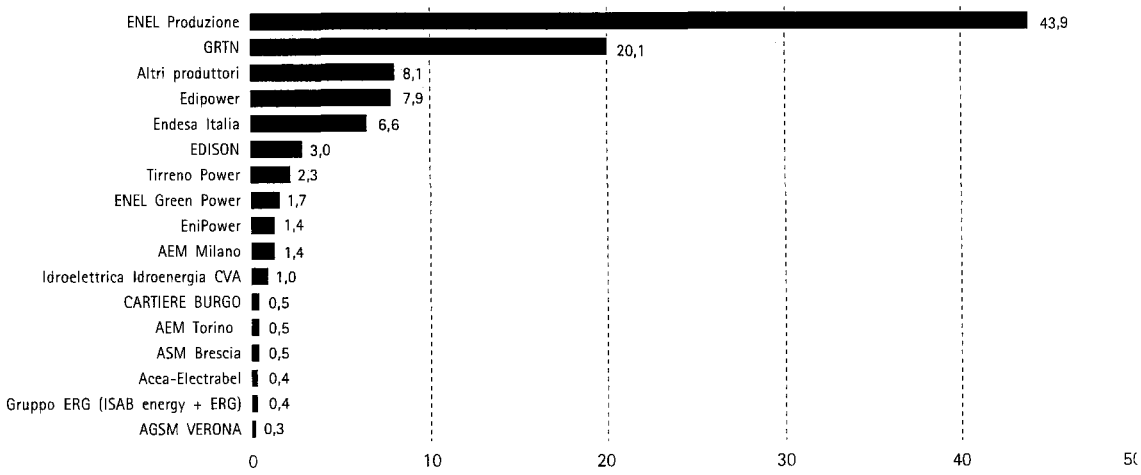
Enel Produzione ha contribuito al 46,4 per cento della produzione nazionale netta, a cui si deve aggiungere il 2,9 per cento di Enel Green Power S.p.A.; secondo produttore è Edison S.p.A. che, con le sue controllate, produce il 9 per cento dell'energia netta; seguono Edipower, 7,6 per cento, Endesa Italia, 6,4 per cento, Tirreno Power S.p.A., 2,3 per cento ed EniPower, 2 per cento. La figura 4.3 fornisce i contributi percentuali alla generazione netta delle maggiori società di produzione nazionali. I dati includono l'eventuale generazione in convenzione CIP6 o altro ritiro obbligato da parte del GRTN, nonché l'eventuale autoproduzione. Essi sono raccolti sotto un unico gruppo qualora si sia in presenza di società controllate.

Escludendo dal computo della generazione netta imputabile a ciascuna società, l'energia elettrica prodotta e incentivata nell'ambito delle convenzioni CIP6 o altro tipo di ritiro obbligato da parte del GRTN, nonché l'energia elettrica attribuita ai pompaggi, il grafico relativo alla produzione nazionale destinata al consumo cambia in maniera rilevante: secondo fornitore nazionale di energia elettrica, dopo Enel Produzione con il 43,9 per cento, risulta essere il GRTN con il 20,1 per cento; seguono Edipower, 8 per cento, Endesa Italia, 6,6 per cento, Edison e controllate, 3 per cento e Tirreno Power, 2,3 per cento. Anche in questo grafico i dati includono l'eventuale autoproduzione delle diverse società. Il grafico si differenzia dal precedente dal momento che illustra il GRTN quale fornitore di energia elettrica destinata al consumo in relazione al volume di energia ritirata dai diversi produttori ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99.

FIG. 4.4 CONTRIBUTO PERCENTUALE ALLA FORNITURA DELL'ENERGIA ELETTRICA DESTINATA AL CONSUMO NEL 2003(A)



(A) Al netto dell'energia destinata ai pompaggi. Il GRTN figura come produttore.

Fonte: Stime su dati degli operatori.

È tuttavia importante ricordare che in questa fase di rinnovamento del parco elettrico rilevanti quote di capacità di produzione sono in fase di ristrutturazione o *repowering*.

La tavola 4.2 fornisce una stima dell'incidenza dei lavori di conversione sul totale della potenza installata relativamente a Enel Produzione e alle società create a seguito del processo di dismissione.

TAV. 4.2 **INCIDENZA DEI LAVORI DI RICONVERSIONE NEL 2003 SULLA CAPACITÀ INSTALLATA**

MW

	ENEL PRODUZIONE	EDIPOWER	ENDESA ITALIA	TIRRENO POWER
Installati	27 808	7 129	4 803	2 898
Indisponibili	2 650	1 796	330	974
Parzialmente disponibili	1 335	703	768	320
Incidenza sul totale	14%	35%	23%	45%

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

Nel periodo compreso tra il 2002 e i primi mesi del 2004, il Ministero delle attività produttive ha autorizzato sia la costruzione di nuove centrali termoelettriche per una potenza totale di 12 637 MW, sia la conversione a carbone della Centrale di Torrevaldaliga Nord (Enel), la trasformazione a ciclo combinato di quelle di Vado Ligure (Tirreno Power) e di Tavazzano (Endesa Italia), le modifiche di Brindisi Nord (Edipower) e Livorno (Enel). Sono state presentate domande di autorizzazione per ulteriori 45 000 MW.

La tavola 4.3 riporta il contributo per fonte alla generazione termoelettrica di Enel Produzione, Edipower, Endesa Italia e Tirreno Power. Tale mix è destinato a modificarsi in relazione al completamento dei lavori di riconversione.

