

2. Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico

PAGINA BIANCA

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2005

Evoluzione del settore

L'emergenza gas che ha caratterizzato l'inverno 2005-2006 ha reso evidenti i cambiamenti strutturali che in questi ultimi anni hanno interessato il parco per la generazione elettrica del nostro paese. In particolare, il 2005 ha visto l'ingresso di circa 5.000 MW di nuova capacità installata, in prevalenza cicli combinati alimentati a gas. Se da una parte questa evoluzione ha determinato un aumento dell'efficienza complessiva della generazione ed è stato accompagnato da un calo nel livello di concentrazione dell'offerta, che comunque resta elevato, dall'altra ha accentuato la specializzazione del parco italiano in impianti *baseload* e ha nel contempo fatto emergere il problema della sicurezza nell'approvvigionamento del gas naturale.

La dinamica dei prezzi dei combustibili sui mercati internazionali si è riflessa solo in parte, e con i ritardi temporali dovuti alla struttura dei contratti d'acquisto della materia prima, sull'andamento del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica. Mediamente nel periodo aprile-dicembre 2005 il prezzo d'acquisto nel mercato del giorno prima (MGP) della borsa elettrica è cresciuto del 13% rispetto allo stesso periodo del 2004, a fronte di un incremento del prezzo in euro del petrolio pari a oltre il 40%. Nel primo trimestre del 2006, tuttavia, il Prezzo unico nazionale (PUN) è cresciuto del 31% rispetto al corrispondente periodo del 2005 mentre, negli stessi mesi, il prezzo

del petrolio è aumentato del 42%. Occorre tuttavia ricordare come sulla dinamica del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica, oltre all'andamento dei prezzi dei combustibili, influiscano diversi fattori quali, per esempio, i prezzi dei certificati verdi e dei diritti di emissione di CO₂, l'evoluzione del fabbisogno, la disponibilità dei gruppi termoelettrici, la producibilità idroelettrica, le congestioni di rete e le strategie di offerta degli operatori. L'elemento di novità emerso nel corso del 2005 è rappresentato dal significativo aumento delle esportazioni di elettricità che è poi proseguito nel primo trimestre del 2006 accompagnato da una sensibile riduzione delle importazioni. Le cause di tale fenomeno, che a partire dal mese di aprile 2006 si è in parte ridimensionato, sono da ricercare sia nel *trend* di aumento dei prezzi dell'elettricità all'estero che, soprattutto nelle ore di basso carico, sono risultati allineati ai prezzi interni sia nell'ingresso dei nuovi impianti a ciclo combinato che nelle ore notturne hanno determinato una situazione di sovracapacità produttiva in grado di spiazzare le importazioni.

Passando dai segmenti della generazione e del mercato all'ingrosso al segmento della vendita al dettaglio si rileva come i prezzi finali al netto delle imposte, pagati dai clienti vincolati, siano aumentati del 6% in media annua nel 2005 rispetto al 2004. L'incremento sottende una forte crescita della componente a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica (10,5%) e un calo delle componenti relative ai costi di trasmissione, distribuzio-

ne e misura (-3%).

La completa apertura del mercato per i clienti non domestici, a partire dal 1° luglio 2004, si è riflessa in un aumento modesto del numero di clienti idonei che a fine 2005 risultavano essersi approvigionati sul mercato libero (200.000 in più rispetto all'anno prima); in termini di prelievo l'aumento è stato ancora più contenuto (7%). Il peso del mercato libero sul mercato potenziale si è attestato quindi sul 61%, se misurato sui prelievi finali, con un incremento inferiore al punto percentuale rispetto al 2004. Sulla base di un'indagine condotta nel corso del 2005 presso le aziende italiane è emerso come esse siano critiche nei confronti dell'attuale stato della liberalizzazione del mercato energetico. In particolare le aziende intervistate hanno individuato una serie di problemi che parrebbero ostacolare la sottoscrizione di un contratto con un nuovo fornitore o la rinegoziazione del contratto con il fornitore abituale. Tra le criticità segnalate si ricordano: la mancanza d'informazione (o pubblicità), la difficoltà a muoversi in un mercato che è percepito ancora come monopolistico, la mancanza di chiarezza e trasparenza delle offerte, la percezione che non ci sia convenienza economica a cambiare fornitore.

Nel corso del 2005 si è registrato un ulteriore miglioramento della continuità del servizio sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica: infatti sono significativamente diminuiti sia il numero sia la durata delle interruzioni senza preavviso. Quest'ultima, in particolare, è passata da 91 minuti all'anno per cliente nel 2004 a 80 minuti nel 2005, considerando tutte le interruzioni. Per quanto riguarda invece la qualità commerciale, dai dati forniti dagli esercenti si rileva che nel 2005 è leggermente aumentato sia il numero dei casi di mancato rispetto degli standard specifici di qualità soggetti a rimborso sia il numero di indennizzi pagati ai clienti.

