	85,0	85,0	-9,7	74,9	74,9	-9,8
OLANDA(B)	38,8	39,8	-8,2	38,4	38,4	-8,5
NORVEGIA						
PORTOGALLO	91,0	91,0	-0,5	83,5	83,5	-0,6
INGHILTERRA E GALLES(B)	103,2	103,2		96,0	96,0	
SPAGNA	109,3	104,0	2,1	100,8	95,9	2,0
SVEZIA	59,6	59,6	4,7	55,7	55,7	5,0
MEDIA EUROPEA PONDERATA(C)	105,3	98,5	1,9	94,8	88,1	3,5
ITALIA: scostamento percentuale dalla media europea	34,7	36,5		36,1	38,5	

(A) Prezzi inclusivi di una quota degli oneri di sistema (componenti tariffarie A2, A3, A4, A5 e UC2) vigenti al 1° luglio 2000 (delibera n. 113/00);

(B) In tali paesi i prezzi sono differenziati geograficamente e si è pertanto calcolata la media aritmetica dei prezzi delle varie località.

(C) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali registrati nel 1997.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

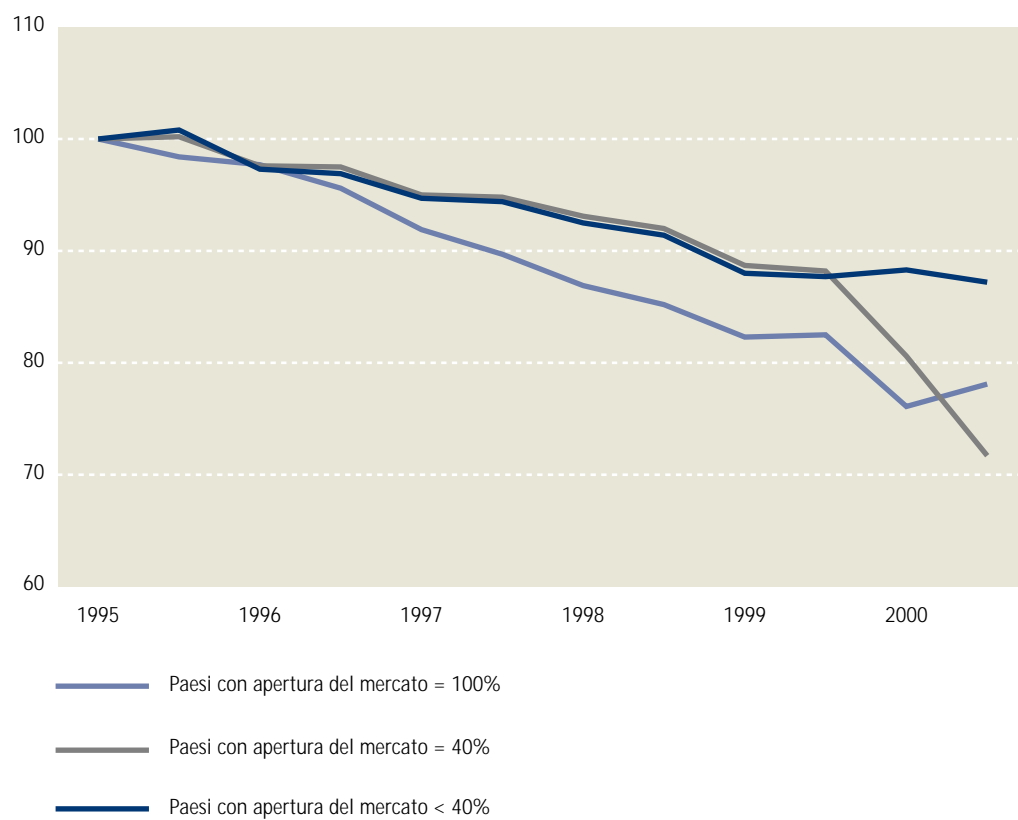
## Liberalizzazioni e prezzi dell'elettricità nei paesi europei

Per effetto dei processi di liberalizzazione avviati con il recepimento della Direttiva europea 96/92/CE, in molti paesi europei i prezzi per i consumatori industriali, i primi a beneficiare dell'apertura dei mercati, sono discesi. L'osservazione dell'andamento dei prezzi per una tipologia di consumo (2 GW annui) dall'anno di approvazione della Direttiva europea consente di meglio cogliere la relazione tra grado di apertura e andamento dei prezzi.

In media, le riduzioni di prezzo più significative si sono registrate nei paesi che hanno aperto il mercato in una misura superiore a quella prevista dalla stessa Direttiva (Fig. 2.2). In Inghilterra e Galles, dove l'avvio del processo di liberalizzazione è stato avviato nel 1990, le riduzioni di prezzo che si sono registrate sin da quell'anno sono dell'ordine del 35 per cento in termini reali, rispetto a una riduzione media europea del 25 per cento. In Finlandia e Svezia, dove l'avvio del processo concorrenziale risale alla metà degli anni novanta, le riduzioni di prezzo sono state rispettivamente del 20 per cento e del 15 per cento dal 1996. Tali riduzioni si sono verificate in paesi in cui il livello dei prezzi risulta già tra i più bassi in Europa. Anche in Germania, paese che tradizionalmente presenta i prezzi più elevati in Europa, i prezzi sono calati del 28 per cento tra il marzo 1998 (data di attuazione della Direttiva) e l'agosto 2000.

FIG. 2.2 ANDAMENTO DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE UTENZE INDUSTRIALI (A)

Anni 1995-2000; numeri indice 1995 = 100



(A) UtENZE industriali con consumi di 2 GWh annui (5.000 h x 400 KW).

Fonte: Eurostat.

## L'andamento dei prezzi interni: indici e prezzi medi aggregati

Nonostante le due riduzioni che il prezzo dell'energia elettrica ha registrato nei primi mesi del 1999 (rispettivamente pari a -5,7 per cento in gennaio e a -0,8 per cento in marzo), nell'anno l'apporto deflattivo dell'energia elettrica è stato attenuato dai rincari che il servizio ha subito a partire da luglio, in seguito alla marcata risalita delle quotazioni petrolifere sui mercati internazionali (Tab. 2.17). Ciò nonostante, l'anno si è chiuso con un contributo dell'energia elettrica all'inflazione complessiva negativo, quantificabile in 0,05 punti percentuali.