TAV. 4.3 **CONTRIBUTO PERCENTUALE PER FONTE ALLA GENERAZIONE TERMOELETTRICA DELLE MAGGIORI SOCIETÀ NEL 2003**

Valori percentuali

	CARBONE	OLIO COMBUSTIBILE	GAS NATURALE	ORIMULSION	ALTRI COMBUSTIBILI
Enel Produzione	24,4	25,9	45,8	3,8	0,2
Edipower	8,3	46,6	45,1	0,0	0,0
Endesa Italia	20,2	38,4	34,7	6,8	0,0
Tirreno Power	63,4	20,2	16,4	0,0	0,1

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

Infine la tavola 4.4 riporta la percentuale della generazione rinnovabile su quella totale delle società. Come è possibile notare il processo di cessione degli impianti Enel è stato meno incisivo in questo settore dove Enel, includendo anche la quota relativa a Enel Green Power, è rimasta proprietaria di tutto il parco impianti geotermoelettrici e di gran parte della capacità degli impianti idroelettrici.

TAV. 4.4 **PERCENTUALE DELLA GENERAZIONE RINNOVABILE SULLA GENERAZIONE TOTALE NEL 2003**

	ENEL PRODUZIONE E GREEN POWER	EDIPOWER	ENDESA ITALIA	TIRRENO POWER
Idro >10 MW	11,8	7,9	8,2	0,0
Idro <10 MW	1,8	0,5	0,4	2,6
Altre rinnovabili	3,7	0,0	0,5	0,0
Totale non convenzionale	17,3	8,4	9,1	2,6
Pompaggi[A]	5,3	0,0	0,0	0,0

(A) Gli impianti di pompaggio non concorrono per un periodo di due anni a determinare i prezzi nella borsa elettrica.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

Bilancio degli operatori del settore elettrico

Il bilancio degli operatori elettrici, riportato nella tavola 4.5, rappresenta sinteticamente il ruolo svolto dalle principali tipologie di operatori[1] nella determinazione dei flussi di energia elettrica dalle fasi della generazione e della importazione, fino a quelle della vendita e del consumo finale. Esso si distingue dai classici bilanci poiché offre la possibilità di quantificare l'evoluzione della concorrenza con riferimento alle diverse fasi della filiera.

I cambiamenti del sistema elettrico nazionale hanno richiesto, nel corso degli anni, un continuo adattamento nella definizione dei comparti e delle categorie del bilancio. Il bilancio del 2003 ha mantenuto la stessa struttura per operatori dell'anno precedente, senza significativi cambiamenti nella specificazione delle nove categorie individuate. Tuttavia, sono state introdotte alcune novità che riguardano soprattutto la struttura per fonti utilizzate dai diversi operatori nella generazione elettrica e le classi di vendita ai clienti finali del mercato libero. Se-

1 Come per gli anni passati, per operatore si intende l'insieme delle società di generazione, compravendita e *trading* appartenenti allo stesso gruppo di controllo.

gue una sintetica descrizione dei principali elementi del bilancio, lasciando il loro approfondimento nei successivi punti del Capitolo.

Il bilancio 2003 evidenzia una continua e forte concentrazione della generazione in poche società elettriche: 49,4 per cento per il gruppo Enel; 27,3 per cento per i principali gruppi concorrenti (Edison, Edipower, Endesa Italia, Tirreno Power, EniPower); appena il 4,7 per cento per le aziende municipali (tra cui le principali sono Aem Milano, Aem Torino, Asm Brescia S.p.A., Acea Electrabel S.p.A. e Agsm Verona S.p.A.). Le rimanenti società di generazione, raccolte insieme nella categoria degli altri produttori, contribuiva alla generazione netta con l'11,9 per cento. Questo gruppo, costituito da aziende di proprietà essenzialmente privata, è molto variegato, contenendo sia generatori relativamente grandi (Sarlux S.p.A. e gruppo Erg) con generazione netta superiore a 4 TWh, sia numerose società molto piccole con produzione netta inferiore a 50 GWh. Il rimanente 6,6 per cento della produzione totale netta è stato generato dagli autoproduttori, che si distinguono per il fatto di consumare la maggior parte dell'energia autoprodotta (l'81 per cento nel 2003). La produzione media per società si riduce rapidamente, di circa un ordine di grandezza, tra le varie categorie: 138 TWh per il gruppo Enel; 15,2 TWh per il gruppo dei principali concorrenti; 880 GWh per le aziende municipali; 220 GWh per gli altri produttori e 37 GWh per gli autoproduttori.

Appaiono significative le differenze nella struttura della generazione elettrica tra le varie categorie di operatori. Il gruppo Enel ha una struttura per fonti abbastanza equilibrata. Tra i principali gruppi concorrenti primeggia la generazione a base di gas naturale, con un relativamente basso contributo di energia idroelettrica. Questa, invece, partecipa per quasi il 50 per cento alla generazione netta del gruppo delle aziende municipali. Gli altri produttori sono caratterizzati da un forte contributo (53 per cento) della generazione a base di prodotti petroliferi e altre fonti fossili (prevalentemente prodotti e residui di raffineria). Sono concentrate nel gruppo Enel il 60 per cento della generazione idro (di cui oltre il 99 per cento dell'energia prodotta negli impianti di pompaggio), la totalità della generazione geotermoelettrica e il 73 per cento della generazione a base di carbone. È invece più equilibrata la distribuzione della generazione a base di gas naturale (gruppo Enel 44 per cento; principali gruppi concorrenti 37 per cento), mentre quella da fonti rinnovabili diverse da idro e geotermoelettrica (soprattutto biomasse e rifiuti) è concentrata (75 per cento) nel gruppo degli altri produttori.

