

TABELLA 1 BILANCIO ENERGETICO NAZIONALE DI SINTESI, ANNO 1995

DISPONIBILITÀ ED IMPIEGHI	FONTI PRIMARIE, QUANTITÀ milioni di TEP				
	Solidi	Gas	Petrolio	Elettricità	Totale
1- Produzione	1,4	16,5	5,3	10,0	33,2
2- Importazione	13,3	28,5	106,6	8,5	156,9
3- Esportazione	0,1	0,0	16,8	0,3	17,3
4- Variazione scorte	0,8	0,2	-0,6	0,0	0,4
5- CONSUMO INTERNO LORDO (1+2-3-4)	13,8	44,8	95,7	18,2	172,4
6- CONSUMI E PERDITE SETTORE ENERGIA	-1,2	-0,5	-6,5	-38,9	-47,1
7- TRASFORMAZIONI IN ENERGIA ELETTRICA	-6,4	-9,3	-25,4	41,2	0,1
TOTALI IMPIEGHI FINALI (5+6+7)	6,2	35,0	63,8	20,5	125,4
Industria	5,0	14,9	6,7	10,3	36,9
Trasporti	0,0	0,2	36,9	0,7	37,8
Altri usi energetici	1,0	18,9	11,0	9,5	40,4
Usi non energetici	0,2	1,0	6,8	0,0	7,9
Bunkeraggi	0,0	0,0	2,4	0,0	2,4

TABELLA 2 ANDAMENTO TEMPORALE DEI CONSUMI ENERGETICI NAZIONALI (milioni di TEP)

SETTORE DI CONSUMO	1970	1973	1975	1980	1985	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Industria	42,5	47,7	42,4	45,7	39,4	44,8	43,8	44,2	41,8	43,2	44,7
Trasporti	15,8	26,5	24,6	28,5	30,6	36,3	37,1	38,5	39,3	39,3	40,3
Civili [1]	26,5	32,4	32,9	35,1	36,3	38,5	41,4	40,1	40,6	37,8	40,6
IMPIEGHI FINALI TOTALI	84,8	106,6	99,9	109,3	106,3	119,6	122,3	122,8	121,7	120,3	125,6
ENERGIA [2]	35,4	33,2	33,2	37,7	39,9	43,9	44,5	45,4	44,9	44,9	47,0
IMPIEGHI INTERNI LORDI TOTALI	120,2	139,8	133,1	147,0	146,2	163,5	166,8	168,2	166,6	165,2	172,6
PRODOTTO INTERNO LORDO [3]	525,0	587,0	601,0	756,0	811,0	941,0	953,0	960,0	953,0	974,0	1.003,0

TABELLA 3 ANDAMENTO TEMPORALE DAGLI APPROVVIGIONAMENTI ENERGETICI NAZIONALI (milioni di TEP)

FONTI PRIMARIE	1970	1973	1975	1980	1985	1990	1991	1992	1993	1994	1995
PRODUZIONE NAZIONALE	24,8	25,4	25,1	24,7	27,3	28,4	30,5	31,5	32,3	34,2	33,1
Carboni, legna, ecc. [1]	2,0	1,9	1,3	1,1	1,2	1,3	1,3	1,5	1,3	1,3	1,4
Petrolio	1,5	1,1	1,1	1,8	2,4	4,6	4,3	4,5	4,6	4,9	5,2
Gas naturale	10,9	12,6	12,0	10,3	11,8	14,1	14,1	14,7	15,8	16,7	16,5
Energia elettrica primaria [2]	10,4	9,8	10,7	11,5	11,9	8,4	10,8	10,8	10,6	11,3	10,0
IMPORTAZIONI NETTE [3]	99,1	114,7	106,6	122,5	118,7	136,5	134,1	138,7	133,0	131,7	139,9
Carboni, legna, ecc. [1]	9,7	8,5	9,0	11,4	15,1	13,9	13,8	12,2	10,0	11,0	13,2
Petrolio	88,5	104,3	89,8	97,8	82,5	89,5	85,0	90,4	87,5	88,2	89,8
Gas naturale	0,0	1,7	7,2	11,9	15,9	25,5	27,6	28,3	26,8	24,2	28,7
Energia elettrica	0,9	0,2	0,6	1,4	5,2	7,6	7,7	7,8	8,7	8,3	8,2
VARIAZIONI DI SCORTE [4]	3,7	0,3	-1,4	0,2	-0,2	1,4	-2,2	2,0	-1,3	0,8	0,4
CONSUMO INTERNO LORDO TOTALE	120,2	139,8	133,1	147,0	146,2	163,5	166,9	168,2	166,6	165,1	172,6
Carboni, legna, ecc. [1]	11,3	10,5	9,9	12,5	16,1	15,8	15,1	13,6	12,0	12,8	13,9
Petrolio	86,9	105,0	93,6	98,8	85,7	92,6	91,8	94,9	93,2	92,1	95,7
Gas naturale	10,7	14,3	18,3	22,8	27,3	39,1	41,5	41,1	42,1	40,7	44,8
Energia elettrica primaria	11,3	10,0	11,3	12,9	17,1	16,0	18,5	18,6	19,3	19,5	18,2

Tabella 4

NOTA:

[1] include i consumi propri del settore elettrico e di tutti i settori di produzione di energia primaria (miniere, pozzi, ecc.) e secondaria (raffinerie, gas di città, cokerie, ecc.).

FONTE:

ENEL, ANNATE VARIE

zione di calore: sia nell'industria che nel settore civile. La situazione del 1980, in cui l'uso dei prodotti petroliferi era circa doppio di quello del metano, nel 1995 si è capovolta a favore del metano, soprattutto per il vantaggio di prezzo (il metano risulta mediamente meno tassato dei prodotti petroliferi per il consumatore finale) e per il minor ingombro (le infrastrutture del metano stanno prevalentemente all'esterno del luogo di consumo, diversamente da quelle per gli idrocarburi).

In Italia il fabbisogno energetico primario totale che è stato nel 1990 di 163,5 MTEP, è salito fino a 168,2 MTEP nel 1992 ed è ridisceso a 166,6 MTEP nel 1993, anno di recessione economica, per toccare i 172,6 MTEP nel 1995. La domanda di energia è cresciuta ad un tasso medio annuo dell'1,3% nel biennio 1990-92, quando il PIL è cresciuto dell'1,2% medio annuo. Tra il 1992 ed il 1993, il PIL è sceso dello 0,7% provocando la diminuzione dei consumi di energia dell'1,0%. Nel biennio 1994-95 il PIL è cresciuto in media del 2,6% all'anno ed i consumi energetici sono cresciuti dell'1,8% medio annuo. Secondo proiezioni basate sulle più recenti dinamiche di sviluppo dell'economia nazionale e dei prezzi internazionali, i consumi totali di energia primaria potrebbero salire a 180-184 MTEP nel 2000 e a 195-200 MTEP nel 2010.

Gli andamenti del triennio 1990-93 non sono stati molto diversi quantitativamente da quelli degli anni precedenti. Nel periodo 1983-90 il PIL è cresciuto ad un tasso del 2,9% medio annuo, mentre la domanda di energia primaria è cresciuta del 2,3% medio annuo. La differenza dei due tassi di crescita, fornisce la variazione dell'intensità energetica del reddito che è stata -0,6, nel periodo 1983-90 è simile a quella verificatasi nel triennio 1990-93, con un valore medio nel decennio 1983-93 pari a -0,4. Diventa preoccupante l'andamento dell'intensità energetica del reddito nel quinquennio 1990-95, che ha registrato un valore pari a -0,2. Questi valori si discostano completamente da quelli medi del decennio precedente 1973-83, quan-

do l'intensità energetica del reddito è stata pari a -2,7, permettendo di mantenere la domanda di energia primaria quasi costante nonostante il reddito nazionale aumentasse del 2,8% medio annuo. La differenza è stata causata dall'andamento dei prezzi dell'energia e, per essa, del petrolio greggio che occupa più della metà del mercato dell'energia: nell'ultimo decennio i prezzi del petrolio sono diminuiti in termini reali di un fattore 3,7 mentre nel decennio precedente sono aumentati in termini reali di un fattore 6,6.

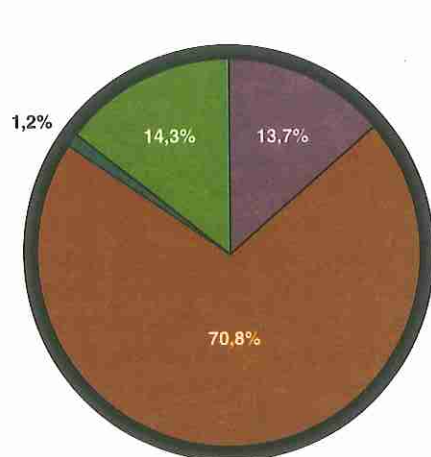
Alla crescita della domanda energetica, quasi ininterrotta nei decenni del dopoguerra non ha fatto riscontro un pari aumento delle risorse energetiche nazionali: dopo una lenta salita fino ai 25 MTEP nel 1970, la crescita si è arrestata, per riprendere negli anni Ottanta, fino al valore massimo del 1994, stimato in 34,2 MTEP, pari al 20,7% del fabbisogno primario, come nel 1970. Una dipendenza dell'80% dall'estero per i rifornimenti energetici al momento attuale, di notevole abbondanza dell'offerta e di stabilità delle regioni da cui essa proviene, non pone particolari preoccupazioni strategiche. Pone invece vincoli di bilancio che, insieme al "costo ambientale", consigliano di tenere sempre sotto osservazione il sistema energetico nazionale ed i mercati ad esso connessi, in cerca di miglioramenti di efficienza, di razionalizzazioni dell'offerta, di spostamento della domanda e di efficienza organizzativa e normativa.