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2005

Le caratteristiche d'insieme dello sviluppo della domanda e dell'offerta di elettricità sono state descritte nel Capitolo 1, facendo riferimento al bilancio energetico nazionale. In questa sezione l'attenzione viene rivolta all'attività degli operatori, con il fine di delineare in via sintetica il percorso dell'energia attraverso la filiera elettrica, dalle fasi della generazione e del commercio tran-

sfrontaliero ai flussi commerciali nel mercato all'ingrosso, fino alla vendita ai consumatori finali.

Il bilancio degli operatori del settore elettrico nel 2005, riportato nella tavola 2.1, in buona parte ricalca nella sua struttura quello del 2004¹. Tuttavia, le modifiche nella regolazione, nell'assetto e nel funzionamento del settore elettrico verificatesi nel corso del 2005 hanno richiesto significative revisioni nella struttura per righe e colonne rispetto al bilancio del 2004.

La struttura per colonne evidenzia la dimensione degli operatori, distinti tra produttori e grossisti, rispettivamente in termini di energia prodotta e ceduta. Analogamente al bilancio del 2004, la dimensione dei produttori è riferita ai gruppi di proprietà e non alle singole società appartenenti al gruppo. Tuttavia, diversamente dal bilancio dell'anno precedente, tali gruppi non includono eventuali grossisti collegati da relazioni di proprietà con i soggetti produttori. Una ulteriore differenza rispetto al bilancio del 2004 riguarda la categoria dei grossisti con vendite intermedie e finali minori di 1 TWh, che è stata suddivisa in due sottocategorie per analizzare nel dettaglio l'attività degli operatori con transazioni inferiori a 0,1 TWh.

La composizione delle diverse categorie di produttori è rimasta praticamente immutata rispetto al 2004. La categoria con una produzione netta maggiore di 10 TWh comprende le società del gruppo Edison e del gruppo Eni, Endesa Italia, Edipower e Tirreno Power; tali gruppi hanno prodotto in media circa 24 TWh di energia nel corso del 2005. La categoria successiva, con una produzione netta compresa tra 1 e 10 TWh, è composta da 13 gruppi tra cui i maggiori sono Erg, AceaElectrabel, Saras, Aem Milano, Aem Torino e Asm Brescia; tali gruppi hanno generato mediamente poco più di 3 TWh di energia. Infine, nell'ultima categoria relativa ai produttori rientrano quasi 400 operatori, caratterizzati da una produzione media di appena 38 GWh.

Risulta invece sostanzialmente cambiata la composizione delle categorie dei grossisti, in ragione delle revisioni strutturali di cui si è già detto. Nella prima categoria si trovano le società di *trading* e di vendita finale collegate con i maggiori produttori, a cui si aggiungono Aem Trading, Atel Energia e EGL Italia; nel complesso si tratta di 8 società, con vendite medie sul mercato intermedio e finale superiori a 16 TWh. La seconda categoria è composta da 40 società, tra cui le principali sono Enel Energia, AceaElectrabel Trading, Siet,

¹ Per una lettura corretta del bilancio occorre tener presente che l'aggregazione degli operatori in categorie comporta l'inclusione delle transazioni tra gli operatori compresi all'interno della stessa categoria, i cui dettagli non sono sempre disponibili. Come conseguenza, le voci per colonna non sempre rispettano le normali regole di bilancio, ad esclusione della colonna "Totale", che ricalca, seppure con diversa articolazione strutturale, la colonna relativa all'energia elettrica nel bilancio energetico nazionale. Le regole di lettura di bilancio sono invece applicabili lungo le righe.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 2.1