La generazione elettrica sotto convenzione CIP6 risulta trascurabile (meno del 3 per cento della generazione totale netta) sia per il gruppo Enel sia per gli autoproduttori; la sua incidenza cresce a oltre il 20 per cento per i principali gruppi concorrenti e supera l'80 per cento per gli altri produttori. Tuttavia, il contributo

TAV. 4.5 **BILANCIO DEGLI OPERATORI ELETTRICI NEL 2003**

TWh

	GRUPPO ENEL	PRINCIPALI GRUPPI CONCORRENTI	AZIENDE MUNICIPALI	ALTRI PRODUTTORI	AUTO PRODUTTORI	GROSSISTI NAZIONALI INDIPENDENTI	GROSSISTI ESTERI	CONSORZI GROSSISTI	CLIENTI FINALI	TOTALE
Produzione nazionale netta	**137,8**	**76,2**	**13,2**	**33,3**	**18.4**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**279,0**
Carbone	26,0	8,8	0,4	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	35,7
Petrolio	27,6	18,1	1,0	2,0	3,8	0,0	0,0	0,0	0,0	52,5
Gas naturale	48,8	40,4	4,6	8,2	7,9	0,0	0,0	0,0	0,0	109,9
Altre fonti fossili	4,3	2,4	0,2	15,5	4,5	0,0	0,0	0,0	0,0	26,8
Idroelettrica	31,0	6,2	6,5	3,5	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	43,6
di cui pompaggi	7,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,4
Altre rinnovabili	0,1	0,4	0,6	4,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	10,5
di cui CIP6:										
da fonti rinnovabili	3,9	0,5	0,9	4,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6
da fonti assimilate	0,0	16,8	0,1	23,5	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	40,7
Energia destinata ai pompaggi	**10,4**	**0,0**	**0,1**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**10,5**
Saldo estero	**17,6**	**4,3**	**1,6**	**0,6**	**0,0**	**10,3**	**7,9**	**1,7**	**7,0**	**51,0**
Contratti Enel	16,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,7
Assegnato dal GRTN	0,8	2,1	1,2	0,3	0,0	5,0	2,8	1,3	6,0	19,5
Assegnato dai gestori esteri	0,1	2,2	0,3	0,2	0,0	5,3	5,1	0,3	1,0	14,7
Trasferimenti netti	**-11,6**	**-10,3**	**-2,4**	**-28,8**	**-5,0**	**9,2**	**13,9**	**7,2**	**28,0**	**0,0**
di cui:										
acquisti CIP6	12,6	6,6	3,9	0,2	0,0	5,5	9,9	1,6	10,6	51,0
Perdite	**8,5**	**4,5**	**0,8**	**0,3**	**0,9**	**1,2**	**1,4**	**0,6**	**2,2**	**20,5**
Totale risorse	**124,9**	**65,7**	**11,5**	**4,7**	**12,6**	**18,2**	**20,4**	**8,3**	**32,8**	**299,2**
Vendite e consumi finali	**124,9**	**65,7**	**11,5**	**4,7**	**12,6**	**18,2**	**20,4**	**8,3**	**32,8**	**299,2**
Mercato vincolato	114,2	38,2	5,9	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	158,4
Mercato libero	10,7	27,5	5,6	4,6	12,6	18,2	20,4	8,3	32,8	140,7
< 500 MWh	*0,3*	*0,4*	*0,3*	*0,3*	*0,0*	*1,6*	*0,2*	*0,2*	*0,0*	*3,3*
500 – 5 000 MWh	*1,9*	*7,9*	*1,2*	*1,3*	*0,1*	*5,1*	*2,1*	*2,5*	*0,2*	*22,3*
5 000 – 50 000 MWh	*4,4*	*12,6*	*2,2*	*2,2*	*3,6*	*6,2*	*8,9*	*3,2*	*5,8*	*48,9*
> 50 000 MWh	*4,2*	*6,7*	*2,0*	*0,9*	*8,9*	*5,3*	*9,2*	*2,3*	*26,8*	*66,3*

Fonte: Elaborazione AEEG in base alle dichiarazioni degli operatori e alle informazioni della banca dati dei clienti idonei. La produzione nazionale netta include i pompaggi. I trasferimenti includono: l'energia da impianti CIP6; le cessioni delle bande di capacità di importazione e gli scambi. I dati riportati possono differire da quelli presentati in altre tavole per via della origine diversa.

delle fonti rinnovabili alla generazione in CIP6, minore del 3 per cento per i principali gruppi concorrenti, aumenta al 16 per cento per gli altri produttori e al 90 per cento per le aziende municipali, per arrivare al 100 per cento nel caso del gruppo Enel.

Il saldo estero di 51 TWh evidenzia un calo significativo dei contratti pluriennali a favore di Enel (oggi trasferiti all'Acquirente Unico), vale a dire da 22,5 TWh nel 2002 a 16,7 TWh nel 2003. Del saldo estero di 34,2 TWh allocato al mercato libero (il 67 per cento del totale), le importazioni assegnate dal GRTN e dai gestori esteri ammontavano, rispettivamente, a 19,5 e 14,7 TWh. I principali beneficiari delle assegnazioni di importazioni elettriche al mercato libero sono stati i grossisti nazionali indipendenti con il 30 per cento del totale, seguiti dai grossisti esteri e dai clienti finali, rispettivamente, con il 23 e il 21 per cento. I grossisti dei principali gruppi concorrenti hanno ottenuto il 13 per cento delle importazioni per il mercato libero. Rispetto al 2002 sono notevolmente diminuite le importazioni dei grossisti collegati con i consorzi e con le società consortili, mentre sono aumentate quelle dei grossisti delle aziende municipali; insieme rappresentano poco più del 9 per cento delle assegnazioni al mercato libero. Circa il 35 per cento delle assegnazioni effettuate dai gestori esteri è andato ai grossisti esteri collegati con le rispettive società esportatrici; tale valore aumenta a poco meno del 40 per cento se si comprendono le importazioni di società incluse nelle altre categorie che sono controllate da, o collegate con, gruppi esteri. Il 28 per cento delle assegnazioni al mercato libero (9,6 TWh) è stato destinato ai contratti interrompibili.