Bilancio elettrico

Il settore elettrico costituisce il sotto-settore più delicato del sistema dell'offerta di energia, non tanto per le quantità in gioco (un terzo del fabbisogno energetico primario, mentre il settore petrolifero costituisce il 56%), quanto per la peculiarità dell'energia elettrica (che va prodotta quando viene richiesta e consumata), per la sua dinamica fortemente crescente in termini assoluti e relativi, per la crescente difficoltà di soddisfare la domanda con la produzione nazionale, e soprattutto per il valore economico delle attività (nel 1993

TABELLA 4 BILANCIO DELL'ENERGIA ELETTRICA (miliardi di KWh =TWh)

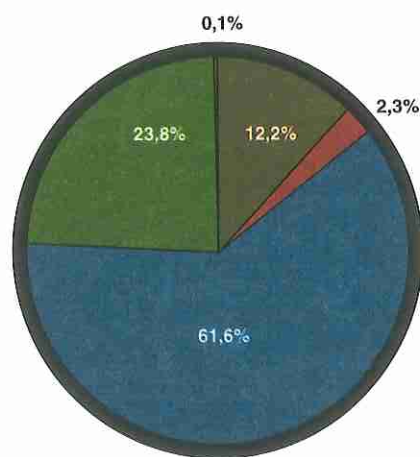
RISORSE ED IMPIEGHI	1970	1973	1975	1980	1985	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Idroelettrico	41,3	39,1	42,5	47,5	44,6	35,1	45,6	45,8	44,5	47,7	41,9
Geotermico	2,7	2,5	2,5	2,7	2,7	3,2	3,2	3,5	3,7	3,4	3,4
Nucleare	3,2	3,1	3,8	2,2	7,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Termoelettrica:	70,2	100,8	98,5	133,3	131,4	178,4	173,3	177,0	174,6	180,7	196,1
- petrolio e derivati	56,9	88,9	84,0	106,2	76,2	102,7	104,3	116,0	113,9	116,3	120,8
- gas naturale	5,7	4,5	7,7	9,2	24,7	39,1	35,9	35,2	39,6	40,4	46,4
- carboni	3,3	1,9	1,9	13,3	25,5	31,1	27,6	20,6	16,0	19,6	24,0
- lignite	1,3	1,2	1,4	1,3	1,3	1,0	0,9	0,7	0,6	0,3	0,2
- altri combustibili	3,0	4,3	3,5	3,3	3,7	4,5	4,6	4,5	4,5	4,1	4,7
PRODUZIONE TOTALE LORDA	117,4	145,5	147,3	185,7	185,7	216,7	222,1	226,3	222,8	231,8	241,5
ENERGIA DESTINATA A:											
- servizi ausiliari di produzione	4,6	6,4	6,8	8,4	9,5	11,6	11,6	11,8	11,4	11,6	12,3
- pompaggi	1,3	2,3	2,3	3,2	4,9	4,8	4,6	5,0	4,2	4,2	5,6
PRODUZIONE TOTALE NETTA	111,5	136,8	138,2	174,1	171,3	200,3	205,9	209,5	207,2	216,0	223,6
IMPORTAZIONE ELETTRICA NETTA	4,0	0,9	2,6	6,1	23,7	34,7	35,1	35,3	39,4	37,6	37,4
ENERGIA RICHIESTA SULLA RETE	115,5	137,7	140,8	180,2	195,0	235,0	241,0	244,8	246,6	253,6	261,0
PERDITE (TRASPORTO DISTRIBUZIONE)	9,8	11,8	12,6	16,6	17,5	16,4	17,4	16,8	17,7	17,1	17,6
CONSUMI INTERNI	105,7	125,9	128,2	163,6	177,5	218,6	223,6	228,0	228,9	236,5	243,4
- settore energia [1]	2,1	2,7	2,8	3,4	3,5	4,2	4,2	4,6	4,6	4,9	5,1
- agricoltura	1,1	1,3	1,6	2,6	3,3	4,2	4,2	4,3	4,6	4,7	4,5
- industria (eccetto energia)	67,3	77,2	76,2	93,9	92,8	110,8	110,9	111,3	109,8	114,5	119,7
- trasporti	4,2	4,4	4,8	5,3	5,7	6,7	7,0	7,2	7,2	7,3	7,5
- altri servizi	11,6	14,5	14,9	20,3	27,7	40,0	42,6	44,9	46,3	48,1	49,3
- domestico	19,4	25,8	27,9	38,1	44,5	52,7	54,7	55,7	56,4	57,0	57,3

**FIGURA 2
DOMANDA ED OFFERTA DI ENERGIA ELETTRICA AL 1995**OFFERTA PER FONTE,
valori % (261,1 TWh)PRODUZIONE IDROELETTRICA AL NETTO
DEI CONSUMI DI POMPAGGIO

PRODUZIONE NETTA TERMoeLETTRICA

PRODUZIONE NETTA GEOTERMoeLETTRICA

SALDO SCAMBI ESTERO

PRODUZIONE TERMoeLETTRICA
PER COMBUSTIBILE, valori % (196,0 TWh)

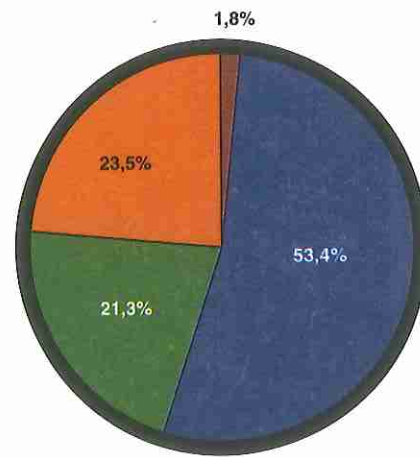
CARBONE

ALTRI COMBUSTIBILI

PRODOTTI PETROLIFERI

GAS NATURALE

LIGNITE

CONSUMI PER SETTORI,
valori % (243,4 TWh)

AGRICOLTURA

INDUSTRIA

TERZIARIO

USI DOMESTICI

più di 30 mila miliardi, superiore al valore del settore della raffinazione del petrolio greggio).

Anche nel 1995 si è registrata una crescita dell'elettricità richiesta sulla rete, sia in termini di energia che di potenza, come succede da più di 60 anni se si eccettuano gli anni della guerra (1942-45) e di forte crisi economica (1949, 1975, 1981, 1983) (tab. 4 e fig. 2). Nel 1993 i consumi di energia elettrica sono cresciuti dello 0,4%, anche se l'economia ha presentato una fase di recessione, con una riduzione del PIL dello 0,7%. Il rapporto tra la crescita dei consumi di energia elettrica e del PIL, la cosiddetta intensità elettrica, pari a 1,1 nel 1993, si è mantenuta superiore sia ai valori medi del periodo 1980-92 (+0,6) che a quelli del biennio 1994-95 (+0,4), contro valori medi prossimi a zero nel decennio precedente (1973-83).

Negli ultimi anni l'ENEL ha fatturato all'utenza circa l'87% dell'energia elettrica consumata in Italia. Il ricavo medio dell'ENEL su ogni kW fatturato è stato nel 1994 di quasi 162,54 lire, 72% da tariffa e 28% da Cassa Conguaglio; questo valore è il risultato di tariffe assai diverse, a seconda del settore d'uso e della potenza a cui l'energia viene fornita e di assai diversi contributi provenienti dalla Cassa Conguaglio. Nel 1993 il 24,1% dell'energia elettrica è stato fatturato agli utenti domestici con un ricavo tariffario medio di 138 lire/kW, mentre per gli usi produttivi: il 13,6%, con potenza fino a 30 kW, è stato fatturato con un ricavo medio tariffario di 195 lire/kW; il 18,5%, tra 30 e 500 kW, con un ricavo medio tariffario di 121 lire/kW; il 35,4%, con potenza oltre i 500 kW, con un ricavo medio tariffario di 58 lire/kW.

Il trasporto e la distribuzione di energia elettrica ha comportato nel 1995 una perdita del 6,75% rispetto all'energia elettrica totale richiesta sulla rete, un valore molto migliore dei valori di perdita media degli anni '70 ed '80, che in alcuni anni superavano il 9%.

Anche la richiesta di potenza in rete nel 1995 è aumentata, arrivando ad una punta invernale di 43,8 GW [2];

la punta estiva si mantiene inferiore a quella invernale del 7-8%. La potenza utilizzata nelle ore notturne si mantiene attorno a 22-24 GW per tutto l'anno, se si esclude il mese di agosto. A fronte di questa richiesta, il parco delle centrali elettriche italiane ha una potenza efficiente lorda totale di 68 GW (di cui 55,9 GW dell'ENEL), con un fattore di riserva teorica di 0,55. Se si tiene conto che l'importazione elettrica fornisce circa 4 GW aggiuntivi (meno del 10% della richiesta alla punta), sembra che eventuali interruzione di fornitura si possano attribuire più a carenze di rete che ad una insufficiente capacità di generazione.

