

2. QUADRO NAZIONALE

QUADRO ECONOMICO ED ENERGETICO NAZIONALE

Domanda e offerta di energia nel 2004

Il bilancio energetico del 2004, riportato nella tavola 2.1 assieme a quello relativo al 2003, non presenta cospicue novità rispetto all'andamento della domanda e dell'offerta di energia negli anni precedenti. Esso rappresenta le tendenze attese in funzione dell'evoluzione della domanda nei settori di utilizzo finale dell'energia e dei programmi di riconversione degli impianti di generazione elettrica in atto ormai da tempo. Il consumo di energia primaria è aumentato, secondo i dati provvisori del Ministero delle attività produttive, di 1,5 Mtep rispetto al 2003, raggiungendo 195,5 Mtep. Di questi, 59,3 Mtep sono stati trasformati in energia elettrica, rispetto a 58,3 Mtep nel 2003. I consumi finali di energia sono saliti dai 141,9 Mtep dell'anno precedente a 143,4 Mtep. La quota dei consumi finali coperta dall'energia elettrica è cresciuta marginalmente da 25,1 a 25,2 Mtep.

Approvvigionamento

Il leggero rialzo (0,2 Mtep) nella produzione complessiva di energia primaria rispetto al 2003 è il risultato sia di un significativo calo nella produzione di fonti fossili (-1,2 Mtep) sia di un consistente aumento nella produzione di fonti rinnovabili (1,4 Mtep). Alla diminuzione nella produzione di fonti fossili degli ultimi anni ha contribuito, più che l'esaurimento delle risorse, la pluriennale carenza di investimenti in esplorazione e sviluppo. Le aggiunte alle riserve sono infatti drammaticamente scese a partire dal 2000 in parallelo al crollo degli investimenti in esplorazione e sviluppo. I tempi tecnici sono tali che anche una subitanea ripresa degli investimenti ai livelli degli anni Novanta (quasi 5 volte maggiori degli attuali) non potrebbe comunque incidere sui livelli produttivi fin verso la fine del decennio, soprattutto nel settore del gas. Invece, il forte aumento nella produzione di energia rinnovabile è dovuto essenzialmente al ritorno a un buon livello di producibilità idroelettrica rispetto ai valori minimi raggiunti nel 2003, inferiori di circa il 10 per cento alla media storica. Hanno tuttavia contribuito al rialzo anche le altre fonti rinnovabili con circa 0,3 Mtep, in aumento del 9 per cento rispetto al 2003 (25 per cento per l'energia eolica e fotovoltaica).

La copertura della crescita nella domanda di energia primaria ha richiesto un incremento delle importazioni lorde complessive pari a 4,3 Mtep, risultante da un aumento di 4,2 Mtep di gas naturale e di 2,4 Mtep di carbone, a fronte di un calo di 1,2 Mtep di petrolio e semilavorati e di 1,1 Mtep di elettricità. Oltre alla flessione delle importazioni di greggio e semilavorati, il 2004 evidenzia anche un aumento nelle esportazioni di derivati del petrolio, spinte dai forti margini

TAV. 2.1 BILANCIO ENERGETICO ITALIANO NEL 2003 E NEL 2004

Mtep

	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNOVABILI	ENERGIA ELETTRICA ^(A)	TOTALE
Anno 2004						
1) Produzione	0,4	10,7	5,4	13,5	0,0	30,0
2) Importazione	17,1	55,5	107,6	0,6	10,2	191,0
3) Esportazione	0,1	0,1	24,7	0,0	0,2	25,1
4) Variazione scorte ^(B)	0,3	-0,1	0,3	0,0	0,0	0,5
5) Disponibilità per il consumo (1+2-3-4)	17,1	66,2	88,0	14,1	10,0	195,5
6) Consumi e perdite del settore energetico	-1,0	-0,8	-6,2	0,0	-44,1	-52,1
7) Trasformazione in energia elettrica	-11,9	-23,1	-11,8	-12,4	59,3	0,0
8) Totale impieghi finali (5+6+7)	4,2	42,3	70,0	1,7	25,2	143,4
- industria	4,0	17,6	7,6	0,2	12,0	41,4
- trasporti	0,0	0,4	43,0	0,2	0,8	44,4
- usi civili	0,0	23,3	6,8	1,2	11,9	43,3
- agricoltura	0,0	0,1	2,6	0,1	0,4	3,3
- usi energetici	0,1	0,9	6,6	0,0	0,0	7,6
- bunkeraggi	0,0	0,0	3,4	0,0	0,0	3,4
Anno 2003						
1) Produzione	0,6	11,5	5,6	12,1	0,0	29,8
2) Importazione	14,7	51,3	108,8	0,7	11,3	186,7
3) Esportazione	0,1	0,0	23,3	0,0	0,1	23,6
4) Variazione scorte ^(B)	-0,2	-1,1	0,3	0,0	0,0	-1,0
5) Disponibilità per il consumo (1+2-3-4)	15,3	63,8	90,8	12,8	11,2	193,9
6) Consumi e perdite del settore energetico	-0,8	-0,6	-6,1	-0,1	-44,4	-52,0
7) Trasformazione in energia elettrica	-10,4	-21,2	-15,6	-11,0	58,3	0,0
8) Totale impieghi finali (5+6+7)	4,1	41,9	69,0	1,7	25,1	141,9
- industria	4,0	17,0	7,7	0,2	11,9	40,8
- trasporti	0,0	0,4	42,3	0,2	0,8	43,7
- usi civili	0,0	23,5	6,9	1,1	11,9	43,5
- agricoltura	0,0	0,1	2,6	0,1	0,4	3,4
- usi energetici	0,1	0,9	6,1	0,0	0,0	7,2
- bunkeraggi	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	3,2

(A) Energia elettrica primaria (idroelettrica, geotermoelettrica, eolico) e importazioni/esportazioni dall'estero valutate a *input* termoelettrico, convenzionale e costante, di 2.200 kcal per kWh.

(B) Immissioni e prelievi dalle scorte vengono indicati rispettivamente con un segno positivo e negativo.

Fonte: Ministero delle attività produttive; dati provvisori.

possibili grazie alla crescente carenza di capacità di raffinazione nel bacino del Mediterraneo, con il risultato che in termini netti le importazioni di greggio e derivati sono calate di 2,6 Mtep. La variazione delle scorte evidenzia una sostanziale stabilità per i prodotti petroliferi, mentre per il gas naturale hanno prevalso i prelievi sulle immissioni con le conseguenze sulla disponibilità di punta che si sono manifestate in concomitanza dell'“emergenza gas” causata dai rigori climatici della primavera 2005.

Complessivamente, raggruppando tutti i termini, risulta che all'aumento di 1,5 Mtep nel consumo interno lordo di energia verificatosi tra il 2003 e il 2004 ha contribuito in misura maggiore il gas naturale (2,4 Mtep), seguito dal carbone (1,8 Mtep), dall'energia idroelettrica e da altre fonti rinnovabili (1,2 Mtep), mentre petrolio e derivati hanno accelerato il calo degli anni precedenti (-2,8 Mtep). A quest'ultimo ha partecipato anche la diminuzione delle importazioni di energia elettrica (-1,2 Mtep) che si è tuttavia riflessa in un aumento nella generazione termoelettrica e pertanto nei consumi di fonti fossili, soprattutto di gas naturale e di carbone.

Trasformazione

A fronte di un quasi impercettibile aumento nella domanda di elettricità, appena lo 0,5 per cento, il 2004 ha evidenziato una accelerazione nella ristrutturazione del settore elettrico. Il progressivo abbandono della generazione a base di olio combustibile, l'avvio a regime di diverse centrali a ciclo combinato, nonché la riduzione nelle importazioni di elettricità, operata a partire dall'autunno del 2003 per motivi di sicurezza, hanno richiesto un consistente incremento della generazione elettrica da gas naturale e da carbone, solo parzialmente compensato dall'aumento nella generazione idroelettrica e da altre fonti rinnovabili. In particolare, i dati evidenziano che il calo di 3,8 Mtep di *input* energetico primario di petrolio accompagnato dalla riduzione di 1,0 Mtep di importazioni elettriche è stato coperto da 1,4 Mtep di energia idroelettrica equivalente, da 1,8 Mtep di carbone e da 1,9 Mtep di gas naturale. Particolarmente significativa è la continua forte crescita del carbone il cui *input* è aumentato dal 2000 di 4,7 Mtep, contro i 4,3 Mtep del gas naturale, con un incremento, rispettivamente, del 66 e del 23 per cento. La produzione netta di 287 TWh ha avuto un consumo specifico medio pari a 2.107 kcal/kWh, in leggero calo rispetto al valore di 2.116 kcal/kWh del 2003, in corrispondenza con un lieve miglioramento nel rendimento netto (da 40,6 a 40,8 per cento).