I trasferimenti netti sono rappresentati per l'88 per cento da ritiri di energia CIP6 da parte del GRTN con successiva assegnazione tramite asta al mercato libero e, per le quote residuali, al mercato vincolato. I trasferimenti netti per acquisto e vendita tra produttori e grossisti e tra grossisti sono ammontati complessivamente a poco più di 7 TWh. Il bilancio evidenzia la significativa correlazione tra trasferimenti netti in cessione e produzione CIP6, a eccezione del gruppo Enel in quanto nel 2003 era ancora destinatario delle cessioni CIP6 non assegnate a mezzo asta, a favore del mercato vincolato. La maggior parte dei trasferimenti netti di energia CIP6 e di rivendite da grossisti è andata ai clienti idonei finali operanti in proprio e ai grossisti esteri (rispettivamente 48 e 24 per cento).

Sommando la produzione alle importazioni nette e ai trasferimenti interni e togliendo le perdite di trasmissione e distribuzione, complessivamente 20,2 TWh, risulta una disponibilità di risorse per il consumo sul mercato finale pari a 299 TWh. Il bilancio evidenzia come i consumi finali sul mercato libero ancora non raggiungono la metà dei consumi totali. La fornitura del mercato vincolato da parte dei principali gruppi concorrenti, attraverso i meccanismi di dispacciamento (Team Energy Management, TEM e successivamente STOVE), ha rappresentato il 24 per cento del totale,

contro il 72 per cento del gruppo Enel. Emerge anche una relazione inversa tra la fornitura del mercato vincolato e quella del mercato libero in funzione dell'importanza dei diversi gruppi: l'incidenza delle vendite sul mercato libero infatti aumenta da meno del 10 per cento per il gruppo Enel, a oltre il 40 per cento per i principali gruppi concorrenti, raggiungendo quasi il 50 per le aziende municipali.

Risulta molto significativo il ruolo svolto dai clienti finali in qualità di operatori del mercato per le proprie forniture (essenzialmente tramite importazioni e aste CIP6); essi rappresentano oltre il 23 per cento dei consumi finali sul mercato libero. Escludendo gli approvvigionamenti in proprio, i maggiori fornitori del mercato libero sono i principali gruppi concorrenti con quasi il 20 per cento del mercato libero, seguiti dai grossisti esteri e dai grossisti nazionali indipendenti con, rispettivamente, il 15 e il 13 per cento delle forniture totali. Seguono in importanza gli autoproduttori per i propri consumi, con il 9 per cento, mentre il gruppo Enel copre meno delll'8 per cento dei consumi finali del mercato libero. Nel 2003 si sono ridotti gli approvvigionamenti dei consorzi, scesi dagli 11 TWh del 2002 a 8 TWh nel 2003.

Il 47 per cento dei consumi sul mercato libero era concentrato presso i grandi clienti idonei (con consumi superiori a 50 GWh), il 40 per cento dei quali approvvigionati in proprio. I consumi dei clienti finali medio grandi (compresi tra 5 e 50 GWh) rappresentavano il 35 per cento dei consumi finali sul mercato libero; questi clienti erano riforniti prevalentemente dai principali gruppi concorrenti (oltre il 25 per cento), dai grossisti esteri e dai grossisti nazionali indipendenti. Una ripartizione non molto diversa si rileva anche per i clienti finali di medie dimensioni (con consumi compresi tra 0,5 e 5 GWh) i cui approvvigionamenti sul mercato libero sono stati assicurati per il 58 per cento da grossisti dei principali gruppi concorrenti e da grossisti nazionali indipendenti. Infine, i piccoli consumatori (con consumi inferiori a 0,5 GWh) si sono approvvigionati sul mercato libero per circa il 50 per cento da grossisti nazionali indipendenti.

I dati indicano un forte calo del contributo dei principali produttori concorrenti e, soprattutto, dei grossisti esteri con la dimensione delle vendite. A questo riguardo, sebbene tutte le categorie evidenzino una predisposizione a privilegiare i clienti finali di dimensioni grandi e medio grandi, le differenze tra categorie sono molto marcate. Meno del 2 per cento delle forniture finali del gruppo Enel va ai clienti finali con consumi sotto i 5 GWh, contro il 13 per cento dei principali gruppi concorrenti e delle aziende municipali e il 32 per cento degli altri produttori. Le differenze sono ancora più notevoli per i clienti finali con consumi minori di 500 MWh.

Per concludere, va rilevato il significativo incremento nel numero di grossisti (inclusi i distributori idonei) nell'anno scorso, che passano da 229 registrati a fine 2002 a 349 riportati a fine 2003 (di cui 54 distributori idonei). Tuttavia, i

dati della tavola 4.6 evidenziano che più della metà dei grossisti non ha effettuato alcuna vendita di energia elettrica né a clienti finali né ad altri grossisti. Il confronto con i dati analoghi riportati nella *Relazione Annuale* del 2003 indica che la ripartizione del mercato tra i principali grossisti è cambiata in modo significativo nel corso dell'ultimo anno, anche se le prime posizioni sono rimaste sostanzialmente invariate. Tuttavia i dati disponibili non rivelano importanti spostamenti nella concentrazione del comparto. Sono aumentati da 4 a 7 i grossisti con vendite totali maggiori di 5 TWh, ma la loro incidenza sulle vendite totali è solo leggermente cresciuta, passando dal 63 al 66 per cento. Il numero di grossisti con vendite superiori a 1 TWh è aumentato da 18 a 32, ma il significativo rialzo dei volumi totali venduti sul mercato libero (da 105 a 148 TWh) fa sì che la loro incidenza sia salita solo di pochi punti percentuali: da 79 a 84 per cento.