Nel 2000 i continui rincari del prezzo del petrolio hanno completamente annullato la tendenza alla riduzione che, a inizio d'anno, la riforma tariffaria aveva impresso al prezzo dell'energia elettrica. Dopo il calo di mezzo punto percentuale registrato in gennaio, infatti, l'indice ha evidenziato incrementi costanti. In media d'anno, il prezzo dell'energia elettrica è cresciuto dell'8,2 per cento rispetto al 1999, con un apporto inflattivo misurato sui prezzi al consumo di poco inferiore a un punto percentuale<sup>5-6</sup>.

---

5 Nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), l'Istat rileva mensilmente il prezzo dell'energia elettrica, posto all'interno della categoria "Spesa per l'abitazione" (circa la procedura di rilevazione dell'indice elementare del prezzo dell'energia elettrica cfr. le precedenti *Relazioni Annuali*). Dal 1999 l'Istat modifica annualmente la struttura di ponderazione dell'indice dei prezzi NIC. Sino al 1998 l'incidenza dell'energia elettrica nel calcolo dell'indice generale era pari a 1,79 per cento, nel 1999 è scesa a 1,36 e nel 2000 si è ulteriormente ridotta a 1,18 per cento. Il peso dell'energia elettrica nel paniere totale, comprensivo cioè della rilevazione dei tabacchi, che sino al 1998 era pari a 1,76 per cento, è sceso a 1,33 nel 1999 e ha raggiunto 1,6 per cento nel 2000. Tali pesi si riducono a quelli prima indicati quando calcolati sull'indice totale esclusi i tabacchi - vale a dire sull'indice che determina il tasso d'inflazione ufficiale.

6 A causa di indisponibilità di dati di prezzo medio di fonte Enel dovuta a ristrutturazione del sistema interno di elaborazione dati non è possibile in questa edizione della Relazione Annuale porre a confronto l'indice Istat con l'indice di prezzo medio Enel.

TAV. 2.17 INDICI MENSILI DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA

Numeri indice 1995 = 100 e variazioni percentuali

	1999				2000			
	PREZZO NOMINALE	VAR. %	PREZZO REALE <sup>(A)</sup>	VAR. %	PREZZO NOMINALE	VAR. %	PREZZO REALE <sup>(A)</sup>	VAR. %
GENNAIO	89,3	-5,7	82,1	-7,0	94,4	2,2	84,9	3,4
FEBBRAIO	89,3	-5,7	81,9	-7,0	94,4	2,4	84,6	3,2
MARZO	88,6	-6,4	81,1	-7,7	94,6	2,5	84,5	4,2
APRILE	88,6	-6,4	80,9	-7,9	94,6	2,3	84,5	4,4
MAGGIO	88,8	-6,2	80,9	-7,7	97,7	2,4	86,9	7,5
GIUGNO	88,8	-6,2	80,9	-7,7	97,7	2,7	86,6	7,1
LUGLIO	90,2	-4,8	82,0	-6,4	99,5	2,6	88,1	7,5
AGOSTO	90,2	-4,8	81,9	-6,4	99,5	2,6	88,1	7,5
SETTEMBRE	93,2	-1,6	84,5	-3,4	100,6	2,7	88,8	5,1
OTTOBRE	93,2	-1,6	84,2	-3,6	100,6	2,6	88,6	5,2
NOVEMBRE	94,9	0,2	85,6	-1,9	103,1	2,8	90,4	5,7
DICEMBRE	94,9	0,2	85,5	-1,9	103,1	2,8	90,4	5,7
<b>MEDIA ANNUA</b>	<b>90,8</b>	<b>-4,1</b>	<b>82,6</b>	<b>-5,7</b>	<b>98,3</b>	<b>8,2</b>	<b>87,2</b>	<b>5,5</b>

(A) Rapporto percentuale tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (esclusi i tabacchi).

Fonte: Elaborazioni su dati Istat.

## QUALITÀ E CONDIZIONI DEL SERVIZIO

### Lo stato della qualità del servizio

Nel corso del 2000 l'Autorità ha effettuato la quarta indagine annuale sulla qualità del servizio<sup>7</sup>.

Come descritto più approfonditamente nel capitolo 6 di questa Relazione, alla fine del 1999 sono stati definiti dall'Autorità i livelli di qualità commerciale uniformi sul territorio nazionale e obbligatori per tutti gli esercenti con indennizzi automatici ai clienti in caso di mancato rispetto e i livelli generali di qualità riferiti alle interruzioni senza preavviso lunghe. Tali nuovi livelli obbligatori sono entrati in vigore nel corso del 2000. I nuovi standard nazionali di qualità definiti dall'Autorità superano definitivamente gli standard di qualità definiti dagli esercenti nelle proprie Carte dei servizi. Di conseguenza, dal prossimo anno l'indagine annuale dell'Autorità sulla qualità del servizio conterrà i risultati della verifica del rispetto dei livelli fissati dall'Autorità e non più la verifica del rispetto degli standard di qualità contenuti nelle Carte dei servizi.

### Adozione delle Carte dei servizi

L'Autorità ha verificato lo stato di adozione della Carta dei servizi presso gli esercenti e ha rilevato che il numero di esercenti che hanno adottato la Carta dei servizi è aumentato di anno in anno nel corso del periodo 1996-1999. Alla data del 31 dicembre 1999, oltre all'Enel 100 imprese distributrici locali hanno dichiarato di aver adottato la Carta dei servizi (7 in più dell'anno precedente). L'Enel ha predisposto dal 1996 una Carta dei servizi per ognuna delle 147 zone di distribuzione in cui era articolata l'organizzazione operativa; tale organizzazione è stata modificata nel 1999; a seguito della riorganizzazione sono stati introdotti nuovi standard per i 74 esercizi di distribuzione dell'attuale struttura operativa.

Nel 1999 i clienti del servizio elettrico il cui esercente ha adottato una Carta dei servizi sono 32,3 milioni e costituiscono il 99 per cento dell'intera utenza in bassa tensione in Italia (Tav. 2.18).

---

7 L'indagine ha lo scopo di verificare il rispetto degli standard dichiarati dagli esercenti nelle loro Carte dei servizi e di rilevare i livelli di qualità raggiunti nel 1999 a fronte di tali standard. La rilevazione si basa sui dati forniti dagli esercenti sotto la propria responsabilità.