Per completare il quadro della trasformazione, pare opportuno rimarcare la pressoché totale saturazione della capacità di raffinazione in Italia (come del resto in quasi tutte le aree del mondo) che contribuisce non poco a sostenere i prezzi dei prodotti petroliferi e, per riflesso, anche quelli del gas naturale e dell'elettricità. In Italia il tasso di utilizzo è aumentato da poco meno del 96 per cento nel 2002

al 97 per cento nel 2003 e ha raggiunto il 99 per cento nel 2004. Contemporaneamente, come ulteriore riflesso della scarsità sul mercato internazionale continuano a calare le importazioni di prodotti finiti: da 19,0 e 17,1 milioni di tonnellate nel 2002 e 2003, fino a 15,5 milioni di tonnellate nel 2004.

Consumi finali

I consumi finali sono cresciuti complessivamente di 1,5 Mtep (1,0 per cento) rispetto al 2003. Oltre due terzi dell'aumento è rappresentato dai prodotti petroliferi (1,0 Mtep), seguiti dal gas naturale (0,4 Mtep) e, a distanza, dall'energia elettrica (0,1 Mtep). L'incremento più forte si è avuto nei settori del trasporto e dell'industria (rispettivamente 0,7 e 0,6 Mtep) seguiti dagli usi non energetici (0,4 Mtep). Sono cresciuti leggermente anche i consumi per bunkeraggi, mentre sono calati significativamente quelli dei settori civile (-0,3 Mtep) e agricolo.

Incrociando i settori e le fonti si evidenzia come la più forte crescita sia avvenuta per i consumi di benzina e gasolio nel settore dei trasporti (0,7 Mtep), seguiti da gas naturale nell'industria e da *virgin* nafta e altri prodotti leggeri del petrolio per usi di sintesi chimica. È stato anche apprezzabile l'aumento dei consumi di energia rinnovabile nel settore civile, con un rialzo simile a quello dell'energia elettrica nell'industria (0,1 Mtep). Con l'eccezione dei bunkeraggi petroliferi (0,2 Mtep), gli altri settori e fonti hanno manifestato una sostanziale stabilità o discesa rispetto al 2003.

Significativi ma non sorprendenti il calo dei consumi di gas naturale (-0,2 Mtep) e la costanza dei consumi elettrici nel settore civile. Il confronto con il 2003 è infatti falsato dal particolare andamento climatico del 2003, caratterizzato da un inverno rigido e da una estate torrida. I corrispondenti aumenti medi annui, rispetto ad anni climaticamente più normali come il 2000 e il 2001 (rispettivamente 2,6 e 3,0 per cento), possono considerarsi nella norma.

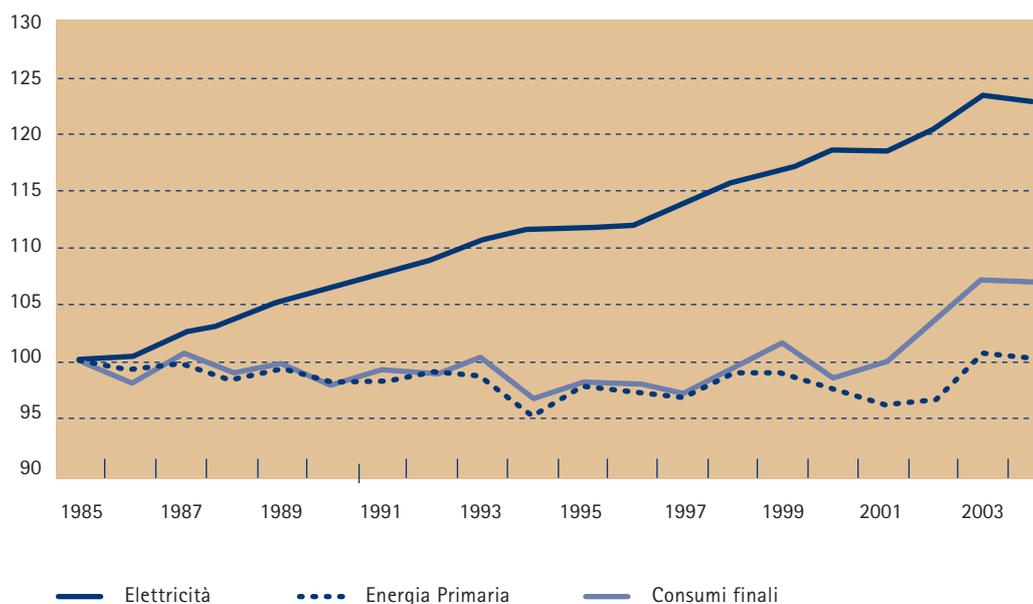
Fondamentali della domanda di energia in Italia

Il forte aumento del prezzo del petrolio, vale a dire l'elemento più distintivo che ha dominato la scena energetica nazionale e mondiale nel 2004, sembra avere avuto solo una parziale influenza sulla domanda di energia in Italia. Il sistema energetico nazionale, soprattutto nel settore degli usi finali, pare muoversi in modo relativamente disgiunto dai fondamentali della domanda, procedendo anche in base a logiche scarsamente sensibili all'andamento dei prezzi e delle variabili macroeconomiche.

Il 2004 ha evidenziato ancora una volta un sorprendente potenziale di crescita della domanda di energia in Italia largamente svincolato dalle condizioni al contorno e, pertanto, preoccupante. Non si tratta tanto dell'aumento assoluto dei consumi, legato soprattutto alla crescita economica e a variabili climatiche, ma della apparente immobilità dei consumi specifici rispetto alle principali variabili

economiche determinanti, fatto spesso in controtendenza in confronto a quanto accade in altri paesi in analoghe condizioni di sviluppo. A tale riguardo è significativo l'esame dell'intensità energetica del PIL, calcolata semplicemente come rapporto tra consumo energetico e PIL stesso. La figura 2.1 evidenzia la stabilità dell'intensità energetica primaria del PIL che dura dal 1985 con piccole oscillazioni inferiori al 2 per cento attorno a un valore medio di 152 tep/M€. L'intensità energetica dei consumi finali, dopo una storia di stabilità attorno a un valore medio di 108 tep/M€, ha ripreso a crescere dal 2000, aumentando negli ultimi anni dell'8 per cento. L'intensità elettrica, invece, ha continuato a salire in modo praticamente lineare lungo tutto il periodo preso in esame, aumentando del 15

FIG. 2.1 **INTENSITÀ ENERGETICA DELL'ECONOMIA ITALIANA 1985-2004**
Numeri indice 1985=100