Anche nel 1995 una parte non trascurabile dell'energia elettrica consumata in Italia è stata importata (14,3%). A partire dal 1988 tale quota si è attestata attorno al 16%, mentre fino al 1982 non aveva superato mai il 5%. Il ricorso all'importazione è motivato dalla convenienza delle tariffe con cui la Francia offre la sua produzione eccedentaria, da impianti prevalentemente nucleari. La quota maggiore dell'energia elettrica richiesta in rete in Italia è prodotta dall'ENEL (66%), da aziende municipalizzate e da autoproduttori industriali (19%).

Il 17,3% dell'energia elettrica fornita dai produttori nazionali nel 1995 è stata generata mediante sfruttamento dei salti idrici, l'1,4% dal vapore dei campi geotermici, il restante 81,3% mediante centrali termoelettriche e precisamente: il 50% dalla combustione di prodotti petroliferi, il 19,2% dalla combustione del metano, il 10% dalla combustione di carbone e lignite. A seguito di questa composizione, ogni kWh prodotto in Italia ha comportato l'emissione media di circa 0,52 kg di anidride carbonica, equivalenti ad una emissione media di 0,6 kg di CO₂ per ogni kWh consumato dagli utenti finali.

L'efficienza nazionale media di produzione di energia termoelettrica ha registrato un ulteriore lieve miglioramento negli ultimi anni: il consumo specifico medio di combustibile per produrre un kWh lordo (cioè ai morsetti del generatore dentro la centrale elettrica) è stato nel 1995 di 2.098 kcal,

NOTA:

[2] GW = GigaWatt indica miliardi di Watt.

mentre per produrre un kWh netto (cioè all'uscita della centrale e all'entrata nella rete elettrica) è stato di 2.229 kcal.

Il sistema metano

Il metano è stato il combustibile che ha registrato la maggiore crescita negli ultimi anni, sia in termini assoluti (da 27 miliardi di mc stabilmente nei primi anni Ottanta a 54 nel 1995), che come quota di mercato (nello stesso periodo dal 15% al 25% del mercato dell'energia in Italia). Il metano ha in parte sostituito l'olio combustibile nel settore della produzione termoelettrica ed in parte il gasolio nel settore del riscaldamento di edifici.

Nel 1995 il metano è stato utilizzato prevalentemente nel settore civile (42%) per cucinare, per riscaldare l'acqua e gli ambienti di tipo residenziale e terziario, nel settore industriale (35%), nella produzione di energia termoelettrica (21%). Per un confronto, si può ricordare che nel 1982, quando il consumo totale era circa la metà, il metano era usato per il 43% nei settori civili, per il 43% nei settori industriali e per il 12% nella produzione termoelettrica. Mentre nel 1982 il metano ha prodotto il 6,3% dell'energia elettrica totale richiesta dalla rete italiana (pari a quasi 179,4 TWh), tale quota è salita al 14% (di 253,6 TWh) nel 1994 ed al 17% (di 261 TWh) nel 1995.

Il metano ha potuto sostituire in parte i prodotti petroliferi perché favorito almeno da tre fattori. Il prezzo del metano acquistato dalle famiglie nell'ultimo decennio è rimasto mediamente del 30% inferiore a quello del gasolio; il prezzo del metano acquistato dai produttori di energia termoelettrica è rimasto del 5-10% circa inferiore a quello dell'olio combustibile a basso tenore di zolfo. L'efficienza di produzione termoelettrica da metano nel 1994 è stata del 7% migliore rispetto all'efficienza media della produzione termoelettrica; si prevede che tale vantaggio aumenti nel futuro con la costruzione dei nuovi impianti termoelettrici a ciclo combinato a metano. Nel settore del riscaldamento di ambienti, le caldaie a metano sono legger-

mente più efficienti di quelle a gasolio e, se unite al servizio di un riscaldamento autonomo, consentono, grandi risparmi in presenza di una buona coibentazione termica e di una oculata regolazione del termostato. Infine, il maggior uso del metano è stato reso possibile dagli ingenti investimenti in metanodotti, finanziati dalla Comunità Europea e dallo Stato Italiano.

Nel 1995 il 37% del metano (pari a circa 20,4 mld mc) è stato prodotto da giacimenti nazionali; il restante 63% (pari a circa 34,9 mld mc) è stato importato dall'Algeria (31%), dalla Russia (25%) e dall'Olanda (7%). Anche se in teoria il mercato del metano non è soggetto a monopolio, tutte le importazioni del gas sono effettuate dalla SNAM ed il 90% del metano nazionale è prodotto dall'AGIP, entrambe del gruppo ENI. Praticamente tutte le importazioni avvengono tramite metanodotti; le partite di metano importate dalla Libia e dall'Algeria attraverso il terminale SNAM di Panigaglia (La Spezia) sono inferiori a 0,2 mld mc l'anno.

La rete gasiera della SNAM ha raggiunto i 26.000 km, di cui circa 12.000 km di dorsali ed oltre 14.000 km per il trasporto. L'Italia dispone di una grande capacità di stoccaggio, quasi 13 mld mc, che permetterebbe di sostituire l'intero flusso delle importazioni per una durata media di quasi 5 mesi. Degli otto stoccaggi, cinque sono collocati in un'area di 50 km di raggio a cavallo del confine tra Emilia Romagna e Lombardia, altri due nella zona orientale dell'Emilia Romagna ed uno nel centro-sud presso Chieti. La potenzialità teorica di importazione delle infrastrutture esistenti, senza modificare il numero e la potenza delle centrali di compressione, è dell'ordine di 46 miliardi di mc all'anno, che potranno diventare 64 una volta completato il raddoppio del gasdotto Mediterraneo di importazione dall'Algeria.

Nei primi mesi del 1996 i Ministeri dell'industria e dell'ambiente hanno concluso una verifica dei fabbisogni di gas del parco elettrico e della relativa copertura. Nel 2000, considerando le importazioni e la produzio-

ne nazionale, vi sarà una disponibilità di gas di poco superiore ai consumi globali massimi previsti. Nel 2005, per evitare carenze nelle disponibilità e per sostenere la diversificazione anche geopolitica delle fonti, si renderà necessario adeguare le forniture e le infrastrutture per il gas naturale.

La progressiva entrata in esercizio di impianti con tecnologie ad alto rendimento, vincolate all'uso del gas e adottate negli ultimi anni dall'ENEL e dagli autoproduttori, e il rispetto dei limiti alle emissioni atmosferiche definiti in aderenza alle direttive comunitarie per i progetti di risanamento del parco termoelettrico esistente, potranno portare tra il 1994 e il 2000 ad un incremento del 250% dei consumi di gas naturale.

Confronti internazionali

L'Italia si colloca al settimo posto nella graduatoria dei paesi industrializzati, sia in termini di consumi energetici complessivi, che di consumo pro-capite (tab. 5).

Il consumo di energia primaria pro capite in Italia si presenta relativamente basso nell'ambito dell'Unione Europea, ed è la metà rispetto a quello degli Stati Uniti. Tale peculiarità dell'Italia è attribuibile in parte ad una maggiore efficienza media di uso dell'energia primaria, in parte alla struttura produttiva (in cui le produzioni ad alta intensità energetica sono limitate) ed in parte al clima (che permette di consumare meno nel riscaldamento degli edifici).

Rispetto agli altri paesi industrializzati, in Italia risulta molto bassa anche l'intensità energetica del reddito, definita come il rapporto tra i consumi energetici complessivi di una nazione e la sua ricchezza (fig. 3).

I primi processi di industrializzazione hanno richiesto enormi intensità energetiche (Inghilterra e Germania), mentre i processi di industrializzazione più recente hanno richiesto intensità energetiche più basse perché hanno potuto usufruire di tecnologie più efficienti (Giappone e Italia) (fig. 4).

Dopo la crisi petrolifera del 1973, tutti i paesi sviluppati hanno progressivamente ridotto tale intensità. 277

Nei paesi dell'ex blocco sovietico l'intensità energetica è cresciuta fino a tutti gli anni Ottanta e solo in questi ultimi anni accenna a ridursi. Per motivi diversi, lo stesso sta accadendo nell'insieme dei paesi in via di sviluppo. La domanda di energia viene soddisfatta in Italia con quote di idrocarburi, soprattutto petrolio e derivati, molto maggiori rispetto a quelle degli altri paesi del G-7 e rispetto ai valori medi mondiali, dove, per la produzione elettrica si ricorre in misura maggiore al carbone o al nucleare (tab. 6).

LA REGOLAMENTAZIONE DEL MERCATO: POLITICHE PUBBLICHE NEL SETTORE ENERGETICO

L'intervento pubblico nel settore dell'energia, che durante le crisi petrolifere tendeva ad assicurare la copertura della domanda e la mitigazione degli effetti derivanti dai rialzi del prezzo internazionale del petrolio, tende ora a conseguire una maggiore competitività economica ed a ridurre i rischi di danno ambientale. Il settore dell'energia si presenta però poco sensibile alle manovre di politica economica normalmente usate per indirizzare i mercati verso gli obiettivi di interesse comune. Infatti il mercato dell'energia presenta delle anomalie rispetto alla maggior parte dei settori di attività economica per varie cause: oltre ai vincoli esterni già ricordati nell'introduzione, il peso e la natura dei suoi protagonisti appaiono disomogenei.