Bilancio degli operatori del
mercato elettrico nel 2005
TWh

	PRODUTTORI				ACQUIRENTE UNICO	GROSSISTI INDIPENDENTI				TOTALE
	ENEL	< 10 TWh	1 - 10 TWh	> 10 TWh		> 10 TWh	< 10 TWh	0,1 - 1 TWh	> 0,1 TWh	
Produzione nazionale netta	112,1	117,5	41,9	18,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	289,7
Energia destinata ai pompaggi	9,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,3
Import/Export	0,9	0,0	0,0	0,1	25,9	8,3	12,5	1,3	0,1	49,2
Importazioni fuori Borsa	0,0	0,0	0,0	0,1	21,5	8,0	12,1	1,2	0,1	43,1
Importazioni in Borsa ^(A)	1,0	0,2	0,0	0,0	4,4	0,7	0,8	0,1	0,0	7,2
Esportazioni	0,1	0,3	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,0	0,0	1,1
Acquisti da operatori nazionali	35,5	15,7	3,9	4,9	145,5	128,6	117,2	15,0	1,7	468,0
Borsa elettrica	30,4	7,4	0,3	0,5	139,2	22,7	25,8	1,6	0,1	228,0
- di cui importazioni ^(A)	1,0	0,2	0,0	0,0	4,4	0,7	0,8	0,1	0,0	7,2
Grossisti	0,0	2,0	1,8	4,1	0,0	24,5	64,6	10,1	1,2	108,4
Produttori	0,0	2,9	0,8	0,2	0,0	47,1	11,5	1,9	0,3	64,8
Tolling	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	24,3	3,5	0,3	0,0	28,1
Mandato	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	8,1	8,2	0,8	0,1	18,1
Sbilanciamento	5,1	3,4	0,1	0,0	1,5	2,0	3,6	0,3	0,0	16,0
Eccedenze (delibera n. 34/05)	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8
Cessioni ad altri operatori	136,7	107,4	40,3	9,4	0,0	82,8	55,6	3,5	0,5	436,2
Borsa elettrica	115,3	54,7	26,5	3,5	0,0	14,5	14,7	1,3	0,1	230,5
- di cui dal GRTN ^(B)	2,9	21,0	24,4	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	51,3
Grossisti	16,0	26,0	3,2	2,8	0,0	65,7	38,1	1,9	0,4	154,1
Tolling	0,0	22,6	4,6	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	28,3
Sbilanciamento	3,3	3,4	0,1	0,1	0,0	2,6	2,8	0,3	0,0	12,5
Mandato	0,0	0,0	5,6	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0
Eccedenze (delibera n. 34/05)	2,1	0,7	0,5	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8
Trasferimenti netti^(C)	-101,0	-108,1	-32,4	-11,7	142,0	41,7	59,3	8,9	1,2	-0,1
Perdite di rete^(D)	2,8	0,0	0,1	0,0	15,3	1,2	1,7	0,2	0,0	21,4
Vendite e consumi finali	0,0	9,4	9,4	6,6	152,6	48,8	70,0	9,9	1,3	308,0
Autoconsumi per usi finali	0,0	8,9	6,7	5,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21,5
Vendite a clienti finali	0,0	0,5	2,7	0,7	152,6	48,8	70,0	9,9	1,3	286,5
Mercato vincolato	0,0	0,0	0,0	0,0	152,6	0,0	0,0	0,0	0,0	152,6
Mercato libero	0,0	0,5	2,7	0,7	0,0	48,8	70,0	9,9	1,3	133,9
< 50 MWh	0,0	0,0	0,1	0,4	0,0	0,1	1,3	0,5	0,3	2,7
50 - 500 MWh	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	1,0	7,1	1,5	0,3	10,5
500 - 5.000 MWh	0,0	0,0	1,4	0,0	0,0	7,4	21,0	2,9	0,4	33,3
5.000 - 50.000 MWh	0,0	0,0	0,6	0,1	0,0	13,1	23,0	3,9	0,3	40,9
> 50.000 MWh	0,0	0,4	0,0	0,2	0,0	27,1	17,5	1,1	0,0	46,5

A) La ripartizione tra operatori degli acquisti in Borsa di energia importata è stata stimata in proporzione agli acquisti in Borsa dichiarati dagli operatori, dato che questi non conoscono l'origine dell'energia.

B) Cessioni da parte del GRTN di energia CIP6 e di eccedenze ai sensi della delibera n. 108/97.

C) I trasferimenti netti sono calcolati come somma algebrica di produzione, energia destinata ai pompaggi, import/export, perdite, vendite e consumi finali.

D) Perdite stimate a partire dal dato relativo alle perdite complessive fornito da Terna, assumendo la ripartizione tra mercato libero e vincolato del 2004, e ipotizzandole in proporzione all'utilizzo del sistema (produzione e consumo) per il mercato libero.

Fonte: Dati provvisori elaborati da AEEG in base alle dichiarazioni degli operatori. Differenze con i dati riportati da Terna e, in particolare, il valore non nullo dei trasferimenti netti totali, sono dovuti alla copertura incompleta degli operatori e a imprecisioni nelle risposte fornite.

Energia, EdF Energia Italia e Endesa Europa Power&Fuel, tutte con vendite superiori a 6 TWh. Le ultime due categorie comprendono quasi 90 società, di cui due terzi con vendite inferiori a 100 GWh; in media tali società hanno venduto circa 35 GWh di energia nel 2005. Con riferimento alla generazione elettrica, mentre Enel Produzione ha registrato una significativa riduzione della sua quota di mercato, risulta essere in forte aumento l'energia prodotta dai gruppi aventi produzione superiore a 10 TWh.

La forte crescita delle importazioni che ha contraddistinto il 2005 è avvenuta a seguito dell'incremento dei flussi a favore dell'Acquirente Unico, nell'ordine di 10 TWh di energia, rispetto all'anno precedente. Le importazioni degli altri operatori sono invece diminuite di più di 6 TWh nel corso del 2005. Sul totale dell'energia importata solo una quota relativamente contenuta, corrispondente a poco più di 7 TWh, è stata acquistata in Borsa. Le importazioni effettuate in base a contratti bilaterali (circa 43 TWh) si dividono quasi equamente tra Acquirente Unico e grossisti. Per quanto riguarda le esportazioni, il forte incremento dell'energia transitata che ha caratterizzato gli ultimi mesi del 2005 risulta essere in buona parte attribuibile alle società grossiste che fanno capo ai principali produttori.

Complessivamente gli acquisti di energia elettrica da operatori nazionali hanno rappresentato quasi il 170% della generazione al netto dei servizi ausiliari e dell'energia destinata ai pompaggi. Anche i soggetti produttori hanno fatto ricorso ad acquisti per una quota significativa della loro energia disponibile, con approvvigionamenti nel complesso equivalenti a circa il 21% della loro generazione.