TAV. 4.6 **VENDITE DEI GROSSISTI SUL MERCATO LIBERO NEL 2003**

TWh

	NUMERO	VENDITE A CLIENTI IDONEI FINALI	VENDITE AD ALTRI GROSSISTI	VENDITE TOTALI
Grossisti con vendite > 5 TWh	7	**47,8**	**25,8**	**73,6**
Enel Trade		4,6	16,2	20,8
Edison Energia		16,1	0,8	16,9
EGL Italia		9,7	0,0	9,7
NET		0,7	6,3	7,0
Enel Energia		6,1	0,9	7,0
Energia		6,6	0,0	6,6
EDF Energia		4,0	1,6	5,7
Grossisti con vendite comprese tra 2 e 5 TWh	10	**18,7**	**11,5**	**30,0**
Eni Power Trading		3,9	0,7	4,6
Endesa Italia Power Fuel		0,0	4,5	4,5
Dalmine Energie		3,5	0,1	3,6
Energetic Source		0,3	2,8	3,1
Electra Italia		2,6	0,0	2,7
SIET Società Intermediazione Energia Torino		1,3	1,3	2,6
Trafigura Electricity Italia		0,9	1,5	2,4
Tecnoenergia		2,2	0,2	2,4
Energia e Territorio		1,8	0,3	2,2
Telenergia		2,1	0,0	2,1
Grossisti con vendite comprese tra 1 e 2 TWh	15	**10,6**	**10,0**	**20,6**
Grossisti con vendite < 1 TWh	113	**16,1**	**7,7**	**23,9**
Grossisti senza vendite	204	**0,0**	**0,0**	**0,0**
Totale	349	**93,2**	**55,0**	**148,3**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori. Le vendite ai clienti finali non comprendono gli autoconsumi degli autoproduttori e gli acquisti in proprio dei clienti finali. Le vendite ad altri grossisti includono le rivendite.

Ritiri obbligati ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99

Il totale della produzione ritirata dal GRTN ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99, per il 2003 è ammontato a 53 882 GWh, pari al 19,3 per cento della generazione nazionale.

Oltre il 90 per cento dell'energia elettrica ritirata dal GRTN riguarda le convenzioni siglate in virtù del provvedimento CIP6. La produzione da CIP6 può essere a sua volta differenziata in produzione da fonti rinnovabili e produzione da fonti assimilate. Alla prima fanno capo 9 629 GWh, il 19 per cento dell'energia prodotta in CIP6, alla seconda 40 722 GWh, ovvero l'81 per cento della stessa. Ulteriori 2 395 GWh di energia elettrica soggetta a ritiro obbligato da parte del GRTN provengono da impianti idroelettrici di potenza inferiore ai 3 MW secondo le modalità stabilite dalla delibera 18 aprile 2002, n. 62 e infine 1 136 GWh corrispondono alle eccedenze, le cui modalità di ritiro sono definite dalla delibera 28 ottobre 1997, n. 108.

TAV. 4.7 **RITIRI DI ENERGIA DEL GRTN NEGLI ANNI 2001-2004**

GWh

	2001	2002	2003	2004(A)
CIP6	47 153	49 751	50 351	50 021
di cui assimilata	38 789	41 177	40 722	40 693
di cui rinnovabile	8 365	8 574	9 629	9 328
Minidro delibera n. 62/02	2 769	2 899	2 395	2 389
Eccedenze delibera n. 108/97	3 603	1 450	1 136	843
Totale ritiri	**53 525**	**54 100**	**53 882**	**53 315**

(A) Previsioni.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

Negli ultimi tre anni a consuntivo non si sono registrate sostanziali variazioni nei volumi di energia CIP6 ritirata. È invece progressivamente calato il ricorso alla cessione per eccedenza, mentre i dati relativi agli impianti idroelettrici di piccola taglia sono maggiormente influenzati dall'idraulicità dell'anno anziché dal numero di impianti che beneficiano del meccanismo di ritiro.

L'energia assimilata in CIP6 rappresenta nel 2003 il 18 per cento della produzione termoelettrica nazionale. Dei 40,7 TWh prodotti da impianti assimilati nel 2003, 33,9 TWh sono classificabili come impianti nuovi e hanno percepito, pertanto, una tariffa data dalla somma di una componente di costo evitato e di una componente d'incentivazione specifica per tecnologia; 6,7 TWh sono classificabili co-

me impianti esistenti e hanno percepito la sola componente di costo evitato. Questi ultimi rappresentano gli impianti per i quali è scaduto il periodo di incentivazione (8 anni) ma sono ancora valide le convenzioni di ritiro con il GRTN.