Alla fine del 1995 la Commissione delle Comunità Europee ha presentato un libro bianco sulla politica energetica dell'Unione Europea allo scopo di individuare obiettivi comuni per gli Stati membri, che tengono nel dovuto conto le problematiche ambientali.

Politiche di contenimento delle interferenze dell'energia sul clima

Per tutto il periodo contrassegnato da alti prezzi del petrolio (1973-85), la politica energetica della maggior parte dei paesi sviluppati è stata tesa a diminuire il costo economico del

sistema energetico. Le politiche di risposta in quel periodo si sono sviluppate soprattutto a livello organizzativo, a livello economico-finanziario e a livello tecnico scientifico. Anche di fronte all'emergenza climatica, dovuta in gran parte alle interferenze ambientali dei sistemi energetici, la comunità internazionale ha risposto innanzitutto a livello organizzativo.

Il gruppo intergovernativo sui cambiamenti climatici (Intergovernmental Panel for Climate Change, IPCC), venne creato dall'Organizzazione Meteorologica Mondiale (WMO) e dal Programma Ambientale delle Nazioni Unite (UNEP) nel 1988 per studiare le necessità di una organizzazione internazionale in grado di affrontare il tema dei cambiamenti climatici. Mediante tre gruppi di lavoro, l'IPCC ha cercato di:

- valutare le informazioni scientifiche esistenti sui cambiamenti climatici;
- valutare l'impatto ambientale e socio-economico dei cambiamenti climatici;
- formulare strategie di risposta.

Il primo rapporto di valutazione completato nel 1991 dall'IPCC sta alla base dei documenti predisposti dal Comitato Negoziiale Intergovernativo (INC) e discussi nella conferenza su Ambiente e Sviluppo promossa dalle Nazioni Unite e svoltasi a Rio de Janeiro nel giugno 1992. In quella sede la maggior parte delle nazioni ha sottoscritto tra l'altro (e nei mesi successivi ratificato) due documenti di grande portata, destinati a modificare in maniera crescente lo sviluppo dei sistemi energetici delle nazioni aderenti, la Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici e l'Agenda 21.

Il secondo rapporto di valutazione dell'IPCC è stato pubblicato nel maggio del 1996 (tre volumi per quasi duemila pagine). Esso aggiorna le conoscenze sulla scienza del clima, sulle analisi tecnico-scientifiche inerenti l'impatto, l'adattamento e la mitigazione dei cambiamenti climatici e sulla dimensione economica e sociale dei cambiamenti climatici. Poiché secondo l'IPCC il rischio che si verifichino i cambiamenti climatici previsti dall'effetto serra non è tra-

TABELLA 5

OFFERTA DI ENERGIA PRIMARIA TOTALE E PRO-CAPITE
E CONSUMI FINALI PER UNITÀ DI PIL, IN ALCUNI PAESI OCSE

PAESI OCSE	ENERGIA PRIMARIA				CONSUMI FINALI (TEP/1.000 \$)	
	totale 1980	(milioni TEP) 1993	pro-capite 1980	(TEP/ab) 1993	1980	1993
USA	1.801	2.029	7,93	7,85	0,40	0,33
CANADA	193	221	7,83	7,68	0,48	0,41
GIAPPONE	347	457	2,96	3,68	0,23	0,19
FRANCIA	191	234	3,54	4,07	0,23	0,22
GRAN BRETAGNA	201	217	3,58	3,73	0,28	0,24
GERMANIA	359	337	4,61	4,18	dnd	0,25
ITALIA	139	157	2,46	2,74	0,18	0,16
UE-15	1.218	1.333	2,49	3,61	dnd	0,23
OCSE	3.008	4.390	4,40	4,54	dnd	0,27

LEGENDA
dnd = dato non disponibile

FONTE: OCSE, 1995

TABELLA 6

PESO RELATIVO DELLE FONTI ENERGETICHE IN ALCUNI
PAESI OCSE, ANNO 1993

PAESI OCSE	TIPOLOGIA FONTE, valori %					totale
	Combustibili solidi	Petrolio naturale	Gas nucleare	Energia solare e geotermica	Idroelettrica,	
USA	27,6	38,0	24,1	8,3	2,0	100,0
CANADA	14,8	34,1	27,4	11,2	12,6	100,0
GIAPPONE	17,2	55,9	10,5	14,2	2,2	100,0
FRANCIA	7,9	37,5	12,1	40,0	2,5	100,0
GRAN BRETAGNA	23,7	38,5	26,9	10,7	0,2	100,0
GERMANIA	29,6	40,2	17,8	11,8	0,6	100,0
ITALIA	7,8	60,4	27,3	0,0	4,5	100,0
UE-15	20,3	43,1	18,9	15,6	2,1	100,0
OCSE	23,4	42,2	20,6	10,8	3,1	100,0

FONTE: OCSE, 1995

FIGURA 3
INTENSITÀ ENERGETICA IN ALCUNI PAESI
E GRUPPI DI PAESI, ANDAMENTI STORICI
(kg di petrolio equivalente per 1.000 \$ USA al 1975)



- EX URSS - EST EUROPA
- REGNO UNITO
- USA
- GERMANIA
- FRANCIA
- GIAPPONE
- PAESI IN VIA DI SVILUPPO
- ITALIA

FONTE: ENEA, 1995

scurabile, le nazioni più sviluppate stanno valutando quando e di quanto ridurre le emissioni di gas serra dopo il 2000, con l'obiettivo di arrivare a qualche impegno preciso entro l'autunno del 1997. Tali impegni si basano per lo più su modifiche imposte allo sviluppo dei sistemi energetici, che in futuro sembrano sempre più destinati ad essere regolati in base ai loro effetti ambientali.

Adempimenti previsti dalla Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici

Il primo documento, la Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici (Framework Convention on Climate Change, FCCC), un vero e proprio trattato internazionale, è entrato in vigore il 21.3.94. Gli aderenti alla FCCC si impegnano a (art.4):

- elaborare, aggiornare, pubblicare gli inventari nazionali;
- formulare, attuare, pubblicare i programmi nazionali;
- promuovere il trasferimento di tecnologie;
- promuovere una gestione sostenibile dei serbatoi naturali di gas serra;
- preparare l'adattamento all'impatto dei cambiamenti climatici;
- tenere conto degli effetti climatici delle scelte politiche;
- promuovere la ricerca scientifica, tecnologica, tecnica, socioeconomica;
- promuovere uno scambio di informazione;
- promuovere la formazione e l'educazione.

Inoltre, i paesi sviluppati che hanno sottoscritto la convenzione adottano politiche nazionali e prendono provvedimenti per mitigare i cambiamenti climatici, limitando le emissioni di gas ad effetto serra causate dall'uomo, proteggendo ed incrementando i suoi serbatoi. Queste politiche dimostreranno che i paesi sviluppati prendono l'iniziativa per modificare le tendenze di lungo periodo delle emissioni antropogeniche in conformità dell'obiettivo della Convenzione, riconoscendo che il ritorno entro la fine del presente decennio ai precedenti livelli di emissione dell'anidride carbonica e degli altri gas ad effetto serra contribuirebbe a tale modifica (art. 4, 2.a).