Gli acquisti nella Borsa elettrica sono più che triplicati rispetto al 2004, tanto da divenire la principale forma di transazione, costituendo quasi il 50% degli acquisti complessivi. Gli acquisti in Borsa da parte dell'Acquirente Unico si sono attestati a poco più del 60% dell'energia totale, mentre quelli da parte di grossisti e di produttori ne hanno rappresentato rispettivamente il 22 e il 17% circa. Tra i produttori il maggiore acquirente in Borsa è risultato Enel Produzione, che si è con tale modalità approvvigionato di più di 30 TWh di energia.

Gran parte degli acquisti da grossisti in base a contratti bilaterali, che hanno rappresentato il 23% circa del totale degli acquisti, sono stati effettuati da altri grossisti, in particolare da quelli con vendite comprese tra 1 e 10 TWh.

Gli acquisti dai produttori (per via diretta, tramite mandato e mediante accordi di *tolling*) hanno rappresentato il 24% circa degli acquisti. Gli acquisti tramite mandato e mediante accordi di *tolling*, in particolare, hanno visto crescere la loro quota sugli

acquisti totali dai produttori rispettivamente fino al 16 e al 25%. Nel complesso, l'acquisto dai produttori è la principale modalità di approvvigionamento per i grossisti con vendite superiori a 10 TWh (62% degli acquisti), che, secondariamente, acquistano energia da altri grossisti (19%) e dalla Borsa elettrica (18%). I grossisti intermedi e minori privilegiano invece i contratti bilaterali con altri grossisti, coprendo con tale modalità tra il 55% e il 68% degli acquisti totali.

Le cessioni di energia ad altri operatori avvenute tramite Borsa hanno rappresentato oltre il 50% del totale delle transazioni, in gran parte effettuate da produttori (87% delle offerte); circa metà dell'energia ceduta è stata offerta dalla sola Enel Produzione. L'incidenza delle cessioni in Borsa, pari per Enel Produzione all'84% circa, scende al 51% per la categoria dei produttori maggiori, mentre assumono maggiore importanza le vendite ai grossisti (24%) e i contratti di *tolling* (21%), e si attesta al 66% per i produttori con generazione complessiva tra 1 e 10 TWh.

Il 69% delle vendite a grossisti, che hanno costituito il 35% circa delle cessioni complessive, sono state effettuate da altri grossisti; in media, le vendite ad altri grossisti hanno rappresentato il 75% circa delle cessioni totali dei grossisti.

Con riferimento alle vendite e ai consumi finali, si evidenzia come tutta la disponibilità di Enel Produzione sia stata venduta sul mercato finale attraverso Enel Trade ed Enel Energia. Le vendite e gli autoconsumi degli altri produttori crescono, in rapporto alla loro generazione, al diminuire della loro dimensione produttiva, passando dall'8% dei produttori maggiori al 36% dei produttori con generazione inferiore a 1 TWh; occorre tuttavia evidenziare che l'89% delle vendite e consumi finali di questi ultimi ha riguardato gli autoconsumi per processi industriali.

Le forniture dell'Acquirente Unico al mercato vincolato hanno superato i 167 TWh al lordo delle perdite. Le vendite al mercato libero sono significativamente aumentate rispetto al 2004, in ragione di un loro incremento nei tre segmenti di consumo inferiore (fino a 5.000 MWh/anno). I due segmenti di consumo maggiori hanno invece evidenziato una riduzione delle vendite, in parte legato all'andamento negativo della produzione industriale delle imprese appartenenti a questa classe.

Le forniture al mercato libero sono state assicurate prevalentemente dai grossisti con vendite tra 1 e 10 TWh, che hanno rappresentato il 52% circa del mercato, mentre i grossisti maggiori ne hanno rappresentato il 36% circa. I produttori nel loro complesso hanno contribuito solo per il 3% circa delle forniture al mercato libero.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di energia elettrica

Produzione nazionale

Nel 2005 la domanda di energia elettrica, pari a 329,4 TWh, è aumentata dell'1,3% rispetto all'anno precedente. Nonostante tale aumento, la generazione nazionale lorda è diminuita dello 0,3%, in ragione di un significativo incremento del saldo estero. Dal lato dell'offerta, l'anno si è inoltre caratterizzato per un maggiore contributo della produzione termoelettrica alla generazione lorda complessiva rispetto al 2004.

La tavola 2.2 indica che nel corso del 2005 la produzione termoelettrica lorda è cresciuta del 2,4%, risultando pari a circa 246,3 TWh. La produzione da gas naturale è aumentata di quasi il 15%, parallelamente a una contrazione della produzione da prodotti petroliferi (-24,1%) e da combustibili solidi (-3,6%). L'aumento

del consumo di gas naturale per fini di produzione elettrica nel 2005 trova giustificazione in una minore utilizzazione della capacità di interconnessione con l'estero, in concomitanza con l'entrata in servizio di nuovi impianti a gas rispetto all'anno precedente. Tali circostanze, in aggiunta all'insorgere di criticità nell'offerta di gas naturale importato dall'estero, hanno determinato una situazione di emergenza nell'approvvigionamento delle necessarie riserve all'inizio del 2006.