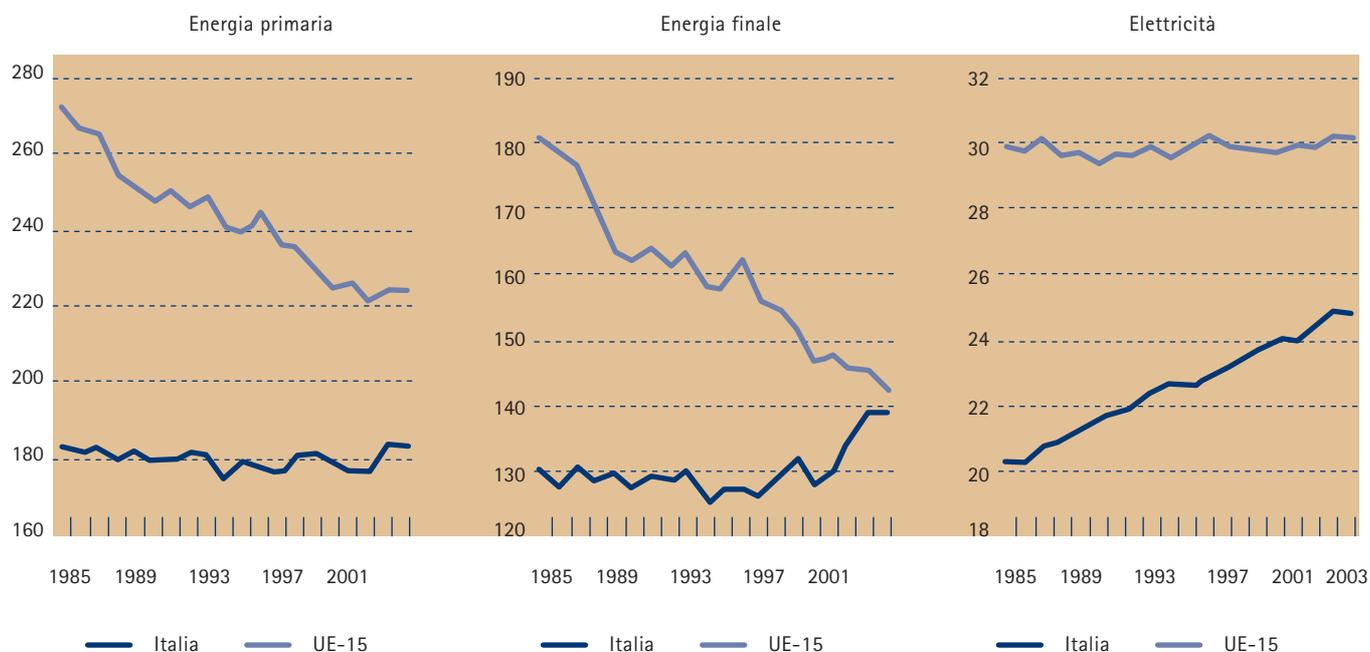
per cento rispetto al 1990 e di quasi il 25 per cento rispetto al 1985.

Il confronto con i valori medi a livello dell'Unione europea (UE-15), riportato nella figura 2.2 per il periodo 1985-2004, evidenzia una notevole asimmetria dell'Italia rispetto all'Unione europea nel suo complesso, di quasi tutti gli indici di intensità energetica.

Rispetto alla persistente stabilità già vista per l'Italia, l'intensità energetica primaria dell'UE-15 è diminuita poco meno del 18 per cento, pur rimanendo ancora molto superiore a quella italiana. Il calo nell'intensità energetica finale dell'UE-15 è stato ancora più forte (oltre il 22 per cento) e tale da colmare il forte divario con l'Italia che si evidenziava all'inizio del periodo, soprattutto dopo gli aumenti avvenuti negli ultimi anni. La continua crescita nell'intensità elettrica italiana ri-

FIG. 2.2 INTENSITÀ ENERGETICA DELL'ITALIA RISPETTO ALL'EUROPA (UE-15)
NEL PERIODO 1985-2004

tep/milioni di €



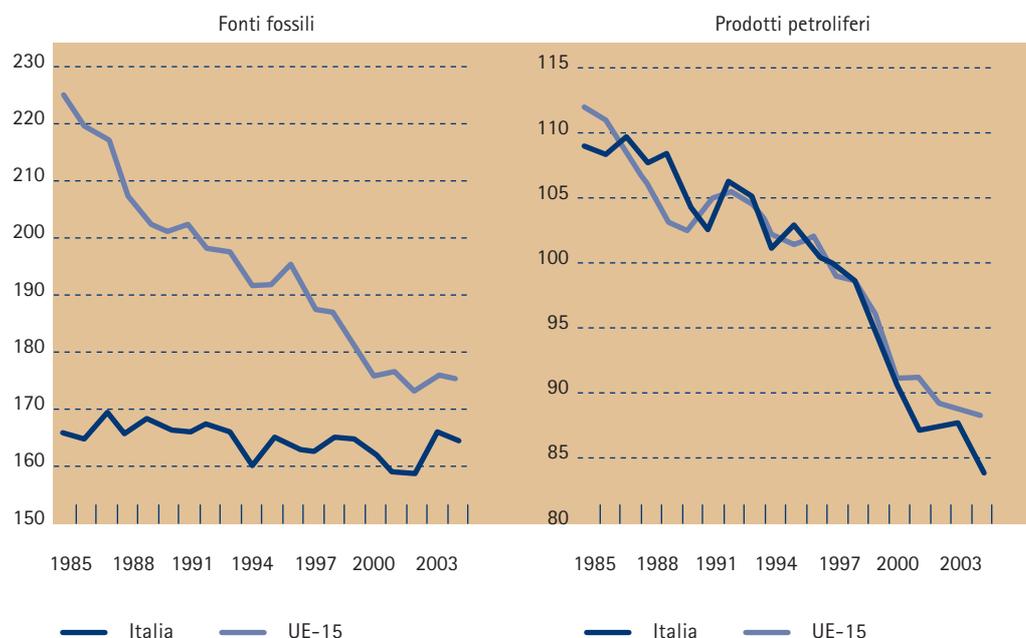
petto alla relativa stabilità nell'UE-15 ha notevolmente ridotto il distacco del nostro paese, lasciando tuttavia ancora spazio per un aumento ai livelli medi europei. L'asimmetria dell'Italia rispetto al resto dell'Europa rimane evidente anche per l'aggregato delle fonti fossili nel loro complesso ed è solo per il petrolio che si riscontra un allineamento del paese all'aggregato dell'UE-15 (Fig. 2.3).

I motivi sottesi all'alquanto anomalo andamento dell'Italia rispetto ai principali paesi dell'Unione europea sono riassumibili in due principali fattori: natura dello sviluppo industriale e inadeguato impegno in termini di programmazione e di risorse, in particolare per il risparmio energetico.

Il più tardivo sviluppo industriale ha fatto sì che a metà degli anni Ottanta il sistema produttivo del nostro paese potesse contare su tecnologie e processi produttivi relativamente nuovi ed efficienti rispetto a quelli diffusi nelle economie industriali più antiche, che pertanto partivano in quegli anni da una più elevata intensità dei consumi industriali. In Italia, il forte calo dell'intensità energetica conseguente alle crisi petrolifere, si è praticamente esaurito con la ristrutturazione della base produttiva, mentre nei paesi membri di più vecchia industrializzazione, anche dopo il crollo del prezzo del petrolio, continuavano l'ammodernamento degli impianti produttivi, la sostituzione delle più vecchie tecnologie. In Italia ha inoltre prevalso un modello di sviluppo industriale basato sulle piccole e medie imprese, laddove nei maggiori paesi europei si realizzavano processi di

FIG. 2.3 INTENSITÀ DELLE FONTI FOSSILI E DEL PETROLIO DELL'ECONOMIA ITALIANA RISPETTO ALL'EUROPA (UE-15) NEL PERIODO 1985-2004

tep/milioni di €



concentrazione industriale con notevole effetto di scala sui consumi di energia. A rendere l'Italia diversa hanno contribuito anche il ritardo decennale nell'attuazione di programmi di risparmio e razionalizzazione degli usi energetici, il loro limitato rilievo e la loro scarsa efficacia applicativa. Analogamente, non hanno inciso favorevolmente sull'intensità degli usi energetici nazionali il ridotto impegno nello sviluppo delle energie rinnovabili e il mancato coinvolgimento dell'industria attraverso sia opportuni stimoli sia progetti di ricerca e sviluppo di portata nazionale.

Cambiamenti strutturali nell'industria dell'elettricità e del gas

Il percorso di privatizzazione avviato in Italia negli anni Novanta e la spinta decisiva verso liberalizzazione e concorrenza apportata dai decreti legislativi 16 marzo 1999, n. 79 e 23 maggio 2000, n. 164, hanno innescato un processo di trasformazione dell'industria elettrica e del gas che, considerato il poco tempo trascorso, può ritenersi straordinario e radicale. La breve riflessione sulle modifiche strutturali dell'industria svolta nel seguito fissa l'attenzione sugli aspetti della concentrazione e della proprietà delle imprese, evidenziando come questi siano cambiati con riferimento alle tre fasi della filiera scaturite dal riassetto dei settori e maggiormente rappresentativi delle trasformazioni in atto: l'ap-

provvigionamento, la compravendita e la distribuzione.