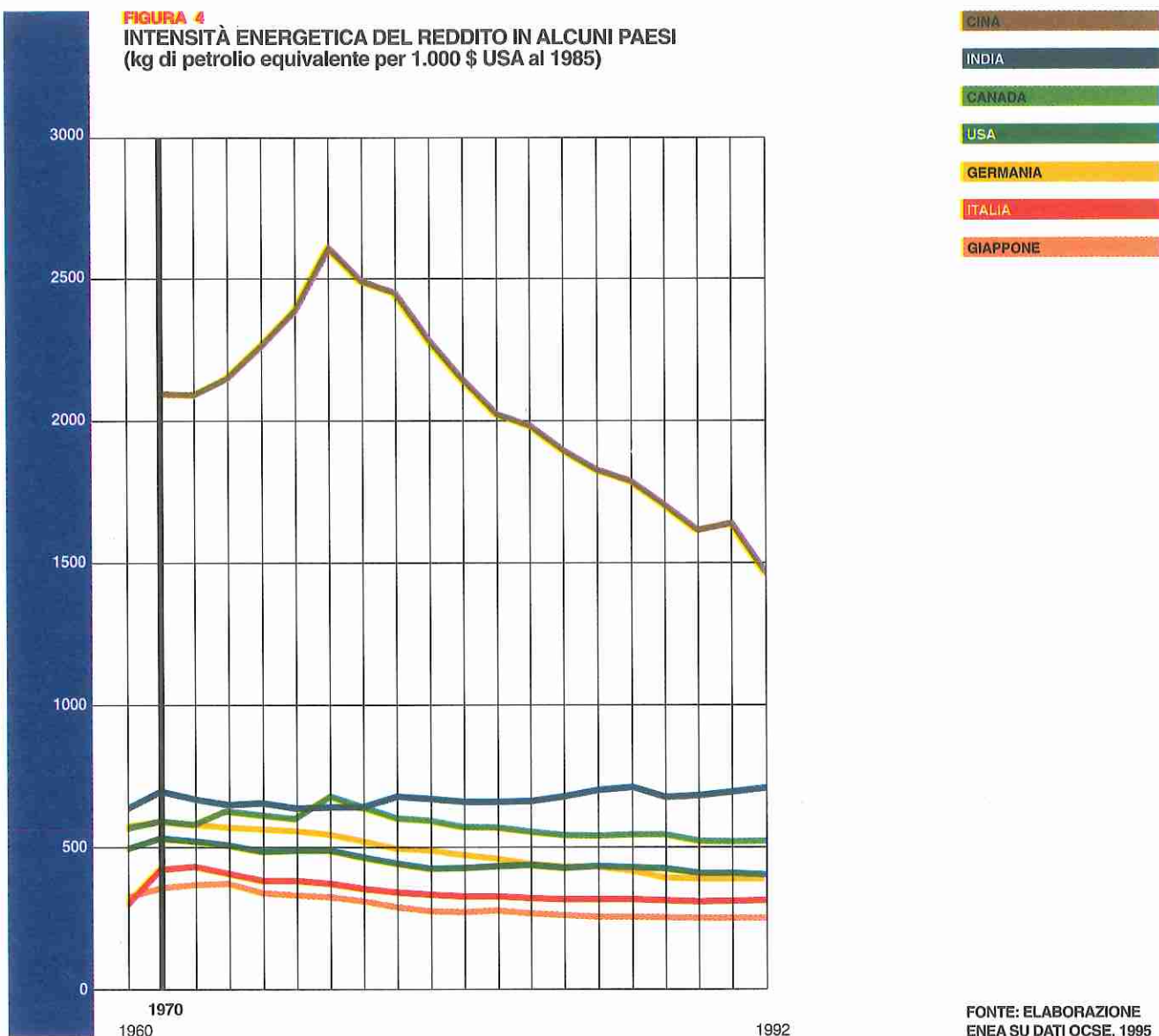
Il Parlamento ha approvato l'adesione italiana alla Convenzione con la Legge n. 65 del 15.1.94. Una prima presa d'atto degli impegni derivanti dall'adesione alla Convenzione è contenuta nel Programma Nazionale per il Contenimento delle Emissioni di Anidride Carbonica entro il 2000 ai livelli del 1990, presentato congiuntamente dal Ministero dell'ambiente e dal Ministero per l'industria, il commercio e l'artigianato (MICA), approvato dal Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica (CIPE) nella seduta del 25.2.94. Il Programma Nazionale approvato dal CIPE prevede tra l'altro che nel 2000 le emissioni di anidride carbonica dal sistema energetico, che sono state pari a 416 MtCO₂ [3] nel 1990, siano dell'ordine di 430 MtCO₂, cioè 40-60 MtCO₂ in meno rispetto ai valori di emissione prevedibili se i consumi energetici nazionali si sviluppano secondo l'andamento tendenziale. Questo diventa possibile se il fabbisogno totale di energia primaria non supera i 178 MTEP nell'anno 2000. Va registrato che questo è il primo documento ufficiale che pone un obiettivo di sviluppo energetico inferiore a 180 MTEP nel 2000, il valore previsto dal Piano Energetico Nazionale del 1988. In questo senso il Programma Nazionale approvato dal CIPE appare in realtà come un documento di pianificazione del settore energia. In ottemperanza agli impegni presi con la firma della Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici, il Governo ha inviato al segretariato della Convenzione la prima Comunicazione Nazionale agli inizi del 1995. Essa estende a tutti i gas serra (anidride carbonica, metano, ossidi di azoto, ossido di carbonio e composti organici volatili diversi dal metano) ed a tutti i settori di emissione e riassorbimento l'inventario delle emissioni e conclude che con l'adozione di misure rigorose, il sistema italiano può sperare di stabilizzare il suo contributo all'effetto serra nel 2000 ai valori del 1990.

Il Programma Nazionale di Contenimento trae grande vantaggio dagli studi avviati in Italia dal 1973 per rispondere alle crisi petrolifere, ma si

NOTA:

[3] questa cifra è superiore a quella di 400, 4 MtCO₂ riportata nel capitolo "Cambiamenti climatici" perché include le emissioni dovute a consumi di energie nazionali per scopi internazionali (10,8 MtCO₂ dei bunkeraggi) e agli usi non energetici di vettori energetici (7,3 MtCO₂) ed esclude le emissioni della legna da ardere (2,5 MtCO₂).

FIGURA 4
INTENSITÀ ENERGETICA DEL REDDITO IN ALCUNI PAESI
 (kg di petrolio equivalente per 1.000 \$ USA al 1985)



FONTE: ELABORAZIONE
 ENEA SU DATI OCSE, 1995

FIGURA 5
COSTO UNITARIO ANNUO
 (ammortamenti e spese correnti non energetiche)
 DELLE TECNOLOGIE ENERGETICHE,
 IN FUNZIONE DEL POTENZIALE TECNICO DI RIDUZIONE
 DELLE EMISSIONI DI CO₂ IN ITALIA AL 2000



FONTE: ENEA, 1996

discosta notevolmente per i suoi principi ispiratori dai precedenti piani energetici nazionali.

Per ridurre le emissioni di gas serra in modo permanente, bisogna orientare verso l'uso di tecnologie più efficienti tutti i settori di consumo dell'energia, mediante un'ampio spettro di interventi di tipo strutturale in grado di incidere sugli investimenti. Il problema principale non è di tipo tecnologico. Infatti, attraverso un'esame sistematico delle tecnologie economicamente valide e dei rispettivi mercati potenziali, si deduce che il potenziale economico di riduzione delle emissioni di anidride carbonica al 2000 è dell'ordine 150 MtCO₂, ben maggiore cioè di quanto necessario secondo il piano nazionale di contenimento (fig. 5).

Il problema, sia a livello locale che nazionale, sembra quello di creare le condizioni perché una quota crescente del potenziale economico di riduzione delle emissioni di CO₂ diventi potenziale di mercato. I provvedimenti che l'Amministrazione statale e locale può prendere a questo fine sono molti.

Si ritiene che provvedimenti di tipo normativo (come stabilire efficienze minime obbligatorie per i processi e prodotti, controllare periodicamente l'efficienza dei dispositivi d'uso dell'energia, ed altri) ed informativo (come effettuare campagne pubblicitarie ed informative per l'efficienza energetica, qualificare i prodotti, offrire consulenza ai consumatori, offrire gli strumenti per l'auto-accertamento delle prestazioni energetiche) possano dare risultati molto significativi, assai più dei sussidi agli investimenti.

In altri termini la difficoltà consiste nel mettere in opera gli strumenti amministrativi e le misure politiche in grado di rendere appetibili al mercato i dispositivi e le tecnologie più efficienti dal punto di vista energetico ed economico generale, ma più costose all'atto dell'acquisto o dell'installazione.

Sembra proprio questa la direzione in cui devono muoversi le amministrazioni nazionali e locali per ottenere i risultati più significativi sia dal punto di vista dello sviluppo economico, sia dal punto di vista della razionalizzazione del sistema energetico sia infine e soprattutto per la prevenzione dei rischi legati ai cambiamenti climatici.

Piano Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile in Attuazione dell'Agenda 21

In Italia, il Piano Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile in Attuazione dell'Agenda 21, relativamente al settore energia, conferma l'impegno a stabilizzare le emissioni di anidride carbonica entro il 2000 al livello del 1990, sfruttando innanzitutto le potenzialità offerte dagli interventi a costo basso o nullo nella produzione ed uso dell'energia, avvalendosi delle possibilità di mettere in atto misure "no regret", cioè misure comunque utili e quindi tali da non provocare rimpianti, nel caso che l'approfondimento delle conoscenze scientifiche portasse a ridimensionare fortemente il rischio di un cambiamento climatico. Si fa riferimento a misure che consentono, oltre a ridurre le emissioni dei principali gas-serra, di combattere l'inquinamento delle città e degli ambienti chiusi ed il fenomeno delle deposizioni acide, di alleggerire la fattura energetica delle famiglie e delle imprese, e di mitigare l'onere, pesante per l'economia del paese, dell'approvvigionamento energetico dall'estero. La molteplicità degli obiettivi da raggiungere consente di giustificare costi che altrimenti potrebbero risultare eccessivi rispetto ai benefici attesi nel solo campo energetico.

Per promuovere azioni di risparmio energetico nella produzione ed uso dell'energia e di diffusione delle fonti rinnovabili, sono molti in Italia gli strumenti utilizzabili o proposti. Tra gli strumenti che promuovono investimenti si annoverano le Leggi 9/91, 10/91 e il provvedimento CIP 6/92, le diagnosi energetiche, i contributi in conto capitale e in conto interessi, il finanziamento da terzi (third party financing), il fondo di garanzia, le misure di incentivazione/disincentivazione, la politica fiscale, gli accordi volontari di programma. Tra gli strumenti per la qualificazione dei dispositivi di uso finale dell'energia vanno ricordati l'ECOLABEL, il marchio risparmio energetico, l'energy label dell'Unione Europea, l'elenco comparativo del consumo energetico degli elettrodomestici, la certificazione dei prodotti, l'efficien-

za energetica minima obbligatoria. Gli strumenti per modificare i comportamenti ed accelerare l'accettazione dei prodotti consistono in informazione, formazione, tariffa progressiva per le utenze a contatore, ("demand side management"), detrazione fiscale, appalti pubblici di servizi energia, pianificazione energetica regionale.