Con riferimento alle fonti rinnovabili, si evidenzia una rilevante diminuzione, pari al 16%, della produzione idroelettrica da apporti naturali, sostanzialmente legata alla scarsità di precipitazioni nel Nord Italia che ha caratterizzato l'inverno 2005, mentre sono risultate in aumento tanto la produzione eolica (+15,6%) quanto la produzione da biomasse e rifiuti (+8,4%). Nel complesso, la

TAV. 2.2

**Produzione lorda
per fonte 1998-2005**
GWh

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Produzione termoelettrica	206.741	207.246	218.549	216.792	227.646	238.291	240.488	246.299
Solidi	23.311	23.812	26.272	31.730	35.447	38.813	45.518	43.900
Gas naturale	70.213	86.217	97.608	95.906	99.414	117.301	129.772	148.900
Prodotti petroliferi	105.123	91.286	85.878	75.009	76.997	65.771	47.253	35.860
Altri	8.094	5.931	8.791	14.147	15.788	16.406	17.945	17.639
Produzione da fonti rinnovabili	46.894	51.992	51.386	55.087	49.013	47.971	55.669	49.501
Biomassa e rifiuti	1.229	1.822	1.906	2.587	3.423	4.493	5.637	6.113
Eolico	232	403	563	1.179	1.404	1.458	1.847	2.135
Fotovoltaico	6	6	6	5	4	5	4	5
Geotermico	4.214	4.403	4.705	4.507	4.662	5.341	5.437	5.325
Idroelettrico da apporti naturali	41.214	45.358	44.205	46.810	39.519	36.674	42.744	35.924
Produzione idroelettrica da pompaggi	6.151	6.419	6.695	7.115	7.743	7.603	7.164	6.558
Produzione totale	259.786	265.657	276.629	278.895	284.401	293.865	303.321	302.359
<i>Per memoria:</i>								
Produzione idroelettrica totale	47.365	51.777	50.900	53.925	47.262	44.277	49.908	42.482

Fonte: Elaborazione AEEG su dati TERNA. I dati relativi al 2005 sono provvisori.

quota di generazione da fonti rinnovabili sul totale della produzione lorda è diminuita di due punti percentuali, passando dal 18,4% del 2004 al 16,4% del 2005.

La produzione da pompaggi, infine, si è ridotta nel 2005 dell'8,5%, attestandosi su un valore pari a circa 6,6 TWh.

Nella figura 2.1 vengono riportate le quote di generazione nel 2005 confrontate con quelle dell'anno precedente. In linea con il *trend* degli ultimi anni, si evidenzia un'ulteriore contrazione della quota di mercato del gruppo Enel, pari a circa 4,5 punti percentuali, a favore di alcuni fra gli altri produttori maggiori, quali Eni, Endesa Italia, Tirreno Power e AEM Torino.

Eni, in particolare, ha raggiunto una quota di mercato del 9% circa. Rilevante è anche risultato l'aumento della quota di mercato per Tirreno Power, nell'ordine di 1,6 punti percentuali, e di Endesa Italia, che ha visto il proprio contributo alla produzione lorda superare l'8%.

A livello complessivo, il calcolo dell'indice di Herfindahl-Hirschman (HHI) evidenzia una diminuzione della concentrazione del mercato, con riferimento alla generazione lorda; l'indice relativo al 2005 assume un valore pari a 1.900, mentre nel 2004 era pari a 2.220.

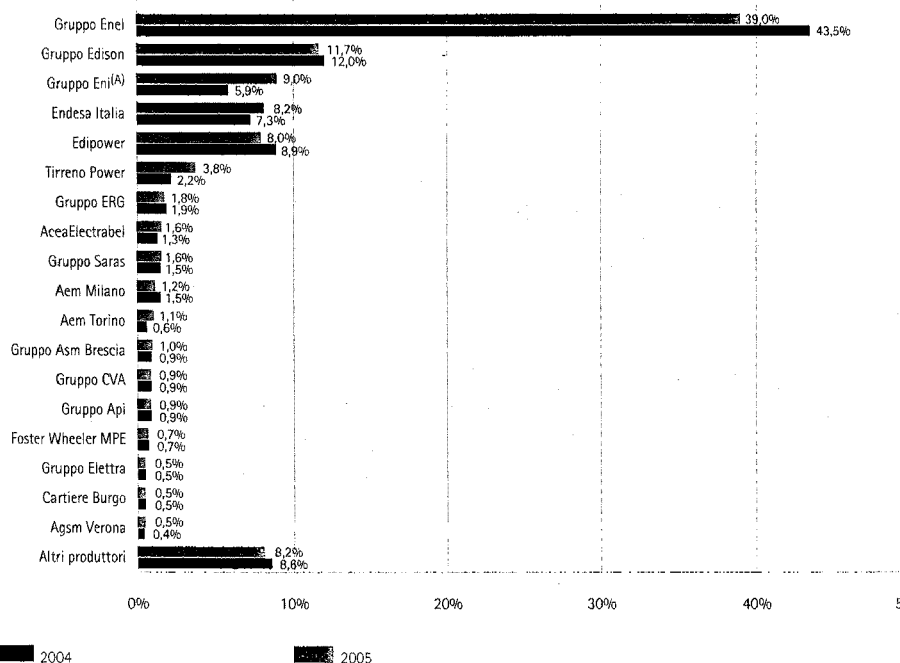
Tali risultati sono dovuti da un lato al diverso mix di produzione del 2005 rispetto al 2004 e dall'altro all'ingresso di nuovi impianti avvenuto nel corso dell'anno. Per quanto riguarda la capacità installata lorda, infatti, si è registrata nel 2005 una crescita superiore a 5.000 MW, con un incremento pari a circa il 6,4% rispetto all'anno precedente. La nuova capacità è costituita soprattutto da impianti termoelettrici, con l'ingresso di circa 4.400 MW. Dalla figura 2.2, che riporta la capacità disponibile lorda per i maggiori operatori, si nota come gli incrementi abbiano interessato in particolare la capacità termoelettrica del gruppo Edison e del gruppo Eni, che dichiarano circa 1.000 MW in più ciascuno rispetto al 2004.