I dati riportati separatamente per l'energia elettrica e per il gas nelle tavole 2.2 e 2.3 sono strutturati per categorie principali di operatori, definite in termini di dimensione fisica delle attività svolte. Essi provengono soprattutto dalle indagini sugli operatori effettuate periodicamente dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas nel corso degli anni (l'ultima ha riguardato il 2004). Le tabelle riportano anche un confronto con la struttura esistente nel 1998, ma solo per gli operatori nel loro complesso.

Il grado di concentrazione viene quantificato con riferimento al numero di imprese e alla quantità di energia approvvigionata, venduta o distribuita a seconda della fase di attività. La struttura della proprietà, relativa a ognuna delle categorie, è determinata come valore medio delle quote di partecipazione al capitale sociale degli operatori appartenenti alla categoria, ponderato con la quantità di energia trattata. Essa fa riferimento al controllo implicito dell'operatore, determinato dalla sua struttura proprietaria; per esempio, se un operatore appartiene a una *holding* classificabile come impresa energetica, la sua struttura proprietaria riflette quella della *holding*. La residua presenza di imprese energetiche nel capitale sociale evidenziata nelle tabelle in genere riflette situazioni di partecipazione minoritaria e comunque non di controllo.

TAV. 2.2 **CONCENTRAZIONE E STRUTTURA DELLE PROPRIETÀ DELL'INDUSTRIA NAZIONALE DELL'ENERGIA ELETTRICA NEL 2004**

	Società con:					Totale nel 1998
	> 30 TWh	10-30 TWh	1-10 TWh	< 1 TWh	Totale	
A) APPROVVIGIONAMENTO						
Concentrazione						
Numero di imprese	1	4	22	1.237	1.264	1.233
Energia generata e/o importata (GWh) ^(A)	121.679	86.315	60.972	53.008	321.974	279.317
Generazione media per impresa (GWh)	121.679	21.579	2.771	43	255	227
Struttura della proprietà (%)^(B)						
Enti locali	0	0	13	9	3	4
Borsa valori	58	16	19	3	33	3
Imprese energetiche estere	0	28	15	7	12	1
Imprese energetiche locali	0	12	4	2	5	0
Imprese energetiche nazionali	0	12	16	25	9	2
Istituti finanziari	3	23	5	5	10	2
Persone fisiche	0	0	8	5	2	1
Società diverse	0	5	12	43	7	7
Stato	39	4	7	1	19	79
Totale	100	100	100	100	100	100

continua

TAV. 2.2 **CONCENTRAZIONE E STRUTTURA DELLE PROPRIETÀ
DELL'INDUSTRIA NAZIONALE DELL'ENERGIA ELETTRICA NEL 2004**
SEGUE

	Società con:					Totale nel 1998
	> 30 TWh	10-30 TWh	1-10 TWh	< 1 TWh	Totale	
B) COMPRAVENDITA^(C)						
Concentrazione						
Numero di imprese	1	4	43	107	155	198
Energia venduta (GWh)	125.806	195.911	133.662	25.508	480.887	255.335
Vendita media per impresa (GWh)	125.806	48.978	3.108	238	3.102	1.290
Struttura della proprietà (%)^(A)						
Enti locali	0	0	11	11	5	10
Borsa valori	0	27	15	2	11	1
Imprese energetiche estere	0	37	24	10	17	0
Imprese energetiche locali	0	3	7	15	4	0
Imprese energetiche nazionali	0	0	1	9	1	0
Istituti finanziari	0	14	5	1	5	0
Persone fisiche	0	0	6	5	3	0
Società diverse	0	3	27	47	13	0
Stato	100	16	4	0	42	89
Totale	100	100	100	100	100	100
C) DISTRIBUZIONE^(D)						
Concentrazione						
Numero di imprese	1	0	7	163	171	197
Energia distribuita (GWh)	242.396	0	28.739	8.612	279.747	236.185
Distribuzione media per impresa (GWh)	242.396	0	4.106	53	1.636	1.199
Struttura della proprietà (%)^(B)						
Enti locali	0	51	67	64	8	12
Borsa valori	58	35	26	8	54	2
Imprese energetiche estere	0	2	2	0	0	0
Imprese energetiche locali	0	0	0	0	0	0
Imprese energetiche nazionali	0	0	2	7	0	0
Istituti finanziari	3	12	3	9	4	0
Persone fisiche	0	0	0	2	0	0
Società diverse	0	0	0	10	0	0
Stato	39	0	0	0	33	86
Totale	100	100	100	100	100	100

(A) Generazione netta.

(B) I dati sulla proprietà si riferiscono al 31 dicembre 2004.

(C) Nel 2004 sono incluse le vendite ai distributori per il mercato vincolato, le vendite dei grossisti ad altri grossisti, all'Acquirente Unico e sul mercato libero.

(D) Esclude i consumi propri degli autoproduttori.

Approvvigionamento

Sia nel settore elettrico sia in quello del gas la liberalizzazione ha indotto una deconcentrazione dei settori.

Nel settore elettrico la forte diminuzione della concentrazione è dovuta in buona parte all'alienazione di capacità di Enel S.p.A., determinata dal decreto legislativo n. 79/99. Quest'ultimo ha anche esteso agli autoproduttori la facoltà di vendere l'energia prodotta liberamente sul mercato, mentre in precedenza essi potevano vendere solo le eccedenze a prezzi amministrati. Un parallelo forte contributo è senza dubbio venuto dall'incremento del numero di impianti di generazione determinato dall'evoluzione e dal completamento del programma CIP6. Diversamente dal settore del gas, non è evidente una significativa tendenza all'aggregazione di società minori attraverso processi di acquisizione e fusione. Ciò è determinato anche dal fatto che la maggior parte dei medi e piccoli produttori sono autoproduttori industriali che operano prevalentemente in settori manifatturieri e per i quali la generazione elettrica è una attività secondaria.

La trasformazione del settore elettrico dal 1998 in poi si è tradotta soprattutto in una forte diminuzione del controllo dello Stato, oramai proprietario di meno del 20 per cento delle imprese di generazione, e nell'ascesa della quotazione in borsa che per il comparto nel suo complesso ha raggiunto il 33 per cento. Con la privatizzazione delle maggiori aziende municipali a partire dal 1996, si è invece alquanto ridotta l'incidenza della proprietà degli enti locali, passata dal 4 al 3 per cento. Il fortissimo incremento della proprietà estera nelle imprese di generazione operanti in Italia, che da valori praticamente nulli nel 1998 ha raggiunto il 12 per cento nel 2004, è conseguente sia alla vendita delle tre GenCo, soprattutto la prima acquistata con il contributo determinante di Endesa, sia all'entrata di EdF nel capitale di Edison S.p.A. In precedenza, capitale estero era arrivato con la privatizzazione di alcune aziende degli enti locali, come nel caso di Atel in Aem Milano, ma con effetti pressoché trascurabili nel complesso. Con la prevista Offerta pubblica di acquisto (OPA) su Edison il peso del capitale estero dovrebbe aumentare dall'attuale 12 per cento al 15 per cento. L'incremento sarebbe invece molto più forte per la categoria degli enti locali che raddoppierebbero la loro quota dal 3 per cento al 7 per cento circa.

Nel settore del gas è stata l'apertura del mercato finale con l'attuazione del decreto legislativo n. 164/00 a creare le condizioni per l'immediata nascita di una dozzina di imprese di *trading* legate spesso alle società di distribuzione (Pluri-gas S.p.A., Blu Gas S.p.A. ecc.). Se si è trattato di un'attività di importazione in larga misura virtuale, dato che il gas importato veniva acquistato oltre frontiera dall'Eni S.p.A., è anche vero che queste imprese hanno sfruttato le nuove circostanze per acquisire le capacità imprenditoriali necessarie ad affrontare la concorrenza sui mercati. Nel tempo il numero di imprese che importano gas è praticamente triplicato, anche se la maggior parte importa quantità esigue.