Pur in presenza di una molteplicità di opzioni tecnologiche e di misure politiche, il cammino per lo sviluppo sostenibile nel settore energetico non sembra sia stato per ora individuato in modo chiaro, né a livello mondiale né a livello nazionale: la tecnologia esiste ma per ora non è considerata compatibile con lo sviluppo economico, in quanto richiede un uso eccessivo di risorse a danno dei restanti settori.

Apertura dei mercati, privatizzazioni e ambiente

Un evento di politica economica legato al settore energia, che sembra destinato a far risentire i suoi effetti anche sull'ambiente, è quello dell'apertura dei mercati interni ed europei dell'energia fornita attraverso reti.

I mercati europei dell'energia elettrica e del metano sono al momento attuale ancora gestiti in regime di monopolio, mentre esso è stato rimosso all'interno di alcuni stati membri. Pertanto i consumatori di un paese non possono rifornirsi da società produttrici di un altro stato europeo, anche se l'energia viene offerta a minor prezzo e le società che hanno la concessione a vendere in uno stato non possono vendere energia direttamente in un altro stato. Questa limitazione alla libertà di mercato all'interno dell'Unione Europea è stata messa fortemente in questione dalla Commissione Europea. Dopo anni di discussione, è maturato un compromesso secondo cui il 30% del mercato di energia elettrica di ogni stato membro viene aperto agli operatori degli altri stati membri dell'Unione Europea.

A livello nazionale, l'esigenza di privatizzare le grandi società energetiche, è nata nel corso del 1992 da una constatazione generale, non direttamente legata al settore energetico: la

presenza pubblica nell'economia italiana si è rivelata notevolmente più vasta di quella dei paesi più sviluppati e difficilmente compatibile con i vincoli che derivano dalla nostra appartenenza all'Unione Europea. In quell'ambito infatti sono dichiarati incompatibili tutti gli aiuti che favoriscono alcune imprese e falsano (o rischiano di falsare) la concorrenza.

Con la trasformazione da enti pubblici in società per azioni, (Decreto Legge n.333 dell'11 luglio 1992), il controllo di ENEL ed ENI è passato al Ministero del tesoro. Da quando è stato abolito il Ministero delle partecipazioni statali (referendum del maggio del 1993), le linee strategiche delle due società pubbliche energetiche, destinate ad avere un notevole impatto sull'ambiente, vengono determinate congiuntamente dai Ministri del tesoro e dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

La privatizzazione di società operanti nel settore energetico ha posto più problemi di quelli posti da società a partecipazione pubblica operanti in altri settori. ENEL ed ENI risultavano da un lato titolari di attività riservate loro da provvedimenti normativi, dall'altra erano investite per legge di varie funzioni di carattere pubblico.

Il problema è stato risolto mediante l'istituzione da parte del Parlamento (autunno 1995) di una Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità per l'energia elettrica ed il gas, che solleva l'ENEL di tutte le responsabilità di tipo pubblico. L'autorità amministrativa ha il compito di formulare normative, di controllare i modi con cui gli operatori forniscono il servizio e la qualità fornita, di informare il pubblico, di valutare i reclami ed eventualmente di imporre azioni correttive, di accertare i costi dichiarati, di definire e controllare il sistema tariffario in modo che il fornitore recuperi i costi. Dal punto di vista ambientale è importante notare che il legislatore ha espressamente previsto di includere nei costi aziendali, oltre agli investimenti nei propri impianti, anche eventuali investimenti fatti presso gli utenti per migliorare l'efficienza d'uso finale dell'energia.

La privatizzazione dell'ENI e delle

sue attività energetiche non ha posto particolari problemi legati al settore di attività. Nel settore petrolifero già operano altre società private; inoltre, da quando nel 1993 nel mercato dei prodotti petroliferi è stata introdotta la liberalizzazione dei prezzi di vendita dei prodotti, non si pone più il problema della regolazione delle tariffe. Qualche problema si è posto rispetto alla liberalizzazione delle attività nel settore del metano, ove la presenza della rete di metanodotti per il trasporto rende antieconomica l'apertura di questa sorta di monopolio naturale alla concorrenza, analogamente a quanto avviene per la rete di trasporto dell'energia elettrica ad alta tensione. Il problema teorico è stato risolto dal Consiglio di Stato, secondo cui la normativa esistente non prefigura alcun monopolio a favore della SNAM; in pratica il problema di una effettiva concorrenza nel settore del trasporto e della distribuzione del metano resta aperto. Il processo di privatizzazione dell'ENI ha pertanto avuto inizio; al maggio 1996 risulta in mano di privati il 15% del capitale sociale.

Completate le nomine dei responsabili dell'Autorità Amministrativa (novembre 1996), il Governo potrà procedere alla privatizzazione dell'ENEL, che resterà per un certo periodo l'unico acquirente di elettricità, mentre sarà assicurata la liberalizzazione della produzione (mediante sia la vendita di quote azionarie riferite a impianti esistenti che investimenti privati in nuovi impianti), l'istituzione di un gestore unico per la trasmissione ed il dispacciamento (cioè per decidere istante per istante di quali fornitori avvalersi per soddisfare la domanda), la creazione di concessioni per la distribuzione locale.

In sintesi, la privatizzazione di ENEL ed ENI dovrebbe condurre ad un miglioramento dell'efficienza economica interna del settore di produzione e trasformazione dell'energia in Italia e ad un aumento dell'efficienza energetica ed ambientale, se compiuto entro un quadro normativo e regolamentare appropriato. All'esterno del settore, l'efficienza ambientale globale dipenderà dai prezzi di vendita dell'energia: solo prezzi 283

non decrescenti in termini reali potranno incentivare il miglioramento dell'efficienza d'uso degli utenti finali, una diminuzione della domanda specifica di energia e, in ultima analisi, una diminuzione dell'inquinamento. Anche per questo sembra utile modificare le tariffe in modo da far pagare ai consumatori il bene energia al suo costo, togliendo le agevolazioni dirette ed indirette di cui alcuni comparti elettrici e del metano attualmente godono. In ogni caso, il fatto che i due enti diventino contributori netti del bilancio statale da beneficiari che erano, mette a disposizione fondi potenzialmente destinabili a investimenti per migliorare l'efficienza d'uso dell'energia e diminuire l'inquinamento.

Attività normativa e amministrativa

Sia gli impegni legati all'adesione alla Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici, che i programmi strategici di sviluppo sostenibile elaborati in conformità all'Agenda 21 si basano su un'attuazione piena della Legge n. 10/91 recante norme per l'attuazione del Piano Energetico Nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia. Sul piano normativo invece l'attuazione della legge è proceduta, con tempi più lunghi di quelli previsti inizialmente dalla legge stessa.

Per quanto riguarda il contenimento dei consumi di energia, in particolare per la progettazione, installazione,

esercizio e manutenzione degli impianti termici, è stato emanato nell'agosto del 1993 (DPR 412) un regolamento, seguito nell'aprile 1994 da indicazioni interpretative e di chiarimento. Le nuove norme sono più restrittive di quelle emanate nel 1976 (Legge n. 373), soprattutto nella parte relativa alla manutenzione degli impianti.

Nel marzo 1993 sono diventati operativi gli obblighi di nomina (e relativa comunicazione annuale al Ministero dell'industria) del tecnico responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia nelle imprese industriali che consumano più di 10 mila tonnellate equivalenti di petrolio all'anno e più di 1.000 TEP/anno nelle imprese o centri di consumo in altri settori. Risulta proseguita anche l'attività di agevolazione degli interventi di metanizzazione del Mezzogiorno, con l'emanazione di regolamenti e deliberazioni relativi ai criteri per la ripartizione dei fondi.

Anche l'art. 3, secondo cui il Ministero dell'industria provvede a stipulare con l'ENEA un accordo di programma triennale per l'attuazione della legge, ha trovato attuazione il 2.4.92; il piano annuale delle attività è stato rinnovato nei successivi anni 1994, 1995 e 1996. Allo stesso modo hanno trovato attuazione (nella seconda parte del 1991) le disposizioni per la riorganizzazione della Direzione Generale delle fonti di energia e delle industrie di base, che all'interno del Ministero dell'industria regola tutto il settore dell'energia.

FONTE: ENERGIA, 1994

TABELLA 7 IMPOSTE SUL CONSUMO ENERGETICO				
PRODOTTI ENERGETICI	IMPOSTE SUL CONSUMO, QUANTITÀ miliardi di lire correnti			
	1990	1991	1992	1993
Prodotti petroliferi	45,70	49,10	54,10	55,80
Gas naturale	3,60	6,40	6,80	7,40
Elettricità	5,00	5,30	5,40	5,50
IMPOSTE ENERGETICHE TOTALI	54,30	60,70	66,30	68,70
ENTRATE TRIBUTARIE TOTALI	323,70	356,00	409,30	430,80
IMPOSTE UNITARIE (milioni/TEP)	0,33	0,36	0,39	0,41
COSTO DEL GREGGIO (milioni/TEP)	0,20	0,18	0,17	0,18

Il decentramento delle competenze alle regioni (incluse le province autonome di Trento e Bolzano) è stato regolato da un decreto, per rendere omogenei sul territorio nazionale i criteri di valutazione delle domande di contributo, e da alcune deliberazioni del CIPE per la suddivisione dei contributi tra le regioni. Tutte le regioni hanno predisposto deliberazioni regionali di attuazione della Legge n.10, ed hanno inviato al Ministero dell'industria documenti che individuano i bacini più idonei al successo di interventi di uso razionale dell'energia e di utilizzo delle fonti rinnovabili.