La figura 2.3 riporta le quote percentuali dell'energia destinata al consumo per i maggiori operatori nazionali. Il calcolo delle quote è stato effettuato al netto dell'energia ceduta dal Gestore del sistema elettrico - GRTN al mercato a seguito dei ritiri obbligati e al netto dell'energia destinata ai pompaggi. Il grafico riporta pertanto il contributo percentuale dell'offerta di energia elettrica ceduta al mercato attraverso contratti bilaterali o tramite la partecipazione alla borsa elettrica.

FIG. 2.1

Contributo dei principali operatori alla produzione nazionale lorda

Confronto 2004-2005;
dati in percentuale



A) Il dato del gruppo Eni relativo al 2004 non comprende la divisione Exploration & Production.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

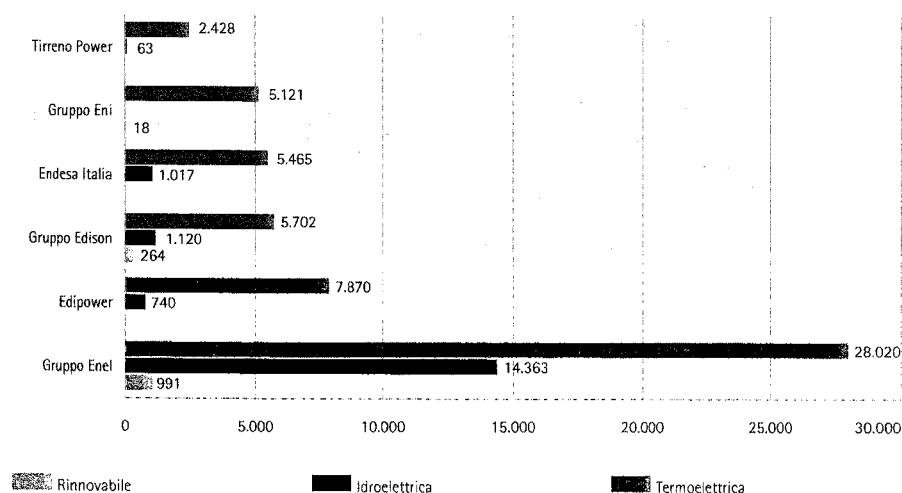
Si evidenzia anche in questo caso una forte diminuzione della quota di mercato ricoperta dal gruppo Enel rispetto al 2004, superiore a 5 punti percentuali, soprattutto a favore di Eni, Endesa Italia e Tirreno Power. Emerge, inoltre, una significativa riduzione della quota di mercato di Edipower, il cui contributo alla generazione destinata al consumo nel 2005 non ha superato il 10%.

Nel complesso la concentrazione del mercato della generazione destinata al consumo risulta essersi ridotta rispetto al 2004; l'indice HHI nel 2004 era infatti pari a 2.846, mentre nel 2005 assume un valore pari a 2.419.

La tavola 2.3 riporta il contributo percentuale nazionale dei principali gruppi alla generazione termoelettrica, con riferimento a