TAV. 4.8 **DETTAGLIO DEI RITIRI DI ENERGIA DA FONTI ASSIMILATE NEGLI ANNI 2001-2004**

GWh

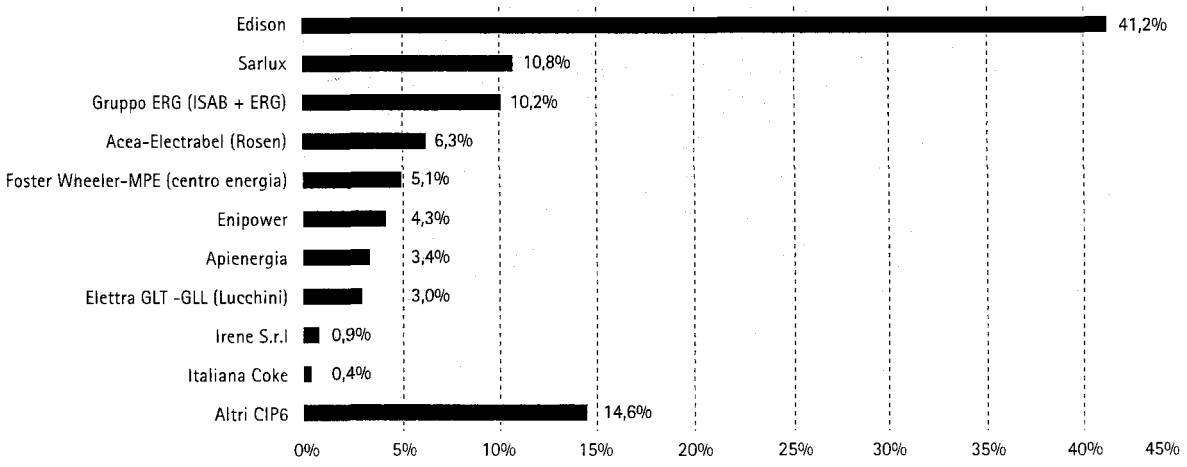
	2001	2002	2003	2004(A)
Combustibili di processo, residui o recuperi di energia	15 902	17 100	16 530	17 237
Combustibili fossili	20 054	18 200	17 433	17 366
Totale	35 956	35 300	33 963	34 603
Impianti esistenti	2 833	5 877	6 759	6 091
Totale	**38 789**	**41 177**	**40 722**	**40 694**

(A) Previsioni.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

Come riportato nella figura 4.5, il 75 per cento circa dell'energia CIP6 prodotta da impianti a fonti assimilate è concentrato in cinque società. Alle prime dieci compete l'85 per cento dell'energia assimilata sotto incentivazione.

FIG. 4.5 **FONTI ASSIMILATE: PERCENTUALE DELLA GENERAZIONE CIP6 SUL TOTALE 2003 (40 722 GWh) PER SOCIETÀ DI PRODUZIONE**



Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

TAV. 4.9 **DETTAGLIO DEGLI IMPIANTI RINNOVABILI NUOVI IN CONVENZIONE CIP6 PER GLI ANNI 2001-2004**

GWh

	2001	2002	2003	2004[A]
Impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente > 3 MW	640	1 362	1 450	1 317
Impianti ad acqua fluente < 3 MW	550	486	394	210
Impianti eolici e geotermici	2 880	3 111	3 847	3 374
Impianti fotovoltaici, a biomasse, RSU	2 023	2 735	3 656	4 126
Impianti idroelettrici potenziati	735	203	199	192
Totale impianti nuovi	6 828	7 897	9 546	9 219
Impianti esistenti[B]	1 537	677	83	109
Totale ritiri rinnovabili CIP6	8 365	8 574	9 629	9 328

(A) Previsioni.
(B) Impianti per i quali è scaduto il periodo di incentivazione (8 anni) ma sono ancora valide le convenzioni di ritiro con il GRTN.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

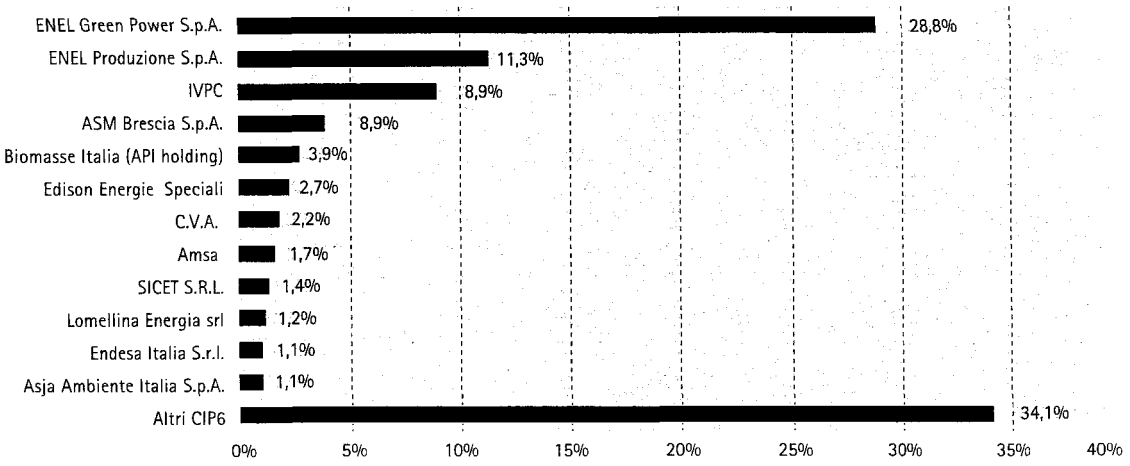
I dati nei tre anni a consuntivo relativi agli impianti CIP6 rinnovabili nuovi mostrano una marcata crescita della generazione. In particolare la produzione da impianti a biomassa e RSU ha comportato i maggiori sviluppi nel triennio. Questo è l'unico settore che sembra confermare la crescita anche nelle previsioni per il 2004, segno che l'entrata in funzione di nuovi impianti supera in producibilità lo scadere di convenzioni di impianti entrati in funzione negli anni passati.

A differenza della generazione degli impianti assimilati, quella da fonte rinnovabile risulta maggiormente ripartita su più produttori. I primi cinque raccolgono il 55 per cento circa della produzione e i primi dieci meno del 65 per cento.

Nel 2003 l'energia rinnovabile che percepiva l'incentivazione CIP6 corrispondeva a quasi il 20 per cento della produzione rinnovabile nazionale.