TAV. 2.18 ADOZIONE DELLA CARTA DEI SERVIZI

ANNI	ENEL	MAGGIORI AZIENDE ELETTRICHE LOCALI <sup>(A)</sup>	ALTRE AZIENDE ELETTRICHE LOCALI <sup>(B)</sup>	TOTALE
NUMERO CARTE DEI SERVIZI ADOTTATE				
1996	147	22	42	211
1997	147	25	55	227
1998	147	26	67	240
1999	147	26	74	247
CLIENTI IN BASSA TENSIONE DEI SOGGETTI ESERCENTI CHE HANNO ADOTTATO LA CARTA DEI SERVIZI (milioni)				
1996	28,6	2,3	0,1	31,0
1997	28,8	2,4	0,1	31,3
1998	29,2	2,5	0,2	31,9
1999	29,6	2,5	0,2	32,3

(A) Maggiori imprese elettriche locali: imprese distributrici locali con più di 10.000 clienti in bassa tensione;  
(B) Altre imprese elettriche locali: imprese distributrici locali con meno di 10.000 clienti in bassa tensione;

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

### Verifica degli standard di qualità commerciale delle Carte dei servizi

Nel complesso, appare confermato anche per il 1999 quanto rilevato negli anni precedenti:

- gli standard delle Carte dei servizi sono piuttosto differenziati tra loro soprattutto per le imprese distributrici locali;
- le percentuali di casi fuori standard sono contenute per tutte le prestazioni sia per l'Enel, sia per le imprese distributrici locali (gli standard delle Carte dei servizi sono stati definiti in modo prudenziale);
- la media dei livelli effettivi è molto lontana dai livelli massimi dichiarati dai soggetti esercenti nelle Carte dei servizi;
- l'Enel ha verificato tutti gli indicatori di qualità in modo omogeneo su tutte le zone di distribuzione mentre gli altri esercenti, soprattutto i più piccoli, hanno verificato gli standard in modo incompleto.

Dall'indagine risulta inoltre che:

- in generale gli standard di qualità dichiarati dai soggetti esercenti il servizio nelle proprie carte dei servizi non vengono aggiornati periodicamente; solo 8 imprese distributrici locali hanno aggiornato i propri standard e, per Enel, questo è avvenuto per 12 esercizi a seguito della riorganizzazione delle zone operative;
- i tempi medi effettivi rilevati nel 1999 non hanno subito variazioni di rilievo rispetto al 1998;
- le prestazioni dell'Enel sono leggermente peggiorate pur mantenendosi su livelli medi largamente inferiori ai tempi massimi dichiarati (Tav. 2.19);
- il tempo medio effettivo delle maggiori imprese distributrici locali è peggiorato per l'esecuzione di preventivi, per le disattivazioni su richiesta del cliente, per le rettifiche di fatturazione e per la verifica dei misuratori, mentre è migliorato per l'allacciamento delle nuove utenze e per la verifica della tensione (Tav. 2.20);
- i tempi medi effettivi delle imprese distributrici locali di minore dimensione, invece, sono migliorati per tutte le prestazioni su richiesta del cliente ad eccezione dei tempi di risposta ai reclami (Tav. 2.21).



TAV. 2.19 RIEPILOGO RELATIVO A STANDARD SPECIFICI: ENEL S.P.A.

PRESTAZIONE	CASI (B)	STANDARD 1999 giorni			EFFETTIVO giorni (F)	
		VALORE PIÙ FREQUENTE (C)	VALORE MINIMO (D)	VALORE MASSIMO (E)	1998	1999
PREVENTIVI	299.514	40	25	55	16,5	17,4
ALLACCIAMENTI	273.188	50	50	80	5	5,8
ATTIVAZIONI E RIATTIVAZIONI(A)	1.373.679	10	10	20	1,5	1,5
DISATTIVAZIONI	868.396	12	12	15	2,8	2,8
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	31.020	28	28	28	13,3	12,2
RISPOSTA A RECLAMI	22.081	30	25	30	23,5	23,9
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	5.262	45	30	45	8,7	8,9
RIATTIVAZIONE CLIENTI MOROSI	474.947	1	1	1	1,0	1,0
VERIFICA MISURATORI	6.066	20	20	20	9,0	9,9
VERIFICA TENSIONE	1.359	20	20	20	7,1	7,6

(A) Sono comprese le autoattivazioni.

(B) Casi: numero totale di richieste per le prestazioni indicate.

(C) Standard valore più frequente: valore dello standard più frequente per le prestazioni indicate.

(D) Standard valore minimo: valore minimo tra gli standard dichiarati.

(E) Standard valore massimo: valore massimo tra gli standard dichiarati.

(F) Effettivo: valore medio ponderato del tempo effettivo.

Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

TAV. 2.20 RIEPILOGO RELATIVO A STANDARD SPECIFICI:  
IMPRESE DISTRIBUTRICI LOCALI CON PIÙ DI 10.000 CLIENTI

PRESTAZIONE	CASI (B)	STANDARD 1999 giorni			EFFETTIVO giorni (F)	
		VALORE PIÙ FREQUENTE (C)	VALORE MINIMO (D)	VALORE MASSIMO (E)	1998	1999
PREVENTIVI	21.148	25,9	7	35	16,8	22,8
ALLACCIAMENTI	10.410	17,1	5	40	9,6	7,4
ATTIVAZIONI E RIATTIVAZIONI <sup>(A)</sup>	137.105	7,4	2	12	3,4	3,0
DISATTIVAZIONI	91.536	7,7	2	12	4,5	5,6
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	3.406	23,4	8	30	15,4	15,8
RISPOSTA A RECLAMI	4.133	22,1	8	30	15,2	15,5
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	35.379	38,5	3	120	9,5	13,2
RIATTIVAZIONE CLIENTI MOROSI	17.657	1,0	1	2	0,9	1,0
VERIFICA MISURATORI	2.094	21,4	5	30	6,3	13,0
VERIFICA TENSIONE	2.018	3,3	1	30	5,2	1,3

(A) Sono comprese le autoattivazioni.

(B) Casi: numero totale di richieste per le prestazioni indicate.

(C) Standard valore più frequente: valore dello standard più frequente per le prestazioni indicate.

(D) Standard valore minimo: valore minimo tra gli standard dichiarati.

(E) Standard valore massimo: valore massimo tra gli standard dichiarati.

(F) Effettivo: valore medio ponderato del tempo effettivo.

Nota:

Il numero di esercenti che hanno verificato gli standard in modo valido è variabile da prestazione a prestazione.

Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

TAV. 2.21 RIEPILOGO RELATIVO A STANDARD SPECIFICI:  
IMPRESE DISTRIBUTRICI LOCALI CON MENO DI 10.000 CLIENTI

PRESTAZIONE	CASI (B)	STANDARD 1999 giorni			EFFETTIVO giorni (F)	
		VALORE PIÙ FREQUENTE (C)	VALORE MINIMO (D)	VALORE MASSIMO (E)	1998	1999
PREVENTIVI	3.033	21,5	1	45	10,2	6,0
ALLACCIAMENTI	3.615	17,5	2	40	10,1	8,2
ATTIVAZIONI E RIATTIVAZIONI <sup>(A)</sup>	5.387	6,1	1	15	3,7	2,8
DISATTIVAZIONI	4.494	4,8	1	12	3,4	2,9
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	350	21,9	2	30	13,0	7,1
RISPOSTA A RECLAMI	195	22,8	1	30	9,8	9,9
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	532	28,0	2	80	12,3	8,5
RIATTIVAZIONE CLIENTI MOROSI	276	1,7	1	20	1,2	1,1
VERIFICA MISURATORI	568	15,1	1	20	6,1	2,7
VERIFICA TENSIONE	238	9,9	1	20	4,8	3,4

(A) Sono comprese le autoattivazioni.

(B) Casi: numero totale di richieste per le prestazioni indicate.

(C) Standard valore più frequente: valore dello standard più frequente per le prestazioni indicate.

(D) Standard valore minimo: valore minimo tra gli standard dichiarati.

(E) Standard valore massimo: valore massimo tra gli standard dichiarati.

(F) Effettivo: valore medio ponderato del tempo effettivo.

Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

## Rimborsi ai clienti

Lo schema generale di riferimento della Carta dei servizi del settore elettrico, in vigore nel 1999, stabilisce che gli esercenti individuino almeno 4 standard specifici da assoggettare a rimborso e prevede che le imprese distributrici, a fronte del mancato rispetto di tali indicatori per cause non imputabili al cliente o a terzi, riconoscano un rimborso ai clienti coinvolti.

La scelta degli indicatori di qualità da assoggettare a rimborso, l'entità del rimborso, le procedure di rimborso sono lasciati alle imprese distributrici. Dall'analisi effettuata risulta che gli indicatori di qualità sottoposti a rimborso sono molto diversi da esercente a esercente, mentre non sono state riscontrate differenze di rilievo tra gli esercenti sull'entità dei rimborsi. Per quanto riguarda le modalità di rimborso, l'Enel e quasi tutte le imprese distributrici locali hanno definito procedure di rimborso su richiesta del cliente. Solo l'Ami-Imola, l'Aem-Torino e, dall'1 ottobre 1999, anche l'Asm-Brescia hanno adottato procedure di rimborso automatico.

Le procedure di rimborso rimangono tuttavia ancora scarsamente utilizzate. Il limitato numero dei rimborsi richiesti dai clienti a fronte del numero dei casi per i quali ne avrebbero avuto diritto è dovuto soprattutto alla scarsa conoscenza della Carta dei servizi da parte dei clienti (Tav. 2.22)<sup>8</sup>.

Dall'1 luglio 2000 in caso di mancato rispetto degli standard nazionali specifici di qualità commerciale sono previsti rimborsi automatici ai clienti. Una prima sintesi dei rimborsi pagati dagli esercenti agli utenti per effetto della nuova regolazione della qualità commerciale definita dall'Autorità è contenuta nel capitolo 6 di questa Relazione.

---

8 Per il confronto del numero dei casi di mancato rispetto degli standard delle Carte dei servizi soggetti a rimborso nel periodo 1996-1999, è necessario tenere presente che dal 1999 sono disponibili i dati di Acea-Roma relativi al numero di casi fuori standard, separati in relazione alle cause di mancato rispetto degli standard, mentre questi dati non erano disponibili negli anni precedenti (Tav. 2.23).

TAV. 2.22 RIMBORSI AI CLIENTI

	ENEL S.P.A.	MAGGIORI AZIENDE ELETTRICHE LOCALI <sup>(B)</sup>	ALTRE AZIENDE ELETTRICHE LOCALI <sup>(C)</sup>	TOTALE
CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO PER CAUSE IMPUTABILI ALL'ESERCENTE	3.714	4.635 <sup>(A)</sup>	69	8.418
RICHIESTE DI RIMBORSO PRESENTATE DA PARTE DEI CLIENTI	3	5	11	19
RIMBORSI CONCESSI	2	9	11	22
IMPORTO TOTALE DEI RIMBORSI CONCESSI (MILIONI DI LIRE)	0,1	0,7	1,1	1,9

(A) Sono compresi i dati dell'Aceca-Roma (3.945 casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso)

(B) Maggiori aziende elettriche locali: imprese distributrici locali con più di 10.000 utenti in bassa tensione.

(C) Altre aziende elettriche locali: imprese distributrici locali con meno di 10.000 utenti in bassa tensione.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

TAV. 2.23 EVOLUZIONE DEL NUMERO DI CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO

CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO PER CAUSE IMPUTABILI ALL'ESERCENTE	ENEL S.P.A.	MAGGIORI AZIENDE ELETTRICHE LOCALI <sup>(C)</sup>	ALTRE AZIENDE ELETTRICHE LOCALI <sup>(D)</sup>	TOTALE
NEL 1996	23.607	212 <sup>(A)</sup>	27	23.846
NEL 1997	5.289	810 <sup>(A)</sup>	n.d.	6.099
NEL 1998	3.708	423 <sup>(A)</sup>	36	4.167
NEL 1999	3.714	4.635 <sup>(B)</sup>	69	8.418

(A) Non sono compresi i dati dell'Aceca-Roma.

(B) Sono compresi i dati dell'Aceca-Roma (3.945 casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso).

(C) Maggiori imprese elettriche locali: imprese distributrici locali con più di 10.000 utenti in bassa tensione.

(D) Altre imprese elettriche locali: imprese distributrici locali con meno di 10.000 utenti in bassa tensione.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

## La continuità del servizio

Gli aspetti della continuità del servizio presi in esame dalla Carta dei servizi sono le interruzioni senza preavviso lunghe (con durata superiore a 3 minuti) e le interruzioni con preavviso (con preavviso ai clienti, di almeno 1 giorno).

Per ciascuna delle due tipologie di interruzione sono analizzati:

- il numero di interruzioni per cliente all'anno, cioè il rapporto tra la somma annuale del numero di clienti coinvolti nelle interruzioni e il numero di clienti a fine anno;
- la durata complessiva di interruzione per cliente, espressa in minuti persi all'anno per cliente, cioè il rapporto tra sommatoria annuale dei prodotti del numero di clienti coinvolti nell'interruzione per la durata di ciascun evento e il numero di clienti a fine anno.