Sembra completato l'iter amministrativo di concessione da parte del Ministero dell'industria di contributi per studi di fattibilità tecnico-economica per progetti esecutivi di impianti di cogenerazione, per progetti dimostrativi, per l'attivazione o costruzione di impianti idroelettrici: dopo l'apertura dei bandi per la presentazione delle domande (più volte prorogati fino alla metà del 1992), nel novembre/dicembre del 1993 sono stati pubblicati i decreti ministeriali con le graduatorie di merito.

In realtà, né i contributi decisi dalle regioni né quelli decisi dal ministero sono stati distribuiti ai richiedenti: nessuno dei 2.611 miliardi stanziati originariamente dalla legge, di cui 2.350 per contributi agli investimenti, è stato erogato nel periodo 1994-96, a seguito dell'azzeramento del relativo capitolo di spesa per contenere il deficit di bilancio.

Non meno importante della Legge n.10/91, è l'attuazione della Legge n.9/91. Infatti la Legge n.9/91 ha attribuito al Ministero dell'industria la competenza di rilasciare i permessi di prospezione, ricerca e coltivazione, degli idrocarburi togliendola alle regioni a statuto speciale. A seguito del ricorso di queste ultime, la Corte Costituzionale ha disposto che venga raggiunta un'intesa tra Stato e regioni; tuttavia tale dichiarazione appare non idonea a ridimensionare il centralismo espresso dalla Legge n.9 in materia. La legge contempla inoltre che l'obbligo, fatto alle società proprietarie di metanodotti, di vettorizzare il gas naturale sia ristretto alla

fornitura di metano nazionale destinato all'ENEL e alle Aziende municipalizzate.

La parte della Legge n. 9/91 relativa all'energia elettrica è di portata assai più ampia, perché liberalizza la produzione da fonti rinnovabili o assimilate, permette a terzi la produzione mediante l'utilizzo di fonti tradizionali, previa autorizzazione del Ministero dell'industria, e impone la cessione all'ENEL di ogni esubero di produzione a prezzi stabiliti dal governo ad un livello piuttosto alto (provvedimento CIP 6/92). Al fine della attuazione della Legge n.9 il Ministero dell'industria nell'ottobre 1992 ha pubblicato la convenzione-tipo che serve da schema di base per i singoli contratti che i produttori devono sottoscrivere con l'ENEL per la cessione di elettricità.

In base alle disposizioni vigenti, i produttori terzi hanno presentato al Ministero dell'industria le domande per la cessione all'ENEL di energia elettrica. Sulla base delle proposte pervenute entro giugno 1995, l'ENEL ha assunto impegni preliminari per una potenza complessiva nominale di 8 GW circa, riguardante impianti con entrata in servizio prevista entro il 2000. Le tipologie di nuovi impianti sono:

- 2,7 GW da fonti rinnovabili;
- 1,3 GW dalla gassificazione dei prodotti pesanti di raffinazione;
- 3,1 GW da cogenerazione a gas naturale;
- 0,9 di tipo diverso.

Ulteriori domande per 7,1 GW non sono state accettate dall'ENEL per evitare un sovradimensionamento del parco di generazione.

Lo sfruttamento del bacino carbonifero del Sulcis (Cagliari), l'unico esistente in Italia, non risulta avviato per problemi di utilizzazione del prodotto nella vicina centrale termoelettrica. Dopo l'approvazione di alcune leggi di sostegno al settore minerario regionale (vedi per esempio la Legge n.204/93), il Governo nel 1994 ha bandito una gara internazionale per l'assegnazione della concessione di gestione della miniera e la produzione di energia elettrica mediante gassificazione del carbone in una centrale elettrica di circa 400 MW.

Sono ancora in corso (maggio 1996) le trattative tra il Governo e il consorzio che ha vinto la gara.

Infine va segnalata per la sua importanza nei settori energetici la firma ad Oslo (14.6.94), anche da parte dell'Italia, di un nuovo protocollo, relativo alla Convenzione del 1979 sull'inquinamento atmosferico transfrontaliero a lunga distanza, per una nuova riduzione delle emissioni di zolfo. Il protocollo, predisposto dalla Commissione economica per l'Europa delle Nazioni Unite, prevede che le emissioni di zolfo in Italia siano nel 2000 inferiori a 1,33 milioni di tonnellate di SO₂ per anno e inferiori a 1,04 nel 2005 (erano 3,8 nel 1980 e circa 2 nel 1990). Questo comporterà l'immissione in commercio di gasoli con contenuti di zolfo sempre inferiori. Dal 1996 il contenuto di zolfo nel gasolio per trasporti dovrà scendere sotto lo 0,05%, questi stessi valori potrebbero diventare quelli di riferimento anche per il gasolio da riscaldamento per il 2000. Sembra destinato a ridursi l'uso di olio combustibile ad alto tenore di zolfo (ATZ, 3% di zolfo) nella produzione termoelettrica a favore dell'olio combustibile a basso tenore di zolfo (BTZ, 0,5%- 1% di zolfo) e di quello a contenuto di zolfo scarso (STZ, 0,25% di zolfo). Il contenuto medio di zolfo nell'olio combustibile usato dall'ENEL nelle centrali termoelettriche è passato dal 2,8% del 1980 all'1,5% del 1990 e dovrebbe passare allo 0,8% nel 2002.

Tasse energetiche e sviluppo sostenibile

Anche l'Italia è impegnata a realizzare uno sviluppo sostenibile tale cioè da garantire il benessere economico e la qualità della vita senza intaccare le risorse ambientali su cui dovranno contare le generazioni future. Per ora non è così nel settore energetico nazionale che ogni anno attinge l'equivalente di quasi 150 MTEP alle riserve di energie fossili senza rimpiazzarle e immette nell'ambiente grandi quantità di specie chimiche al di sopra dei livelli naturali.

La politica energetica attuale ha valenze discordanti nei riguardi dell'obiettivo dello sviluppo sostenibile.

In Italia, pur di conseguire i vantaggi di un elevato livello di tassazione (contenimento della domanda energetica e benefici di bilancio statale), se ne accettano gli svantaggi (la minor competitività del nostro sistema industriale e del nostro "sistema paese" rispetto a molti altri paesi).

In termini finanziari, il sistema energetico si presenta come un contributore netto dell'erario; il prelievo fiscale che a vario titolo viene effettuato sul consumo dei prodotti energetici copre quasi il 16% delle entrate totali dello stato (tab.7).

Il costo aggiuntivo del nostro sistema energetico rispetto a quelli di molti altri paesi riduce in parte la competitività del nostro sistema industriale e del nostro sistema paese. La tassazione dei prodotti energetici non è omogenea: mentre il prezzo alla pompa della benzina super è costituito per circa tre quarti da tasse, il prezzo dell'energia elettrica domestica nella fascia sociale è completamente detassato e certe produzioni e consumi elettrici sono sussidiati. Per motivi sia di finanza pubblica che ecologici è prevedibile un aumento del prelievo globale sul sistema energetico attraverso una rimozione dei sussidi ed una tassazio-

ne più omogenea, secondo le linee programmatiche del libro bianco predisposto dal Ministro delle finanze a fine 1994.

D'altra parte, i fondi raccolti con le tasse energetiche, vengono riutilizzati solo in minima parte per ridurre il "danno" provocato dal settore energia. La valutazione economica di tale danno non si presenta semplice né tanto meno univoca; non risulta univoca nemmeno la valutazione dei costi di sostituzione delle tecnologie attualmente in uso, nel sistema di produzione e consumo dell'energia, con tecnologie più compatibili verso l'ambiente. Per esempio, il costo medio per evitare in modo permanente l'emissione di una tonnellata di anidride carbonica (che favorirebbe l'insorgere dell'effetto serra) fino a raggiungere la stabilizzazione viene stimato tra 10 e 50 mila lire, ma si moltiplica per tre o quattro se bisogna ridurre le emissioni del 20% nel 2005.

Su questi temi occorre dunque un notevole approfondimento da parte della Comunità scientifica onde fornire un quadro più certo, agli operatori economici ed agli amministratori pubblici, su cui basare le scelte strategiche.

Figura 6

LEGENDA:

La conversione in TEP dell'energia idroelettrica, geotermoelettrica e nucleare, del saldo degli scambi con l'estero e dei consumi finali di energia elettrica è stata effettuata sulla base di un consumo specifico medio lordo convenzionale delle centrali termoelettriche tradizionali pari a 2.200 kcal/kWh.