Il CIP6 nel 2003 ha determinato un costo complessivo di 1 647 milioni di euro di cui 1 033 imputabili all'incentivazione di fonti assimilate e 614 all'incentivazione di fonti rinnovabili. Tali oneri sono a carico della componente tariffaria A3, con l'eccezione dei ricavi determinati dalla vendita di certificati verdi da parte del GRTN ai soggetti a obbligo stimabili in circa 190 milioni di euro. I ricavi dalla cessione dei certificati verdi, tuttavia, per i clienti del mercato vincolato non si sono tramutati in una diminuzione complessiva degli oneri di incentivazione per le energie rinnovabili dal momento che i costi di acquisto dei certificati sostenuti dalle società soggette a obbligo sono stati compensati attraverso l'introduzione in tariffa elettrica della componente VE (vedi oltre).

FIG. 4.6 **FONTI RINNOVABILI: PERCENTUALE DELLA GENERAZIONE CIP6 SUL TOTALE 2003 (9 629 GWh) PER SOCIETÀ DI PRODUZIONE**



Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

Nella tavola 4.10 vengono riportati il costo unitario di incentivazione per singola tipologia d'impianto e il ricavo unitario della cessione di energia elettrica da parte del GRTN nel mercato libero e nel mercato vincolato nel 2003. La tavola seguente riporta l'ammontare totale delle erogazioni in CIP6, i ricavi totali delle cessioni e, in ultimo, i costi finali del meccanismo di incentivazione da recuperare in tariffa.
Dall'1 aprile 1999 alla produzione di nuovi impianti rinnovabili entrati in esercizio viene riconosciuta l'incentivazione derivante dall'introduzione del meccanismo dei certificati verdi. La produzione da certificati verdi rappresenta nel 2003 meno del 3 per cento della produzione nazionale di energia rinnovabile, anche se tale percentuale è destinata a crescere negli anni futuri.

Certificati verdi

Il 31 marzo 2004 si è concluso il secondo anno di vigenza del sistema di incentivazione delle energie rinnovabili basato sul meccanismo dei certificati verdi. Rispetto all'anno scorso il mercato non ha mostrato particolari evoluzioni: la domanda di certificati verdi, ovvero la quota d'obbligo di produttori e importatori di energia, è leggermente aumentata, così come l'offerta di energia rinnovabile da parte di produttori non compresi nel meccanismo di incentivazione

TAV. 4.10 DETTAGLIO INCENTIVAZIONI CIP6 PER TIPOLOGIA D'IMPIANTO NEL 2003

RITIRI DI ENERGIA – REMUNERAZIONE DEGLI IMPIANTI	
Fonti assimilate	**80,58**
di cui impianti che utilizzano combustibili di processo, residui o recuperi di energia	98,50
di cui combustibili fossili	71,54
di cui impianti esistenti	60,07
Fonti rinnovabili	**139,36**
di cui impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente > 3 MW	120,74
di cui impianti ad acqua fluente < 3 MW	96,00
di cui impianti eolici e geotermici	120,50
di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, RSU	175,82
di cui impianti idroelettrici potenziati	86,80
di cui impianti esistenti	60,88
Media remunerazione energia da impianti CIP6	**91,82**
CESSIONI DI ENERGIA – RICAVI GRTN DA VENDITE DI ENERGIA CIP6	
Mercato libero	52,54
Mercato vincolato	63,12
Media prezzi di cessione	**55,21**

Fonte: GRTN.

TAV. 4.11 COSTI TOTALI DELLE INCENTIVAZIONI CIP6 NEL 2003

Milioni di euro

	TOTALE REMUNERAZIONE AGLI IMPIANTI	TOTALE RICAVI DA CESSIONE ENERGIA	CERTIFICATI VERDI	TOTALE COSTO DA RECUPERARE IN TARIFFA
Impianti assimilati	3 281,4	2 248,3		1 033,1
Impianti rinnovabili	1 341,9	531,6	196,2	614,0
Totale CIP6	4 623,2	2 779,9	196,2	1 647,0

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati GRTN.

CIP6. I volumi dei certificati verdi non relativi a produzione CIP6 trattati nella sede del GME sono irrilevanti; il prezzo di cessione dei certificati non ha ancora mostrato alcuna dinamica di mercato e si è nuovamente assestato su quello fisso di vendita dei certificati verdi intestati al GRTN.

Il disegno del meccanismo, infatti, prevede che, in caso di scarsità di offerta di certificati da parte dei produttori da fonti rinnovabili, il GRTN emetta certificati verdi a fronte dell'energia prodotta da impianti CIP6 entrati in funzione dopo l'1 aprile 1999. Coprendo la domanda di certificati, il GRTN si configura come operatore marginale del mercato e in quanto tale ne determina il prezzo. Il prezzo di collocamento del GRTN è fisso e corrispondente al costo di incentivazione degli impianti a fonte rinnovabile in CIP6 al netto dei ricavi determinati dalla cessione di energia.

Il costo diretto del sistema di incentivazione introdotto con il meccanismo dei certificati verdi relativamente all'obbligo del 2003 può essere stimato in 263 milioni di euro. Il prezzo relativo ai certificati del GRTN è ammontato a 82,4 €/MWh mentre per la valutazione dei certificati verdi degli impianti alimentati con fonti rinnovabili (IAFR) si sono adottati i criteri per la stima dalla compensazione alle società fornitrici del mercato vincolato come riportato dalla relazione tecnica della delibera 5 febbraio 2004, n. 8. Si è pertanto ipotizzato un valore pari al 92 per cento del certificato GRTN per i produttori IAFR e un valore corrispondente a 29,5 €/MWh per i certificati che si stima vengano venduti tra società appartenenti al medesimo gruppo del soggetto a obbligo (certificati autoprodotti).