Il numero e la durata delle interruzioni con preavviso e delle interruzioni senza preavviso lunghe relativamente ai clienti in bassa tensione serviti dall'Enel è disponibile per gli anni dal 1996 al 1999 (Tavv. 2.24 - 2.32). Per il 1999 non sono disponibili i dati relativi alle interruzioni senza preavviso lunghe nelle regioni Campania, Calabria e Sicilia. Una istruttoria formale dell'Autorità ha infatti accertato che i dati inizialmente forniti da Enel in merito a queste tre regioni non erano veritieri; essi sono stati pertanto esclusi da tutte le elaborazioni i cui risultati sono presentati in questo rapporto.

In media un cliente dell'Enel alimentato in bassa tensione ha subito, nel 1999, 3,8 interruzioni senza preavviso lunghe (erano 4,8 nel 1996, 4,6 nel 1997 e 4,1 nel 1998), per un totale di 191 minuti persi per cliente (erano 272 nel 1996, 209 nel 1997 e 196 nel 1998). Questi dati comprendono tutte le cause di interruzione. Sono disponibili anche i dati relativi alle interruzioni al netto di quelle causate da eventi dovuti a situazioni straordinarie o causati da terzi (Tav. 2.24).

Ai valori nazionali di continuità del servizio non corrisponde una situazione uniforme in tutto il paese: nel nord la media è di 2,7 interruzioni per cliente all'anno (145 minuti persi per cliente), mentre nel Mezzogiorno, escluse le regioni Campania, Calabria e Sicilia, la media sale a 5,4 interruzioni per cliente all'anno (297 minuti persi per cliente; Tav. 2.24).

TAV. 2.24 INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO LUNGHE: ENEL S.P.A.

	ITALIA	NORD	CENTRO	SUD
<b>NUMERO DI INTERRUZIONI PER CLIENTE</b>				
1996	4,8	3,5	5,1	6,1
1997	4,6	2,8	5,7	6,1
1998	4,1	2,6	4,9	5,4
1999 <sup>(A)</sup>	3,8	2,7	5,2	5,4
<b>DURATA COMPLESSIVA DELLE INTERRUZIONI (minuti persi in media per utente)</b>				
1996	272	159	285	403
1997	209	125	229	302
1998	196	121	230	270
1999 <sup>(A)</sup>	191	145	227	297

(A) Dati al netto degli ambiti territoriali i cui dati sono stati considerati non validi.

Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

TAV. 2.25 INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO LUNGHE DEPURATE DA EVENTI DOVUTI A SITUAZIONI STRAORDINARIE O CAUSATI DA TERZI: ENEL S.P.A.

	ITALIA	NORD	CENTRO	SUD
<b>NUMERO DI INTERRUZIONI PER CLIENTE</b>				
1998	3,7	2,3	4,5	4,9
1999 <sup>(A)</sup>	3,3	2,2	4,6	5,0
<b>DURATA COMPLESSIVA DELLE INTERRUZIONI (minuti persi in media per utente)</b>				
1998	170	103	200	235
1999 <sup>(A)</sup>	145	96	185	253

(A) Dati al netto degli ambiti territoriali i cui dati sono stati considerati non validi.

Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

TAV. 2.26 INTERRUZIONI CON PREAVVISO: ENEL S.P.A.

	ITALIA	NORD	CENTRO	SUD
NUMERO DI INTERRUZIONI PER CLIENTE				
1996	1,2	1,0	1,7	0,8
1997	0,9	0,9	1,2	0,6
1998	0,6	0,5	0,7	0,6
1999	0,4	0,4	0,6	0,4
DURATA COMPLESSIVA DELLE INTERRUZIONI (minuti persi in media per cliente)				
1996	98	99	109	87
1997	82	99	88	70
1998	60	59	83	50
1999	61	58	97	46

Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

### La nuova classificazione territoriale

I livelli effettivi di continuità (sia in numero che in durata delle interruzioni) devono essere analizzati anche in relazione alle caratteristiche del territorio servito. Infatti, in Italia come altrove, le aree rurali sono servite da linee aeree, che sono più vulnerabili sotto il profilo della continuità. Per questi motivi, fino al 1999 l'Enel ha utilizzato una propria classificazione territoriale che distingueva tra aree urbane, aree semiurbane e aree rurali. Le imprese elettriche locali non avevano adottato una simile classificazione, pur servendo zone con caratteristiche territoriali non sempre omogenee. Questo dava luogo a difficoltà di comparazione tra i diversi soggetti esercenti.

Nel quadro del provvedimento che definisce le regole della misurazione delle interruzioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica ([delibera n. 128/99](#)), l'Autorità ha introdotto una nuova classificazione territoriale in funzione della popolazione residente per comune, valida per tutti gli esercenti.

In base alla nuova classificazione, sono state definite:

- aree ad alta concentrazione: comuni con popolazione superiore a 50.000 abitanti;
- aree a media concentrazione: comuni con popolazione compresa tra 5.000 e 50.000 abitanti;
- aree a bassa concentrazione: comuni con popolazione non superiore a 5.000 abitanti.



Inoltre, gli esercenti operanti nei comuni con più di 50.000 abitanti hanno potuto presentare all'Autorità istanza di riclassificazione territoriale ai fini di una più precisa classificazione del territorio delle grandi città separando zone periferiche (a bassa o media concentrazione) da zone centrali (ad alta concentrazione).

La nuova classificazione territoriale definita dall'Autorità supera la precedente classificazione dell'Enel che distingueva tra aree urbane (aventi più di 30.000 abitanti), aree semiurbane (aventi tra 10.000 e 30.000 abitanti) e aree rurali (aventi meno di 10.000 abitanti). In particolare, la nuova classificazione territoriale permette di enucleare meglio le porzioni di territorio più tipicamente rurali, come anche quelle più tipicamente urbane (Tav. 2.27).

TAV. 2.27 RIPARTIZIONE DEI CLIENTI SECONDO LA NUOVA E VECCHIA CLASSIFICAZIONE TERRITORIALE

Anno 1999

CLIENTI IN BASSA TENSIONE	VECCHIA CLASSIFICAZIONE				NUOVA CLASSIFICAZIONE			
	AREA URBANA	AREA SEMI-URBANA	AREA RURALE	TOTALE	ALTA CONCEN-TRAZIONE	MEDIA CONCEN-TRAZIONE	BASSA CONCEN-TRAZIONE	TOTALE
	%	%	%	%	%	%	%	%
Enel S.p.A.	31	16	47	94	24	46	24	94
Principali Imprese elettriche locali	n.d.	n.d.	n.d.	6	5	0,5	0,5	6
<b>TOTALE</b>				<b>100</b>	<b>29</b>	<b>46,5</b>	<b>24,5</b>	<b>100</b>

Per le interruzioni senza preavviso lunghe, i dati di continuità del servizio sono disponibili già dal 1999 secondo la nuova classificazione, che permette di effettuare confronti omogenei tra i diversi esercenti e tra le regioni italiane (Tavv. 2.31 e 2.33). Per le interruzioni con preavviso, invece, i dati di continuità del servizio calcolati con la nuova classificazione saranno disponibili solo a partire dal 2000.