Nel settore del gas la proprietà delle imprese è stata dominata dai movimenti della Borsa valori in tutto il periodo. Nel 1998 il titolo Eni era quotato già da diversi anni (circa il 65 per cento del capitale in quell'anno), mentre il titolo Edison lo era da tempi ancor più remoti. Il calo nell'incidenza della borsa negli ultimi anni, nonostante la successiva quotazione di Enel (attualmente il secondo importatore nazionale), è dovuto alla crescita delle altre forme di proprietà, soprattutto quelle delle imprese energetiche estere e degli enti locali, ma anche degli istituti finanziari e delle società diverse, la cui rilevanza nell'insieme è passata dal 5 al 22 per cento. I dati si riferiscono al 31 dicembre 2004 e pertanto non includono l'effetto della prevista OPA sul capitale di Edison che potrebbe aumentare la quota delle società estere dall'attuale 6 a oltre il 9 per cento, nonché degli enti locali che, con l'acquisto di Edison, potrebbero giungere a controllare il 7-8 per cento del comparto nel suo complesso (partendo da un'incidenza praticamente nulla nel 1998 e del 4 per cento nel 2004).

Compravendita

Uno degli sviluppi più emblematici del processo di liberalizzazione in entrambi i settori è la nascita, seguita da rapida crescita, della fase di compravendita. Nel precedente sistema la vendita era integrata nella fase dell'approvvigionamento e/o della distribuzione e basata su prezzi amministrati e contratti collettivi. Pertanto i dati relativi al 1998 si riferiscono all'operatore dominante e ai distributori integrati.

Nel settore elettrico, sono oggi attive poco meno di 250 società di vendita di cui solo una minima parte (appena 4) create a seguito della scissione tra attività di vendita e distribuzione imposta dal decreto legislativo n. 79/99 a Enel e alle aziende municipali con oltre 300.000 clienti. La struttura proprietaria caratterizzata da un forte contributo statale è determinata dalla società Acquirente Unico S.p.A. È tuttavia molto significativa la presenza di imprese energetiche estere in tutte le categorie e di società diverse che esprimono la presenza di consorzi e società consortili, nonché di numerosi autoproduttori soprattutto nelle fasce minori.

Anche nel settore del gas il numero molto elevato di società di vendita è prevalentemente conseguenza dell'attuazione del decreto legislativo n. 164/00 che ha imposto la separazione tra attività di vendita e di distribuzione. Tuttavia, anche in questo caso la liberalizzazione del settore ha indotto una rapida ascesa di società di compravendita indipendenti da quelle di distribuzione, oppure frutto di accordi tra due o più società di distribuzione. Diverse società di compravendita sono poi nate attraverso la fusione e il consolidamento di più società di vendita; emblematico a questo riguardo è il caso di Enel Gas S.p.A. che ha aggregato le attività della Camuzzi S.p.A. e di un'altra ventina tra società medie e piccole. Infine, in molti casi, con l'attuazione del decreto legislativo n. 164/00, preesistenti società di

TAV. 2.3 CONCENTRAZIONE E STRUTTURA DELLE PROPRIETÀ DELL'INDUSTRIA NAZIONALE DEL GAS NEL 2004

	Società con:						Totale nel 1998
	> 10.000 M(m ³)	1.000-10.000 M(m ³)	100-1.000 M(m ³)	10-100 M(m ³)	< 10 M(m ³)	Totale	
A) APPROVVIGIONAMENTO							
Concentrazione							
Numero di imprese	1	4	19	13	5	42	5
Energia prodotta e/o importata M(m ³)	52.374	22.731	4.690	341	11	80.147	61.559
Produzione e/ import media per impresa M(m ³)	52.374	5.683	247	26	2	1.908	12.312
Struttura della proprietà (%)^(A)							
Enti locali	0	9	13	17	4	4	0
Borsa valori	70	35	5	0	0	54	60
Imprese energetiche estere	0	8	42	32	0	6	0
Imprese energetiche locali	0	0	6	19	4	1	0
Imprese energetiche nazionali	0	0	2	0	34	0	0
Istituti finanziari	3	21	3	0	0	8	4
Persone fisiche	0	0	5	2	2	1	0
Società diverse	0	10	23	30	56	5	1
Stato	27	16	0	0	0	22	35
Totale	100	100	100	100	100	100	100
B) COMPRAVENDITA^(B)							
Concentrazione							
Numero di imprese	2	10	56	163	163	394	778
Energia venduta M(m ³)	69.900	32.926	19.151	4.705	686	127.369	81.914
Vendita media per impresa	34.950	3.293	342	29	4	323	105
Struttura della proprietà (%)^(A)							
Enti locali	0	22	21	19	21	9	13
Borsa valori	67	28	5	0	0	46	48
Imprese energetiche estere	0	8	22	7	0	6	2
Imprese energetiche locali	0	1	15	44	12	4	1
Imprese energetiche nazionali	0	2	5	8	10	2	1
Istituti finanziari	3	22	6	0	0	7	4
Persone fisiche	0	0	2	8	19	1	2
Società diverse	0	10	22	14	38	6	6
Stato	30	7	1	0	0	19	23
Totale	100	100	100	100	100	100	100

continua →

TAV. 2.3 **CONCENTRAZIONE E STRUTTURA DELLE PROPRIETÀ
DELL'INDUSTRIA NAZIONALE DEL GAS NEL 2004**
SEGUE

	Società con:						Totale nel 1998
	> 10.000 M(m ³)	1.000- 10.000 M(m ³)	100- 1.000 M(m ³)	10- 100 M(m ³)	< 10 M(m ³)	Totale	
C. DISTRIBUZIONE^(C)							
Concentrazione							
Numero di imprese	-	4	36	139	301	480	774
Energia distribuita M(m ³)	-	14.170	13.548	4.680	823	33.222	30.004
Distribuzione media per impresa	-	3.543	376	34	3	69	39
Struttura della proprietà (%)^(A)							
Enti locali	-	15	54	43	52	33	39
Borsa valori	-	57	11	2	0	32	13
Imprese energetiche estere	-	1	10	8	1	5	0
Imprese energetiche locali	-	0	3	7	13	2	6
Imprese energetiche nazionali	-	0	1	9	3	2	3
Istituti finanziari	-	4	4	1	0	3	10
Persone fisiche	-	0	4	12	15	3	17
Società diverse	-	0	11	18	16	7	2
Stato	-	23	3	1	0	12	10
Totale	-	100	100	100	100	100	100

(A) I dati sulla proprietà si riferiscono al 31 dicembre 2004.

(B) Nel 2004 sono incluse le vendite ai grossisti e sul mercato libero.

(C) A mezzo reti locali.

compravendita dell'energia elettrica si sono diversificate nel settore del gas.

La struttura della proprietà del settore è determinata dal ruolo preminente svolto soprattutto dall'Eni ma anche dalle maggiori aziende locali quotate in borsa. Nelle categorie minori aumenta invece il peso degli enti locali e delle loro imprese, nonché delle persone fisiche e di società diverse la cui importanza nella proprietà delle più piccole imprese locali è rimasta tuttora significativa.

Distribuzione

In termini di concentrazione il settore della distribuzione elettrica è certamente quello che è cambiato di meno. Le principali modifiche sono infatti dovute all'acquisizione delle reti dell'Enel da parte di aziende municipali determinata dal decreto legislativo n. 79/99, che si riflette essenzialmente nella seconda e nella terza delle categorie riportate (società con 10-30 TWh e con 1-10 TWh di distribuzione annua). Anche la struttura proprietaria è abbastanza statica fatta eccezione per l'effetto della trasformazione dell'Enel e delle maggiori aziende degli enti locali. La quotazione in borsa ha infatti riguardato le aziende degli

enti locali di tutte le categorie riportate inclusa quella minore con meno di 1 TWh di distribuzione annua.