TAV. 4.12 **COSTI DEL MECCANISMO DI INCENTIVAZIONE DEI CERTIFICATI VERDI RELATIVAMENTE ALL'OBBLIGO 2003**

	PREZZO CERTIFICATO VERDE €/MWh	DOMANDA DI CERTIFICATI GWh	OFFERTA DI CERTIFICATI GWh	COSTO DI ACQUISTO € PER IL SISTEMA ELETTRICO MIL. DI €
GRTN	82,4		2 151	177
Produttori IAFR	75,8	3 451	1 040	79
Certificati verdi autoprodotti	29,5		260	8
Totale	76,4		3 451	263

Il costo del certificato verde ricade in prima istanza sui produttori e sugli importatori di energia convenzionale, al netto delle esenzioni riportate di seguito. Gli operatori soggetti a obbligo provvederanno quindi a inglobare nei propri prezzi di offerta in borsa o nei propri contratti bilaterali il costo di copertura dei

certificati verdi. Nel corso del 2002 e del 2003, dal momento che il mercato vincolato si approvvigionava a prezzi amministrati è stato necessario introdurre nella tariffa elettrica una componente, denominata VE, che permettesse alle società di recuperare i costi legati all'acquisto dei certificati verdi relativi alla produzione destinata al mercato vincolato. Negli stessi anni il prezzo di cessione ai clienti idonei era comprensivo dell'onere dei certificati verdi. Mentre in regime CIP6 i prezzi e le tariffe di remunerazione agli impianti rinnovabili erano stabiliti in via amministrata, con i certificati verdi il costo finale del sistema viene definito dal mercato e dalle strategie di offerta di energia elettrica dei soggetti a obbligo.

Ai costi diretti dei certificati verdi, tuttavia, si devono aggiungere i costi indiretti determinati dalla maggiore valorizzazione dell'energia di cui beneficiano le categorie che sono esentate dall'obbligo, stimabile nel 2 per cento del prezzo dei certificati. Nel 2002 e 2003 tali costi indiretti sono circoscritti ai volumi di energia importata certificata come rinnovabile, circa 38 TWh, ai quali, da quest'anno si dovranno aggiungere i volumi di energia rinnovabile e di energia da impianti di cogenerazione.

La domanda di certificati verdi per l'anno 2003 è data dalla percentuale d'obbligo, il 2 per cento, applicata ai quantitativi di energia elettrica non rinnovabile prodotta e importata, al netto delle esenzioni, nell'anno 2002. I dati provvisori del GRTN relativi alle autocertificazioni dei soggetti a obbligo indicano una quota di domanda di certificati verdi per il 2003 pari a 3 455 GWh ed elencano 42 operatori, di cui 28 produttori, 13 importatori e un produttore-importatore.

La domanda di 3 455 GWh corrisponde pertanto al 2 per cento dei volumi di energia prodotta e importata nel 2002. Si tratta di 172 755 GWh, ovvero il 51,6 per cento del consumo interno lordo del paese. Rispetto al 2002, la domanda di certificati verdi è aumentata sia in termini assoluti, sia in termini percentuali in relazione al consumo interno lordo. Essa nel 2002 era di 3 232 GWh e l'energia soggetta a obbligo rappresentava il 49,4 per cento del consumo interno lordo.

Le ragioni dell'incremento della domanda finale di certificati verdi in assenza di modifiche della quota d'obbligo del 2 per cento sono da ascriversi all'effetto combinato della crescita della generazione termoelettrica (con contemporanea diminuzione della produzione da fonti rinnovabili) e della diminuzione delle esenzioni sulla cogenerazione, a seguito dell'applicazione di criteri più rigorosi per la qualificazione degli impianti cogenerativi introdotta dall'Autorità con delibera 19 marzo 2002, n. 42. La diminuzione dell'incidenza di queste due esenzioni (rinnovabili e cogenerazione) è stata sufficiente a compensare il forte incremento di quelle concesse alle importazioni. Nella tavola successiva si fornisce una stima dei volumi delle esenzioni sul consumo interno lordo nazionale.

TAV. 4.13 **DOMANDA DI CERTIFICATI VERDI IN RELAZIONE AL CONSUMO INTERNO LORDO E STIMA DELLE ESENZIONI**

GWh

	2001	2002
Consumo interno lordo (A+B-C)	327 372	334 998
(A) Produzione lorda	278 995	284 401
(B) Import	48 927	51 519
(C) Export	549	922
Energia sotto obbligo certificati verdi	161 620	172 755
Domanda di certificati verdi	3 232	3 455
Esenzioni da obbligo di cui:	165 752	162 243
Servizi produzione	12 354	12 935
Franchigia primi 100 GWh per i produttori in obbligo	3 400	4 200
Rinnovabili	55 088	49 013
Esenzioni all'import	30 272	38 284
Esenzioni al termoelettrico (cogenerazione e franchigia 100 GWh)	57 523	50 069
Energia prodotta da pompaggio	7 115	7 743

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

Struttura delle importazioni

Il saldo estero per il 2003 è ammontato a 50 968 GWh quale differenza tra le importazioni, 51 486 GWh, e le esportazioni, 518 GWh. Le importazioni hanno garantito il 16,1 per cento del fabbisogno nazionale. Per il 2004, a seguito di una riduzione della capacità di importazione determinata da esigenze legate alla sicurezza, è probabile che tale volume, già leggermente diminuito nel 2003 rispetto al 2002, potrà essere oggetto di un'ulteriore contrazione.

Nel periodo 2003-2004 la struttura delle importazioni è cambiata in alcuni suoi aspetti sia di carattere quantitativo (la capacità di interconnessione è stata ridotta per questioni di sicurezza), sia di carattere qualitativo (la procedura e le modalità di assegnazione della capacità agli operatori hanno subìto alcune variazioni).

Per quanto concerne la capacità, dal dicembre 2003, a seguito di una segnalazione da parte del GRTN, la disponibilità dell'interconnessione è stata ridotta da 6 400 MW a un massimo, relativo al periodo invernale limitatamente alle ore diurne, di 6 050 MW. Negli altri periodi dell'anno, come riportato nella tavola