TAV. 2.28 NUMERO DELLE INTERRUZIONI CON PREAVVISO: ENEL S.P.A.

REGIONI	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI PER CLIENTE			
	TUTTO IL TERRITORIO <sup>(A)</sup>	SOLO AREA RURALE <sup>(B)</sup>	SOLO AREA SEMIURBANA <sup>(C)</sup>	SOLO AREA URBANA <sup>(D)</sup>
ABRUZZO	1,4	1,9	0,8	0,5
BASILICATA	1,1	1,5	0,0	0,1
CALABRIA	0,3	0,4	0,0	0,1
CAMPANIA	0,0	0,1	0,0	0,0
EMILIA ROMAGNA	0,4	0,7	0,1	0,1
FRIULI	0,5	0,7	0,4	0,1
LAZIO	0,9	1,7	0,9	0,3
LIGURIA	0,2	0,3	0,0	0,2
LOMBARDIA	0,3	0,4	0,1	0,0
MARCHE	0,4	0,5	0,3	0,4
MOLISE	1,2	1,3	0,6	1,1
PIEMONTE	0,4	0,5	0,2	0,2
PUGLIA	0,4	0,6	0,1	0,2
SARDEGNA	0,5	0,7	0,3	0,1
SICILIA	0,3	0,4	0,1	0,1
TOSCANA	0,5	0,9	0,4	0,2
TRENTINO	0,7	0,9	0,0	0,1
UMBRIA	0,5	0,6	0,8	0,1
VALLE D'AOSTA	1,0	1,2	-	0,0
VENETO	0,8	1,0	0,6	0,3
<b>ITALIA</b>	<b>0,4</b>	<b>0,7</b>	<b>0,3</b>	<b>0,2</b>
<i>NORD</i>	<i>0,4</i>	<i>0,6</i>	<i>0,2</i>	<i>0,1</i>
<i>CENTRO</i>	<i>0,6</i>	<i>1,0</i>	<i>0,6</i>	<i>0,2</i>
<i>SUD</i>	<i>0,4</i>	<i>0,6</i>	<i>0,1</i>	<i>0,1</i>

(A) Tutto il territorio: media ponderata tra aree urbane, semiurbane e rurali.

(B) Aree rurali: località con popolazione inferiore a 10.000 abitanti.

(C) Aree semiurbane: località con popolazione compresa tra 10.000 e 30.000 abitanti.

(D) Aree urbane: località con popolazione superiore a 30.000 abitanti.

Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

TAV. 2.29 DURATA DELLE INTERRUZIONI CON PREAVVISO: ENEL S.P.A.

REGIONI	MINUTI PERSI PER CLIENTE			
	TUTTO IL TERRITORIO <sup>(A)</sup>	SOLO AREA RURALE <sup>(B)</sup>	SOLO AREA SEMIURBANA <sup>(C)</sup>	SOLO AREA URBANA <sup>(D)</sup>
ABRUZZO	214	297	105	67
BASILICATA	106	137	0	5
CALABRIA	49	64	20	12
CAMPANIA	3	7	0	1
EMILIA ROMAGNA	66	102	29	24
FRIULI	75	89	67	26
LAZIO	164	282	185	68
LIGURIA	20	30	6	14
LOMBARDIA	35	52	18	14
MARCHE	33	38	26	29
MOLISE	211	233	94	213
PIEMONTE	44	70	12	8
PUGLIA	12	26	1	4
SARDEGNA	69	106	17	13
SICILIA	38	68	24	12
TOSCANA	56	96	38	22
TRENTINO	87	102	0	5
UMBRIA	65	77	98	22
VALLE D'AOSTA	122	144	-	12
VENETO	119	157	88	39
<b>ITALIA</b>	<b>61</b>	<b>93</b>	<b>44</b>	<b>21</b>
<i>NORD</i>	<i>58</i>	<i>86</i>	<i>33</i>	<i>18</i>
<i>CENTRO</i>	<i>97</i>	<i>143</i>	<i>113</i>	<i>43</i>
<i>SUD</i>	<i>46</i>	<i>82</i>	<i>17</i>	<i>11</i>

(A) Tutto il territorio: media ponderata tra aree urbane, semiurbane e rurali.

(B) Aree rurali: località con popolazione inferiore a 10.000 abitanti.

(C) Aree semiurbane: località con popolazione compresa tra 10.000 e 30.000 abitanti.

(D) Aree urbane: località con popolazione superiore a 30.000 abitanti.

Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

TAV. 2.30 INTERRUZIONI CON PREAVVISO: PRINCIPALI IMPRESE DISTRIBUTRICI LOCALI

IMPRESE DISTRIBUTRICI LOCALI	CLIENTI	NUMERO	DURATA (minuti)
ACEA-ROMA <sup>(A)</sup>	770.704	0,1	20
AEM-MILANO	435.924	0,4	26
AEM-TORINO	248.249	0,4	26
ACEGAS-TRIESTE	137.802	0,3	30
ASM-BRESCIA	117.353	0,3	23
AEC-BOLZANO <sup>(A)</sup>	116.585	0,1	10
META-MODENA	108.712	0,4	22

(A) Per Acea-Roma e per Aec-Bolzano i dati indicati si riferiscono alle sole aree ad alta concentrazione come definite dalla delibera n. 128/99.

Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

TAV. 2.31 NUMERO DELLE INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO LUNGHE: ENEL S.P.A.