FIG. 2.2

**Disponibilità di capacità
lorda per i maggiori gruppi
MW; anno 2005**

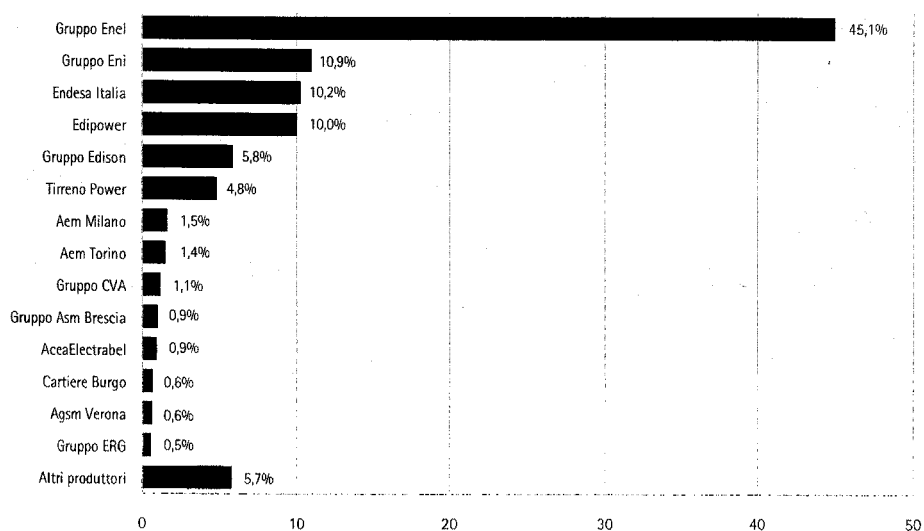


Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

FIG. 2.3

**Contributo dei principali
operatori alla produzione di
energia elettrica destinata al
consumo**

Dati in percentuale;
anno 2005



Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 2.3

Contributo dei primi operatori nazionali alla generazione termoelettrica per fonte

Dati percentuali; anno 2005

	CARBONE	PRODOTTI PETROLIFERI ^(A)	GAS NATURALE	ALTRE FONTI ^(B)
Gruppo Enel	71,7	33,7	26,2	0,0
Gruppo Edison	0,0	6,6	18,0	42,2
Gruppo Eni	0,0	8,0	14,4	35,1
Endesa Italia	13,6	6,6	8,9	0,0
Edipower	2,3	14,0	9,7	0,0
Tirreno Power	10,2	0,4	4,6	0,0
TOTALE PRIMI 6 OPERATORI	97,7	69,4	81,8	77,3
Gruppo ERG	0,0	10,9	0,0	4,1
AceaElectrabel	0,0	0,0	2,8	0,0
Gruppo Saras	0,0	9,4	0,0	2,8
Aem Milano	0,0	0,0	1,5	0,0
Aem Torino	0,0	0,1	1,7	0,0
Gruppo Asm Brescia	1,1	0,0	1,2	0,0
Gruppo Api	0,0	4,5	0,0	0,0
Foster Wheeler MPE	0,0	0,0	1,5	0,0
Gruppo Elettra	0,0	3,1	0,0	0,0
Cartiere Burgo	0,0	0,0	1,0	0,0
Agsm Verona	0,0	0,0	0,9	0,0
Esso Italiana	0,0	0,0	0,0	8,1
TOTALE PRIMI 18 OPERATORI	98,8	97,6	92,3	92,3
Altri produttori	1,2	2,4	7,7	7,7
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0

A) Comprende: olio combustibile, *orimulsion*, distillati leggeri, gasolio, coke di petrolio, bassi prodotti e altri residui della lavorazione del petrolio.

B) Comprende gas derivati, recuperi di calore ed espansione del gas compresso.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

ciascun combustibile.

I primi sei gruppi di rilevanza nazionale coprono l'82% circa della generazione termoelettrica, mentre i primi diciotto ne coprono il 94,5% circa.

In particolare, la quasi totalità della generazione da carbone e una quota comunque superiore al 65-70% della generazione da tutte le altre fonti termoelettriche è riconducibile ai primi sei gruppi nazionali. Rispetto al 2004 si evidenzia una riduzione della quota di Enel nella generazione da prodotti petroliferi e, in modo più limitato, nella generazione da gas naturale. Nella generazione da prodotti petroliferi, in realtà, emerge una diminuzione delle quote di mercato di tutti i principali operatori, mentre con riferimento alla generazione da gas naturale, la riduzione della quota di Enel è andata a vantaggio soprattutto di Eni, la cui quota è aumentata di più di 5 punti percentuali, e di Tirreno Power, a seguito dell'entrata in funzione di nuova capacità produttiva a gas nel corso del 2005.

Per quanto riguarda le altre fonti, Edison ed Eni risultano di gran lunga i principali operatori, grazie, soprattutto al ruolo ricoperto nella generazione da gas derivati.

Nel settore delle energie rinnovabili, la quota di mercato dei primi sei gruppi nazionali, pari a poco più del 64%, risulta decisamente inferiore rispetto a quella delineatasi nel settore termoelettrico.

Con riferimento alla produzione idroelettrica, si evidenzia una sostanziale stabilità delle quote di mercato dei principali operatori rispetto al 2004. Il gruppo Enel continua a ricoprire una quota superiore al 51% della produzione; il resto della generazione idroelettrica è riconducibile ad alcuni tra i principali *competitor*, Edison, Endesa ed Edipower. Tra gli altri operatori si distingue il gruppo CVA, che ha visto la propria quota di mercato superare il 7% della produzione idroelettrica.

A Enel è riconducibile la quasi totalità della produzione geotermoelettrica, mentre con riferimento alla produzione eolica il mag-

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

gior produttore nazionale si conferma il gruppo IVPC, la cui quota di mercato supera il 50%.