NOTE:

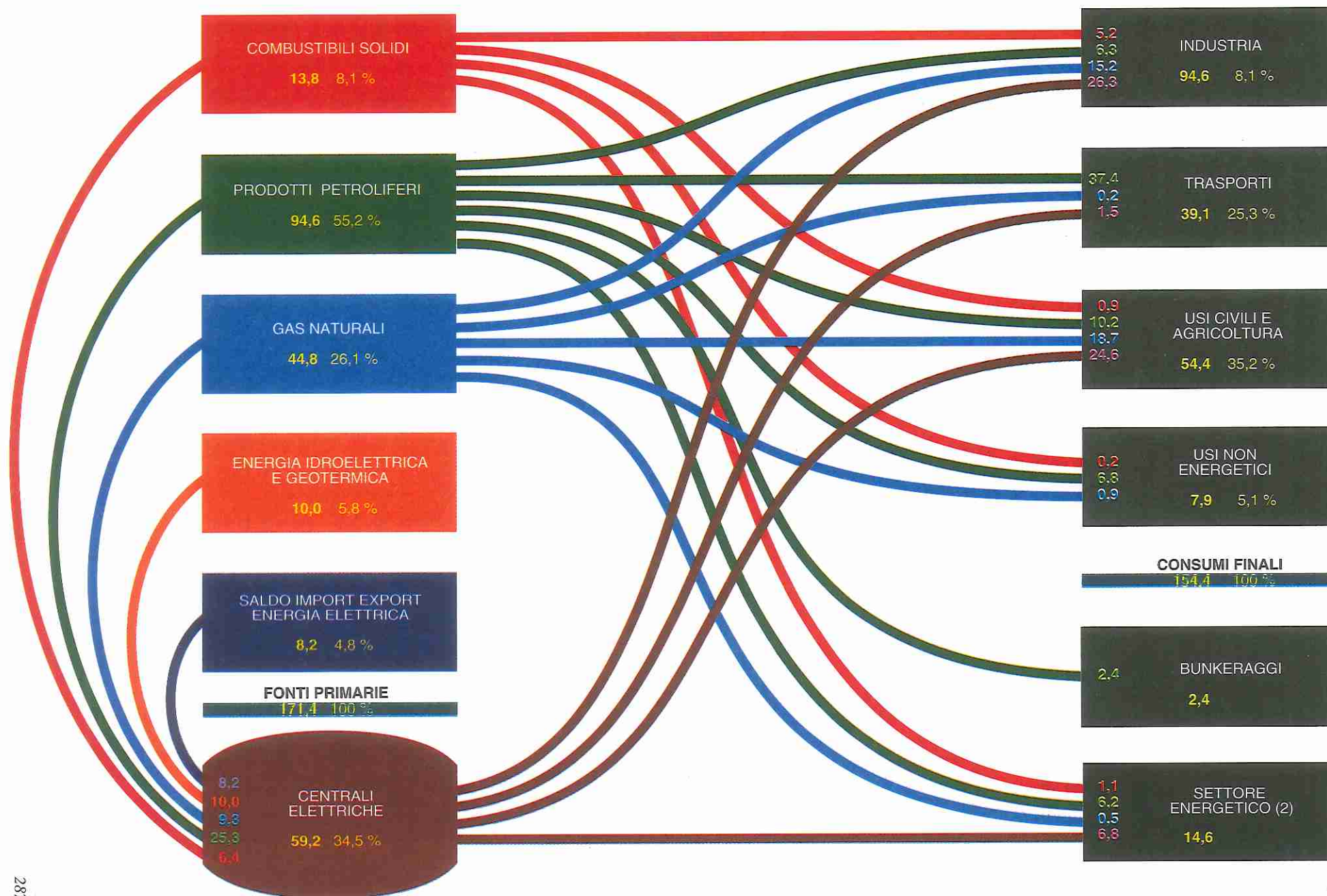
[1] Dati provvisori

[2] Comprende i consumi dei settori trasformatori (raffinerie, cokerie, altoforni, officine del gas, centrali elettriche) e le perdite di trasformazione, trasporto, distribuzione.

FONTE: ENEL, 1996

FIGURA 6

BILANCIO ENERGETICO ITALIANO NEL 1995 [1] (milioni di TEP)



RIFIUTI

NOTE:

[1] da un'indagine di Publitecnica, relativa all'anno 1992, risulta una produzione di RSU pari a 22,7 milioni di tonnellate, che è pressoché identica a quella indicata dalle regioni negli anni 1993 e 1994. Federambiente, in un'indagine del 1996, relativa ai rifiuti prodotti nel 1995, stima una produzione di RSU pari a 25,7 milioni di tonnellate, con una produzione pro-capite di 450 kg. Rispetto al 1993 secondo Federambiente, si sarebbe registrata una diminuzione della produzione di RSU di 620 mila t (-2,3%).

[2] OECD Environmental Data 1995. Sulla base dei dati disponibili, relativi al 1991, risulterebbe che la produzione annua pro-capite di RSU in Gran Bretagna era pari a 350 kg (The Environment in your Pocket 1996, Department of the Environment, GB).

PRODUZIONE DI RIFIUTI

Sulla GU del 15.2.97 è stato pubblicato il Decreto Legislativo n.22/97 che ridefinisce integralmente il sistema normativo di gestione dei rifiuti, che vengono classificati secondo la provenienza in Urbani e Speciali e secondo le caratteristiche in Pericolosi e Non Pericolosi (vedi Scheda 1). La normativa precedente sui rifiuti prevedeva invece una classificazione degli stessi in: Rifiuti Solidi Urbani (RSU), Speciali (RS), Tossici e Nocivi (T&N). Tra i RS erano compresi quelli assimilabili agli urbani (RSA). Sulla base di questa classificazione il Ministero dell'ambiente ha chiesto alle regioni di fornire i dati sulla produzione e lo smaltimento di rifiuti. La produzione totale di rifiuti in Italia, secondo i dati forniti dalle regioni relativi agli anni 1993 e 1994, è pari a 63,6 milioni di tonnellate/anno. Di questi, 22,7 milioni di tonnellate sono RSU, 4,2 milioni di tonnellate sono RSA, 19,5 milioni di tonnellate sono RS, 2,7 milioni di tonnellate T&N, 14,3 milioni di tonnellate inerti e circa 200 mila tonnellate ospedalieri (tab. 1).

La distribuzione regionale della produzione di RSU-RSA è riportata in tabella 2, quella di RS in tabella 3, quella dei RT&N in tabella 4, quella dei rifiuti ospedalieri in tabella 5 e degli inerti in tabella 6.

Come si può verificare dalle tabelle allegate, non tutte le regioni hanno risposto attenendosi allo schema predisposto. Il risultato è che in alcuni casi non si possono distinguere i rifiuti T&N dai RS e anche i RSA dai RS. Ciò si ripercuote evidentemente sul dato complessivo delle singole categorie che va letto tenendo presenti le note inserite nelle tabelle. Un altro elemento di incertezza deriva dal fatto che il rapporto tra RSA e RSU assume valori molto diversi da una regione all'altra (dallo 0,8% della Sicilia al 93% delle Marche).

Inoltre i valori assoluti di alcune categorie di rifiuti dichiarati da qualche regione non sembrano realistici, in considerazione dell'entità della popolazione e delle attività produttive di tali regioni. Ad esempio il Lazio e la Calabria dichiarano di possedere

pressoché la stessa quantità di rifiuti speciali della provincia autonoma di Bolzano. Esiste infine il problema del rapporto con i dati pubblicati nella precedente Relazione sullo Stato dell'Ambiente. L'esempio più eclatante è quello degli inerti, la cui produzione nel 1992 superava i 46 milioni di tonnellate, e che ora risultano ridotti a 14,3 milioni, con una diminuzione del 70% circa. Nel paragrafo sui RS si forniscono alcune possibili spiegazioni di queste differenze.

Nella Scheda 2 si riporta l'esperienza della città di Brescia nella gestione integrata dei rifiuti.

Rifiuti Solidi Urbani

La quantità di RSU prodotti è passata da 20 milioni di t nel 1991 a 22,7 milioni di t nel 1994, con un aumento percentuale, in tre anni, del 13,5% [1]. Nello stesso periodo il PIL è cresciuto dell'11,1%. Assistiamo dunque ad una crescita della produzione di rifiuti superiore alla crescita della produzione di beni, a dimostrazione dell'insufficienza, ma anche dell'inefficacia delle politiche di intervento di riduzione dei rifiuti attivate negli ultimi anni. Sulla base di questi dati, la produzione annua pro-capite di rifiuti è passata da 350 kg nel 1991 a 398 kg nel 1994. Tali cifre si collocano comunque a livelli più bassi rispetto a quelle relative agli altri paesi più industrializzati. Nel 1992 si aveva infatti la seguente situazione: Stati Uniti 730 kg, Canada 660 kg, Francia 470 kg, Giappone 410 kg, Germania 360 kg (nel 1990) [2].

Se l'analisi si sposta a livello regionale si può notare che, mentre in alcune regioni la produzione di RSU è cresciuta notevolmente, e nel Veneto è addirittura quasi raddoppiata, in altre regioni risulta invece diminuita. È il caso dell'Umbria, delle Marche, del Lazio, dell'Abruzzo, della Calabria e della Sardegna.

Il dato di queste regioni non può non destare perplessità in quanto in controtendenza rispetto al dato nazionale, e poiché il presunto miglioramento della performance delle regioni citate, non è suffragato da un riscontro oggettivo dell'attuazione di specifici programmi di contenimento della produzione di RSU. L'incertezza su alcuni dati forn-