REGIONI	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI PER CLIENTE			
	TUTTO IL TERRITORIO <sup>(A)</sup>	BASSA CONCENTRAZIONE <sup>(B)</sup>	MEDIA CONCENTRAZIONE <sup>(C)</sup>	ALTA CONCENTRAZIONE <sup>(D)</sup>
PIEMONTE	3,5	5,2	2,5	1,7
VALLE D'AOSTA	2,0	2,3	0,3	
LIGURIA	3,7	8,3	2,6	2,0
LOMBARDIA	1,7	2,3	1,4	1,1
TRENTINO ALTO ADIGE	4,6	5,1	4,5	1,8
VENETO	2,6	4,1	2,5	1,0
FRIULI VENEZIA GIULIA	2,8	4,6	2,2	1,2
EMILIA ROMAGNA	3,1	6,0	3,0	1,0
TOSCANA	4,8	8,5	5,6	2,0
MARCHE	3,5	4,8	3,0	2,2
UMBRIA	4,2	5,7	4,2	1,8
LAZIO	6,3	9,6	7,3	2,6
ABRUZZO	5,9	8,2	4,9	2,1
MOLISE	4,6	5,9	3,9	1,8
CAMPANIA <sup>(E)</sup>	NV	NV	NV	NV
PUGLIA	4,5	6,9	4,5	2,5
BASILICATA	4,8	5,9	5,1	1,0
CALABRIA <sup>(E)</sup>	NV	NV	NV	NV
SICILIA <sup>(E)</sup>	NV	NV	NV	NV
SARDEGNA	7,3	10,5	7,0	2,2
<b>ITALIA</b>	<b>3,8</b>	<b>5,6</b>	<b>3,7</b>	<b>1,7</b>
<i>NORD</i>	<i>2,7</i>	<i>4,3</i>	<i>2,2</i>	<i>1,3</i>
<i>CENTRO</i>	<i>5,2</i>	<i>7,8</i>	<i>5,8</i>	<i>2,3</i>
<i>SUD<sup>(E)</sup></i>	<i>5,4</i>	<i>8,1</i>	<i>5,0</i>	<i>2,2</i>

(A) alta concentrazione: comuni con popolazione superiore a 50.000 abitanti (salvo porzioni periferiche riclassificate).

(B) media concentrazione: comuni con popolazione superiore a 5.000 e inferiore a 50.000 abitanti.

(C) bassa concentrazione: comuni con popolazione inferiore a 50.000 abitanti.

(D) tutto il territorio: media ponderata tra ambiti ad alta, media e bassa concentrazione.

(E) Dati al netto degli ambiti territoriali i cui dati sono stati considerati non validi.

Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

TAV. 2.32 DURATA DELLE INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO LUNGHE: ENEL S.P.A.

REGIONI	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI PER CLIENTE			
	TUTTO IL TERRITORIO <sup>(A)</sup>	BASSA CONCENTRAZIONE <sup>(B)</sup>	MEDIA CONCENTRAZIONE <sup>(C)</sup>	ALTA CONCENTRAZIONE <sup>(D)</sup>
PIEMONTE	256	462	143	48
VALLE D'AOSTA	90	108	9	
LIGURIA	214	571	120	91
LOMBARDIA	76	108	67	44
TRENTINO ALTO ADIGE	254	287	249	84
VENETO	117	198	105	38
FRIULI VENEZIA GIULIA	120	209	95	34
EMILIA ROMAGNA	147	296	137	41
TOSCANA	175	295	202	82
MARCHE	144	211	122	80
UMBRIA	198	258	203	77
LAZIO	305	485	349	128
ABRUZZO	390	629	270	104
MOLISE	262	325	224	118
CAMPANIA <sup>(E)</sup>	NV	NV	NV	NV
PUGLIA	207	369	206	102
BASILICATA	295	367	306	61
CALABRIA <sup>(E)</sup>	NV	NV	NV	NV
SICILIA <sup>(E)</sup>	NV	NV	NV	NV
SARDEGNA	410	579	376	166
<b>ITALIA</b>	<b>191</b>	<b>323</b>	<b>170</b>	<b>75</b>
<i>NORD</i>	<i>145</i>	<i>271</i>	<i>105</i>	<i>51</i>
<i>CENTRO</i>	<i>227</i>	<i>346</i>	<i>250</i>	<i>103</i>
<i>SUD<sup>(E)</sup></i>	<i>297</i>	<i>503</i>	<i>252</i>	<i>118</i>

(A) alta concentrazione: comuni con popolazione superiore a 50.000 abitanti (salvo porzioni periferiche riclassificate).

(B) media concentrazione: comuni con popolazione superiore a 5.000 e inferiore a 50.000 abitanti.

(C) bassa concentrazione: comuni con popolazione inferiore a 50.000 abitanti.

(D) tutto il territorio: media ponderata tra ambiti ad alta, media e bassa concentrazione.

(E) Dati al netto degli ambiti territoriali i cui dati sono stati considerati non validi.

Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

TAV. 2.33 NUMERO E DURATA DELLE INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO LUNGHE: PRINCIPALI IMPRESE DISTRIBUTRICI LOCALI

IMPRESE DISTRIBUTRICI LOCALI	CLIENTI	DURATA <sup>(A)</sup> minuti persi per cliente			NUMERO <sup>(B)</sup> numero di interruzioni per cliente		
		BASSA CONCENTRAZ. (C)	MEDIA CONCENTRAZ. (D)	ALTA CONCENTRAZ. (E)	BASSA CONCENTRAZ. (C)	MEDIA CONCENTRAZ. (D)	ALTA CONCENTRAZ. (E)
		ACEA-ROMA	770.704	530	185	108	6,7
AEM-MILANO	435.924		44	55		0,7	1,1
AEM-TORINO	248.249			42			1,5
ACEGAS-TRIESTE	137.802			54			1,2
ASM-BRESCIA	117.353			19			0,8
AEC-BOLZANO	116.585	205	93	37	5,8	5,5	2,2
META-MODENA	108.712	NV		NV	NV		NV

(A) minuti persi per cliente.

(B) numero di interruzioni lunghe senza preavviso per cliente.

(C) alta concentrazione: comuni con popolazione superiore a 50.000 abitanti (salvo porzioni periferiche riclassificate).

(D) media concentrazione: comuni con popolazione superiore a 5.000 e inferiore a 50.000 abitanti.

(E) bassa concentrazione: comuni con popolazione inferiore a 50.000 abitanti.

Fonte: Dichiarazioni dell' esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

## La soddisfazione delle famiglie nella fruizione del servizio elettrico

La legge n. 481/95 prevede che l'Autorità svolga periodiche rilevazioni della soddisfazione degli utenti e della qualità del servizio reso. L'Autorità ha già svolto nel gennaio 1998 un'indagine approfondita sulla soddisfazione e le aspettative degli utenti domestici presentata nel terzo *Quaderno* della collana *Documenti*.

Allo scopo di disporre di un monitoraggio annuale della soddisfazione degli utenti domestici di energia elettrica e gas, dal 1998 l'Autorità ha avviato una collaborazione con l'Istituto nazionale di statistica (Istat). Congiuntamente con Istat è stata progettata e realizzata una sezione dell'indagine "multiscopo" specificamente dedicata ai servizi regolati dall'Autorità, cioè la fornitura di energia elettrica e di gas.