Nel settore della distribuzione del gas è sintomo della forte ristrutturazione in atto l'aumento della quantità di gas mediamente distribuita per società che è quasi raddoppiata, passando da 39 milioni di metri cubi nel 1998 a poco meno di 70 milioni di metri cubi nel 2004. Tale incremento è conseguente all'acquisizione di numerose piccole e medie aziende con attività di distribuzione inferiore a 10 milioni di metri cubi operata specialmente da Enel, ma anche da altri operatori come Thuega e ultimamente Gas Natural. Altre come Gaz de France si sono invece focalizzate su poche società di dimensione più consistente. Il parallelo processo di fusione tra aziende locali, avvenuto o in atto soprattutto nel Setteentrione, ha anch'esso portato a una maggiore concentrazione del settore. Un analogo effetto ha avuto l'accorpamento di numerosi piccoli distributori, spesso di dimensioni comunali, in entità locali maggiori come nel caso di Hera S.p.A. Ulteriori dettagli sul processo di aggregazione in atto negli ultimi anni sono forniti nel Capitolo 4.

Il processo di aggregazione nel settore del gas si riflette anche in un forte dinamismo in termini di proprietà delle imprese. Il settore è caratterizzato da un'importante crescita del ruolo della borsa la cui quota nel capitale sociale delle imprese è cresciuta dal 13 per cento del 1998 al 31 per cento alla fine del 2004. L'incidenza dello Stato è tuttavia rimasta quasi invariata per via delle acquisizioni da parte dell'Enel di molteplici imprese locali di proprietà essenzialmente privata. È invece crollata negli ultimi anni l'incidenza della proprietà delle persone fisiche che precedentemente era una caratteristica di molte società del settore. Si è poi ridotto il peso degli istituti finanziari, anche in relazione al diminuito ruolo delle persone fisiche. Risulta molto palese la crescita dell'incidenza delle imprese estere nella proprietà dei distributori; essenzialmente pari a zero nel 1998, è aumentata al 5 per cento nel 2004. Il rialzo è dovuto soprattutto a E.On attraverso Thuega e a Gaz de France.

Infatti, nel settore del gas come in quello elettrico, in alternativa all'esportazione di energia tramite infrastrutture di trasporto essenzialmente sature, si è mostrato più conveniente sfruttare le occasioni offerte dalla liberalizzazione, acquistando attività in Italia per avere un accesso diretto agli utenti finali nella prospettiva di nuove possibilità di importazione.

INDIRIZZI DI POLITICA ENERGETICA DEL GOVERNO E DEL PARLAMENTO

Modifiche legislative nel settore dell'energia

Documento di programmazione economica e finanziaria

Il Documento di programmazione economica e finanziaria (Dpef), come previsto dalla legge istitutiva 14 novembre 1995, n. 481, rappresenta il principale strumento di indirizzo dell'attività dell'Autorità da parte di Parlamento e Governo. Deliberato dal Consiglio dei ministri il 29 luglio 2004, il Dpef per il periodo 2005-2008 affronta brevemente il tema dell'energia nel più generale ambito delle riforme economiche e sociali, quale fattore in grado di incidere sull'aumento della competitività del paese, in coerenza con gli obiettivi fissati dall'Unione europea a Lisbona.

Il Dpef sottolinea come il settore energetico necessiti di un' incisiva azione a favore della concorrenza allo scopo di ridurre i prezzi e i costi per le imprese e i cittadini. La politica per la concorrenza risulta, infatti, determinante per promuovere lo sviluppo, contrastare l'inflazione e difendere il potere d'acquisto. In particolare, il Governo considera prioritaria la promozione della sicurezza e dell'efficienza del sistema energetico, da attuarsi anche attraverso provvedimenti dell'Autorità. Essenziale a tali fini risulta dunque essere il completamento del processo di liberalizzazione nell'ambito di un quadro regolatorio certo.

Nel Dpef il Governo si impegna altresì a favorire la diversificazione delle fonti, lo sviluppo delle reti e la razionalizzazione dei soggetti operanti in attività di pubblico interesse.

Riordino del settore energetico e delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia

Una delle novità più rilevanti nell'ambito della legislazione energetica tra quelle realizzate nello scorso anno è rappresentata dall'emanazione, a oltre due anni dall'inizio dell'*iter* parlamentare, della legge 23 agosto 2004, n. 239, *Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia*.

Il provvedimento, del cui *iter* si è già dato conto nelle *Relazioni Annuali* degli scorsi anni, dedica una prima parte sia all'individuazione dei principi fondamentali in materia energetica, che contribuiscono a garantire la tutela della concorrenza, dei livelli essenziali delle prestazioni, dell'incolumità e della sicurezza pubblica, sia alla disciplina delle attività del settore energetico. Tali disposizioni normative specificano, altresì, gli obiettivi generali e le linee di politica energetica nazionale, insieme ai criteri generali per la sua attivazione a livello territoriale, affidati allo Stato che si avvale di meccanismi di raccordo-cooperazione con le autonomie regionali. Segue l'indicazione dei compiti e delle funzioni amministrative esercitate dallo Stato, anche avvalendosi dell'Autorità; altre norme invece riguardano specificamente la stessa Autorità.

In particolare, il comma 11 stabilisce che il Governo, nell'ambito del Dpef, indichi all'Autorità il quadro delle esigenze di sviluppo dei servizi di pubblica utilità dei settori dell'energia elettrica e del gas, corrispondenti agli interessi generali nazionali. Il Consiglio dei ministri può definire indirizzi di politica generale per l'esercizio delle funzioni attribuite all'Autorità. Il comma 12 fissa il termine per la presentazione al Parlamento e al Presidente del Consiglio dei ministri della *Relazione Annuale* sull'attività svolta dall'Autorità entro il 30 giugno di ogni anno.

All'Autorità è confermata la funzione consultiva su atti o provvedimenti, con la precisazione che qualora essa non si esprimesse entro 60 giorni dal ricevimento dei medesimi, questi possono comunque essere adottati. Analogamente, nel caso in cui l'Autorità non adotti atti o provvedimenti di sua competenza ai sensi delle leggi vigenti, il Governo potrà, comunque, adottare i relativi provvedimenti. Il numero dei componenti dell'Autorità, con l'entrata in vigore della legge, passa da tre a cinque. Stante la scadenza naturale dei componenti in carica, i nuovi membri, non ancora nominati al momento della stesura della presente *Relazione Annuale*, saranno individuati secondo la procedura fissata dalla legge n. 481/95.

La parte successiva delle disposizioni che qui si analizzano riguarda la tematica della liberalizzazione dei mercati. In particolare, è prevista un'esenzione, secondo principi e criteri fissati con decreto dal Ministero delle attività produttive, dalla disciplina che stabilisce il diritto di accesso dei terzi, per minimo 20 anni e per una quota pari almeno all'80 per cento, a favore dei soggetti che investono nella realizzazione di nuove infrastrutture di interconnessione tra le reti nazionali di trasporto di gas degli Stati membri dell'Unione europea e la rete di trasporto italiana.

Si riconosce, inoltre, il diritto all'allocazione prioritaria di nuova capacità ai punti di ingresso della rete nazionale del gas ai soggetti che investono nella realizzazione di nuove infrastrutture internazionali di interconnessione con Stati non appartenenti all'Unione europea.

Si evidenzia, tra gli altri, il comma 29 che attribuisce al Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministero delle attività produttive, il potere di definire condizioni e vincoli cui devono conformarsi imprese o enti degli Stati membri dell'Unione europea, nel caso di operazioni di concentrazione di imprese operanti nei mercati dell'energia, ove non sussistano adeguate garanzie di reciprocità nei rispettivi paesi di appartenenza.

I commi successivi sono dedicati allo sviluppo della concorrenza. Nello specifico, vengono fissate le nuove soglie di apertura del mercato elettrico già previste dalla direttiva europea: a decorrere dal 1° luglio 2004 è cliente idoneo ogni cliente non domestico e dal 1° luglio 2007 cliente idoneo sarà ogni cliente finale. Ai clienti divenuti idonei è riconosciuto il diritto di recedere dal precedente

contratto di fornitura con modalità stabilite dall'Autorità; qualora tale diritto non venga esercitato la fornitura a questi clienti continua a essere garantita dall'Acquirente Unico.