Gli obiettivi della sezione dell'indagine multiscopo dedicata ai servizi di energia elettrica e gas sono quindi quelli di rilevare sistematicamente, per entrambi i servizi, sia la soddisfazione degli utenti domestici (famiglie) per il servizio complessivo, sia la soddisfazione degli utenti domestici per le principali componenti di qualità del servizio, come la continuità del servizio, la stabilità della tensione o della pressione, la frequenza di lettura, la comprensibilità delle bollette, le informazioni agli utenti e la sicurezza del servizio.

La rilevazione viene ripetuta annualmente; i dati riportati di seguito si riferiscono al novembre 2000 e ad un campione di oltre 20.000 famiglie.

Il grado di soddisfazione degli utenti domestici per il servizio elettrico nel 1999 è risultato complessivamente molto elevato: il 33,1 per cento si dichiara "molto soddisfatto" e il 62,6 per cento "abbastanza soddisfatto", per un totale del 90,7 per cento di utenti complessivamente soddisfatti. Questi dati confermano dati già disponibili da altre ricerche, sia italiane che internazionali, secondo cui il livello di soddisfazione per il servizio elettrico è in generale piuttosto alto, anche rispetto ad altri servizi pubblici.

La percezione sulla qualità del servizio elettrico è influenzata dall'area territoriale di residenza e dell'ampiezza del comune di residenza. La quota di coloro che hanno dichiarato di essere poco o per niente soddisfatti del servizio elettrico raggiunge l'8,1 per cento del totale nazionale, ma cresce nei comuni piccoli (10,2 per cento nei comuni con meno di 2.000 abitanti), al sud (9,8 per cento) e nelle isole (13,6 per cento).

L'analisi dei dati di soddisfazione e insoddisfazione per tipologia di centro abitato mostra un aumento della insoddisfazione tra le aree nei comuni fino a 50.000 abitanti rispetto ai centri urbani a maggiore popolazione. La percentuale di insoddisfatti è infatti compresa tra l'8,1 ed il 10,2 per cento delle famiglie nei comuni di ampiezza fino a 50.000 abitanti, mentre è inferiore al 7 per



cento nei centri maggiori e scende al 5,9 per cento nelle principali aree metropolitane (Tav. 2.34). Rispetto alla precedente rilevazione del 1999 si nota una diminuzione della soddisfazione del servizio elettrico pari al 2,1 per cento per gli utenti residenti nelle periferie delle aree urbane.

Più accentuate sono le variazioni intorno alla media nazionale dei livelli di soddisfazione e insoddisfazione delle diverse ripartizioni territoriali. Rispetto a una media nazionale dell' 8,1 per cento, la percentuale degli insoddisfatti varia dal 5 per cento del Nord Ovest, al 7,1 per cento del Nord Est, all' 8,5 per cento del Centro, fino ad arrivare al 9,8 per cento nel Sud e al 13,6 per cento delle isole maggiori (Tav. 2.35). Rispetto alla precedente rilevazione del 1999 si nota un aumento della soddisfazione del servizio elettrico per gli utenti del Mezzogiorno pari al 2,6 per cento.

Un'analisi regionale di maggiore dettaglio mostra come le regioni in cui la insoddisfazione complessiva è maggiore sono la Calabria (18,3 per cento), la Puglia (6,8 per cento), la Sardegna (13,6 per cento) e la Sicilia (13,5 per cento); le regioni con la minore insoddisfazione sono il Trentino Alto Adige (3,4 per cento) e la Liguria (4,4) (Fig. 2.3).

L'analisi della soddisfazione per i singoli fattori della qualità del servizio permette di individuare le aree di miglioramento secondo la percezione degli utenti. I fattori di qualità esaminati sono:

- continuità del servizio (interruzioni)
- stabilità della tensione (sbalzi di tensione)
- frequenza di lettura dei contatori
- comprensibilità della "bolletta"
- informazioni sul servizio.

Dalla tavola 2.36 emerge che gli intervistati sono più soddisfatti dei fattori tecnici di qualità del servizio (continuità e stabilità della tensione) e meno dei fattori commerciali (lettura, bollette e informazioni). In particolare, l'insoddisfazione per la frequenza di lettura tocca un utente su quattro (24,6 per cento); anche per la comprensibilità della bolletta e l'adeguatezza delle informazioni sul servizio si registrano livelli di insoddisfazione elevati (rispettivamente 24,2 per cento e 24,1 per cento).

TAV. 2.34 SODDISFAZIONE COMPLESSIVA DELLE FAMIGLIE PER IL SERVIZIO ELETTRICO

Analisi per tipo di centro abitato.

	SODDISFATTI (MOLTO E ABBASTANZA SODDISFATTI)	INSODDISFATTI (POCO E PER NIENTE SODDISFATTI)
ITALIA	90,7	8,1
AREE METROPOLITANE - CENTRO	93,3	5,9
AREE METROPOLITANE - PERIFERIA	88,4	9,6
COMUNI CON PIÙ DI 50.000 AB.	91,9	6,9
COMUNI TRA 10.000 E 50.000 AB.	90,4	8,1
COMUNI TRA 2.000 E 10.000 AB.	89,7	9,1
COMUNI CON MENO DI 2.000 AB.	88,8	10,2

Fonte: Elaborazione su dati Istat.

TAV. 2.35 SODDISFAZIONE COMPLESSIVA DELLE FAMIGLIE PER IL SERVIZIO ELETTRICO

Analisi per ripartizione territoriale.

	SODDISFATTI (MOLTO E ABBASTANZA SODDISFATTI)	INSODDISFATTI (POCO E PER NIENTE SODDISFATTI)
ITALIA	90,7	8,1
NORD OVEST	94,2	5,0
NORD EST	91,8	7,1
CENTRO	89,7	8,5
SUD	88,8	9,8
ISOLE	84,5	13,6

Fonte: Elaborazione su dati Istat.

TAV. 2.36 SODDISFAZIONE PER ALCUNI FATTORI DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO ELETTRICO

	SODDISFATTI (MOLTO E ABBASTANZA SODDISFATTI)	INSODDISFATTI (POCO E PER NIENTE SODDISFATTI)
GIUDIZIO COMPLESSIVO SULLA QUALITÀ	90,7	8,1
GIUDIZI ANALITICI		
CONTINUITÀ DEL SERVIZIO	91,2	7,5
STABILITÀ DELLA TENSIONE	87,2	11,3
FREQUENZA DI LETTURA	73,6	24,6
COMPRESIBILITÀ DELLA BOLLETTA	74,2	24,2
INFORMAZIONI SUL SERVIZIO	73,5	24,1

Fonte: Elaborazione su dati Istat.

FIG. 2.3 INSODDISFAZIONE DEGLI UTENTI PER IL SERVIZIO ELETTRICO

Media Italia 8,1