Nell'ambito del mercato del gas, l'Autorità, al fine di assicurare la fornitura di gas naturale ai clienti finali allacciati alla rete con consumi inferiori o pari a 200.000 m³ annui che, temporaneamente, sono privi di fornitore o che risiedono in aree geografiche nelle quali non si è ancora sviluppato un mercato concorrenziale, è tenuta a individuare le imprese di vendita del gas che svolgano la funzione di "fornitore di ultima istanza".

Rete nazionale di trasmissione dell'energia elettrica

Il decreto legge 29 agosto 2003, n. 239, convertito nella legge 27 ottobre 2003, n. 290, in materia di sicurezza del sistema elettrico nazionale, disponeva la definizione, mediante decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, dei criteri e delle modalità per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione. Lo stesso decreto legge aveva altresì stabilito che nessuna società operante nel settore della produzione, importazione, distribuzione e vendita di energia elettrica potesse detenere, a decorrere dal 1° luglio 2007, quote superiori al 20 per cento del capitale delle società che sono proprietarie o che gestiscono reti nazionali di trasporto di energia elettrica e di gas. In attuazione del citato decreto legge n. 239/03, è stato emanato, l'11 maggio 2004, il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri recante *Criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione*.

In vista della promulgazione del suddetto decreto, l'Autorità ha inviato al Governo, il 20 aprile 2004, una segnalazione, affinché le misure in via di adozione fossero tali da garantire l'indipendenza e l'imparzialità del soggetto investito della gestione della rete di trasmissione nazionale. L'Autorità ha quindi segnalato la necessità di definire disposizioni volte a escludere che singoli operatori settoriali possano influenzare le decisioni che il soggetto risultante dall'unificazione adotterà nell'esercizio delle attività di trasmissione e dispacciamento.

Con tale provvedimento si è inteso dunque unificare in capo a un unico soggetto la proprietà e la gestione dell'intera rete elettrica nazionale di trasmissione, al fine sia di favorire lo sviluppo della capacità di trasporto della stessa rete, sia di migliorare la sicurezza e l'economicità del sistema elettrico nazionale. Perseguendo tale finalità, il decreto in esame ha disposto il trasferimento in capo a Terna S.p.A. delle attività, delle funzioni, dei beni e dei rapporti giuridici attivi e passivi facenti capo alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A., a eccezione di alcune funzioni e partecipazioni tra cui quelle detenute nelle società Gestore del mercato elettrico S.p.A. e Acquirente Unico, da attuarsi entro il 31 ottobre 2005; lo stesso decreto ha inoltre stabilito la privatizzazione

del soggetto risultante dall'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione.

Piano d'azione per lo sviluppo economico, sociale e territoriale

Gli altri sviluppi della legislazione energetica realizzati nel corso dell'ultimo anno sono rappresentati dall'approvazione del decreto del Ministero delle attività produttive 17 dicembre 2004, riguardante *Modalità e condizioni delle importazioni di energia elettrica per l'anno 2005* e dal decreto legge 14 marzo 2005, n. 35, recante *Disposizioni urgenti nell'ambito del Piano di azione per lo sviluppo economico, sociale e territoriale*.

Quest'ultimo rappresenta uno dei due provvedimenti (un decreto legge, appunto, e un disegno di legge) di cui si compone il Piano d'azione per lo sviluppo economico, sociale e territoriale approvato dal Governo l'11 marzo 2004. Il decreto legge contiene disposizioni eterogenee volte a conferire nuovo slancio e competitività all'economia nazionale. In particolare, le misure inserite in esso riguardanti il mercato dell'energia si riferiscono al potenziamento della rete infrastrutturale (terminali di rigassificazione) e a interventi a sostegno dell'attività produttiva (estensione di condizioni tariffarie elettriche favorevoli alle forniture di energia elettrica destinata alle produzioni e lavorazioni di alluminio, piombo, argento, zinco e al ciclo cloro-soda).

Tale decreto ha iniziato l'*iter* parlamentare per la sua conversione in legge ed è, al momento della stesura della presente *Relazione Annuale*, all'esame della V Commissione del Senato della Repubblica (AS 3344).

Il disegno di legge (AC 5736), invece, è stato presentato al Parlamento il 22 marzo 2005, iniziando così il suo *iter* parlamentare con l'assegnazione in prima lettura presso le Commissioni riunite I, affari costituzionali, e V, bilancio, della Camera dei deputati.

Tra le disposizioni poste a sostegno del mercato, talune riguardano specificamente il settore energetico, quali quelle che contemplano le misure per la produzione razionale e la distribuzione energetica, nonché per la previsione del divieto di oblazione, ossia del pagamento in misura ridotta delle sanzioni amministrative pecuniarie comminate dall'Autorità a seguito dell'accertata violazione dei propri provvedimenti.

Altri interventi normativi

Nel corso dell'anno 2004 hanno visto la luce i due decreti ministeriali 20 luglio 2004 in materia di promozione del risparmio e dell'efficienza negli usi finali di energia elettrica e gas naturale, la cui attuazione è demandata all'Autorità, Tali decreti si pongono come obiettivo quello di conseguire, entro il 2009, un risparmio di energia pari all'incremento annuo dei consumi complessivi nazionali di energia registrato nel periodo 1999-2001. La prevista riduzione dei consumi nazionali concorre, quindi, al conseguimento degli obiettivi di riduzione

dei gas serra, in conformità con gli impegni assunti dall'Italia nell'ambito del Protocollo di Kyoto.

Al fine di dare attuazione alle previsioni contenute nei due decreti, è stato delineato un meccanismo che si fonda sull'imposizione di obblighi quantitativi di risparmio di energia primaria, posti a carico dei distributori di energia elettrica e di gas naturale, da raggiungere attraverso lo sviluppo di progetti a favore dei consumatori finali di energia o mediante l'acquisto da terzi di certificati (denominati "Titoli di efficienza energetica" o "certificati bianchi") attestanti il conseguimento di risparmi energetici da parte di altri soggetti.

Tra gli interventi normativi dell'anno trascorso si segnalano inoltre: il decreto del Ministero delle attività produttive 6 agosto 2004, relativo alla determinazione dei costi non recuperabili del settore dell'energia elettrica (*stranded cost*); il decreto legge 12 novembre 2004, n. 273, convertito nella legge 30 dicembre 2004, n. 316, recante *Disposizioni urgenti per l'applicazione della Direttiva 2003/87/CE in materia di scambio di quote di emissione dei gas a effetto serra nella Comunità europea*.

In vista dell'emanazione di quest'ultimo provvedimento, l'Autorità ha inviato al Governo una segnalazione per sostenere l'approvazione, da parte della Commissione europea, del Piano nazionale di allocazione elaborato dal Ministero dell'ambiente e dal Ministero delle attività produttive, con cui dare attuazione alla menzionata Direttiva 2003/87/CE. Tale direttiva prevede, infatti, che gli Stati membri attribuiscono, attraverso il citato piano di assegnazione nazionale, un numero di permessi di emissione di gas a effetto serra per ciascun impianto. I permessi vengono assegnati, per il primo triennio (2005-2007), a titolo gratuito ai singoli impianti produttivi in proporzione alle emissioni previste. Successivamente, nel caso in cui un impianto ecceda il quantitativo di emissioni assegnatogli, l'operatore dovrà acquistare sul mercato europeo crediti sufficienti a coprire tale eccedenza.

Il citato decreto legge n. 273/04, in attesa del recepimento da parte dell'Italia della Direttiva comunitaria 2003/87/CE, consente all'Autorità nazionale competente di richiedere ai produttori elettrici, rientranti nell'ambito di applicazione della stessa direttiva, le informazioni necessarie ai fini dell'assegnazione delle quote di emissione per il periodo 2005-2007, per completare così il Piano nazionale di allocazione.

Interventi normativi in corso di definizione

È proseguito, nel 2005, l'*iter* del disegno di legge costituzionale AS 2544, *Modifiche alla II Parte della Costituzione*, che, presentato il 18 ottobre 2004 e approvato in seconda lettura il 23 marzo 2005 dal Senato, è tornato, al momento della stesura del presente capitolo, all'altro ramo del Parlamento. Tale disegno di legge interessa direttamente le Autorità amministrative indipen-

denti. Infatti, l'art. 35 del testo licenziato dal Senato prevede che, per lo svolgimento di attività di garanzia o di vigilanza in materia di diritti di libertà garantiti dalla Costituzione e su materie di competenza dello Stato, la legge può istituire apposite Autorità indipendenti, stabilendone la durata del mandato, i requisiti di eleggibilità e le condizioni di indipendenza. È previsto altresì che le Autorità debbano riferire alle Camere sui risultati delle attività svolte.

Il Consiglio dei ministri, nella seduta del 18 febbraio 2005, ha approvato lo Schema di decreto del Presidente del Consiglio dei ministri recante *Definizione dei criteri di privatizzazione e delle modalità di dismissione della partecipazione detenuta da Eni S.p.A. nel capitale di Snam Rete Gas S.p.A.*

Tale provvedimento è ora all'esame della Camera e del Senato per la formulazione dei pareri delle commissioni competenti.

La privatizzazione di Snam Rete Gas, società che, come noto, svolge le attività di trasporto e di dispacciamento del gas naturale, assume particolare rilevanza in quanto attinente a un'impresa esercente un servizio di pubblica utilità, il cui processo di privatizzazione è regolato dalla legge n. 481/95. Tale provvedimento legislativo prevede infatti all'art. 1, comma 2, che per la privatizzazione delle imprese operanti nei settori di pubblica utilità il Governo individui i criteri e le modalità di dismissione, e li trasmetta al Parlamento per l'espressione del parere. Il provvedimento in esame richiama, nel preambolo e nella relazione di accompagnamento, alcune considerazioni contenute sia nel documento conclusivo dell'*Istruttoria congiunta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato sullo stato della liberalizzazione del settore del gas*, sia nella segnalazione 27 gennaio 2005 dell'Autorità; in entrambi si sottolinea come solo l'esistenza di un soggetto separato in termini proprietari e societari, terzo quindi rispetto alle fasi della filiera diverse dal trasporto, assicurerebbe la totale trasparenza e la non discriminazione dei comportamenti dell'impresa di trasporto del gas naturale.

Lo schema di deliberazione in esame intende dunque conciliare l'obbligo legislativo di riduzione della quota di proprietà dell'Eni nel capitale di Snam Rete Gas (ai sensi dell'art. 1-ter, comma 4, del decreto legge n. 239/03, convertito nella legge n. 290/03, poi novellato dall'art. 1, comma 24, lettera b), della legge n. 239/04) con l'esigenza di consentire al contempo all'Eni stessa di effettuare le scelte di disimpegno dal capitale secondo la tempistica che risulterà più opportuna.

EVOLUZIONE DELLA NORMATIVA AMBIENTALE

Obiettivi di Kyoto ed *Emission Trading*

Con la ratifica da parte della Federazione Russa, il Protocollo di Kyoto e i suoi *target* di riduzione dei gas a effetto serra sono diventati vincolanti. L'Unione europea si è impegnata a ridurre le emissioni nel periodo 2008-2012 dell'8 per cento circa rispetto a quelle registrate nel 1990. Per effetto di un accordo tra i paesi membri dell'Unione l'Italia è chiamata a limitare le proprie emissioni del 6,5 per cento.

Per conseguire le riduzioni richieste uno Stato può proporre misure nazionali di contenimento o ricorrere a meccanismi flessibili, quali il *Clean Development Mechanism*, la *Joint Implementation* e l'*Emission Trading* con paesi terzi che offrano costi di abbattimento delle emissioni più favorevoli.

La Direttiva 2003/87/CE che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissione dei gas a effetto serra nella Comunità, definita anche Direttiva *Emission Trading*, introduce all'interno dell'Unione europea e per determinati settori uno strumento di mercato per il controllo delle emissioni. In quanto tale, la direttiva fonda un meccanismo di scambio che non deve essere confuso con quello flessibile dell'*Emission Trading* del Protocollo di Kyoto. Essa stabilisce che dal 1° gennaio 2005 nessun impianto compreso nei settori regolamentati possa continuare a operare senza un'apposita autorizzazione a emettere gas a effetto serra. È inoltre previsto che ciascun Stato membro assegni a ogni impianto, in relazione al *target* nazionale di contenimento, un numero di quote di emissione di CO₂. Queste, che rappresentano i diritti a emettere CO₂, divengono titoli scambiabili in tutto il circuito dell'Unione. Gli Stati, attraverso un Piano nazionale di assegnazione approvato dalla Commissione europea, rendono pubblici la modalità di gestione delle quote e il loro numero, da assegnare ai singoli impianti per il primo periodo 2005-2007, identificato dalla direttiva.

Il decreto legge n. 273/04 invita gli operatori a presentare la richiesta di autorizzazione a emettere gas serra e a fornire i dati necessari alla quantificazione delle quote nel triennio 2005-2007. Le autorizzazioni a emettere CO₂ sono state conseguentemente rilasciate con decreti congiunti del Ministero dell'ambiente e del Ministero delle attività produttive, che istituiscono sia disposizioni in materia di monitoraggio delle emissioni sia l'obbligo per i gestori a restituire le quote a fronte delle emissioni registrate.

Il Piano nazionale di assegnazione non è ancora stato approvato dalla Commissione europea. I problemi sorti riguardano il totale delle quote che l'Italia vorrebbe assegnare agli impianti e l'introduzione, per il settore elettrico, di un meccanismo di gestione delle quote che preveda una correzione *ex-post* dei cre-

TAV. 2.4 QUANTIFICAZIONE DELLE EMISSIONI PER SETTORE 1990-2000

Milioni di tonnellate equivalenti di CO₂

	1990	2000
Da usi di fonti energetiche	412,4	444,5
- termoelettrico	110,5	134,2
- raffinazione	17,1	17,4
- trasporti	104,4	124,4
- altre attività energetiche	90,8	90,5
Da altre fonti non energetiche	95,6	99,4
Totale emissioni di gas serra	508,0	543,9
Emissioni di gas serra dei settori compresi nella Direttiva 2003/87/CE	258,1	275,0
Emissioni di CO ₂ dei settori compresi nella Direttiva 2003/87/CE	210,2	224,0

Fonte: Ministeri dell'ambiente e delle attività produttive, Piano nazionale di assegnazione.

TAV. 2.5 QUANTIFICAZIONE DELLE QUOTE ASSEGNATE AI SETTORI OGGETTO DELLA DIRETTIVA

Milioni di tonnellate equivalenti di CO₂

	2005	2006	2007
Attività energetiche	178,2	179,1	184,6
- termoelettrico	135,9	136,7	141,9
- altri impianti di combustione	16,2	16,4	16,6
- teleriscaldamento	1,5	1,6	1,7
Emissioni da gas residui	8,2	8,2	8,2
Produzione trasformazione metalli ferrosi	20,2	20,4	20,6
Altri settori industriali	45,3	46,3	47,1
Totale	251,9	254,0	260,5

Fonte: Ministeri dell'ambiente e delle attività produttive, Piano nazionale di assegnazione.

diti. Quest'ultima consentirebbe di ridurre il rischio di un'erronea allocazione iniziale rispetto all'effettivo funzionamento degli impianti di generazione.

Nelle tavole 2.4 e 2.5 è offerta una sintesi quantitativa delle emissioni totali di gas climalteranti del nostro paese e delle quote proposte nell'ultima versione del Piano di assegnazione.

Per l'assegnazione delle quote al settore termoelettrico i Ministeri dell'ambiente e delle attività produttive hanno proceduto riconoscendo le emissioni storiche degli ultimi tre anni per gli impianti di cogenerazione e quelle previste, sulla base della generazione attesa nel triennio 2005-2007, per gli altri impianti. Per la stima della generazione attesa i ministeri si sono avvalsi della collaborazione tecnica dell'Autorità anche se non è possibile avere un riscontro tra le quote di generazione previste e l'allocazione proposta.

Le quote spettanti per soddisfare la domanda di energia elettrica sono date dalla somma di quelle riportate nel settore termoelettrico e nel caso dell'autoproduzione nei rispettivi settori industriali.