Rispetto alle altre tipologie di produzione, dove i primi sedici operatori ricoprono quote di mercato ben superiori all'85%, il settore della generazione da biomassa, biogas e rifiuti si caratterizza per una presenza più significativa di imprese di dimensioni minori; la quota di mercato dei primi sei gruppi nazionali si ferma infatti a meno del 3%, mentre la quota dei primi sedici operatori supera di poco il 30%.

Produzione incentivata

Il totale della produzione ritirata dal GRTN ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, per il 2005 è ammontato a 51.262 GWh, pari al 17,7% della produzione nazionale.

I ritiri obbligati, che riguardano quasi interamente energia prodotta in impianti in convenzione CIP6, si sono ridotti del 9,5% rispetto all'anno precedente con un contributo alla generazione nazionale inferiore di quasi il 2%.

TAV. 2.4

Contributo dei primi operatori nazionali alla generazione per fonte rinnovabile

Dati percentuali; anno 2005

	IDRO	GEOTERMO	EOLICO	BIOMASSA, BIOGAS E RIFIUTI
Gruppo Enel	51,4	99,6	17,2	0,5
Gruppo Edison	8,5	0,0	19,3	0,7
Gruppo Eni	0,0	0,0	0,0	1,6
Endesa Italia	6,5	0,0	0,0	0,0
Edipower	4,8	0,0	0,0	0,0
Tirreno Power	0,4	0,0	0,0	0,0
Totale primi 6 operatori	71,5	99,6	36,6	2,8
AceaElectabel	1,3	0,0	0,0	0,0
Aem Milano	3,7	0,0	0,0	0,0
Aem Torino	2,1	0,0	0,0	0,0
Gruppo Asm Brescia	0,1	0,0	0,0	10,6
Gruppo CVA	7,4	0,0	0,0	0,0
Gruppo Api	0,0	0,0	0,0	7,5
Agsm Verona	0,2	0,0	0,0	0,8
IVPC	0,0	0,0	53,2	0,0
Amsa	0,0	0,0	0,0	6,0
Italiana Alimenti	0,0	0,0	0,0	4,4
Totale primi 16 operatori	86,2	99,6	89,8	32,1
Altri produttori	13,8	0,4	10,2	67,9
Totale	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

TAV. 2.5

Ritiri obbligati del GRTN

GWh

	2002	2003	2004	2005
CIP6	49.751	50.351	52.382	50.296
di cui assimilata	41.177	40.722	42.227	40.463
di cui rinnovabile	8.574	9.629	10.155	9.833
Mini-idro delibera n. 62/02	2.899	2.395	3.064	0
Eccedenze delibera n. 108/97	1.450	1.136	1.218	966
Totale ritiri	54.100	53.882	56.664	51.262

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Le riduzioni riscontrabili in tutte le voci di bilancio relative ai ritiri da parte del GRTN sono imputabili a diverse motivazioni.

Innanzitutto il dato relativo al mini-idro risulta azzerato in base a quanto disposto dall'art. 13 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, che ha dato origine alla delibera 23 febbraio 2005, n. 34 (si veda il par. *Regolamentazione non tariffaria* del Capitolo 2 nel secondo volume), abrogando le la precedente delibera 18 aprile 2002, n. 62.

Per quanto riguarda l'energia CIP6, invece, il decremento più con-

sistente si è avuto nella generazione assimilata, in particolare negli impianti cosiddetti nuovi, ovvero quelli per i quali è ancora in vigore il periodo di incentivazione specifico.

Le riduzioni del CIP6 rinnovabile sono al contrario imputabili a un forte calo della produzione relativa agli impianti idroelettrici, riconducibile agli scarsi apporti naturali afferiti agli impianti nel corso dell'anno, cui si aggiunge una sensibile riduzione della produzione da impianti geotermici ed eolici.

TAV. 2.6

Dettaglio dei ritiri di energia da fonti assimilate negli anni 2002-2005

GWh

	2002	2003	2004	2005
Combustibili di processo, residui o recuperi di energia	17.100	16.530	17.773	12.900
Combustibili fossili	18.200	17.433	16.408	12.197
Totale	35.300	33.963	34.181	25.097
Impianti esistenti	5.877	6.759	8.045	15.366
TOTALE	41.177	40.722	42.226	40.463

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

TAV. 2.7

Dettaglio degli impianti rinnovabili nuovi in convenzione CIP6 per gli anni 2002-2005

GWh

	2002	2003	2004	2005
Impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente >3 MW	1.362	1.450	1.397	1.181
Impianti ad acqua fluente <3 MW	486	394	334	184
Impianti eolici e geotermici	3.111	3.847	3.415	3.040
Impianti fotovoltaici, a biomasse, RSU	2.735	3.656	4.631	5.084
Impianti idroelettrici potenziati	203	199	234	196
Totale impianti nuovi	7.897	9.546	10.011	9.685
Impianti esistenti	677	83	144	148
TOTALE RITIRI RINNOVABILI CIP6	8.574	9.629	10.155	9.833

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

TAV. 2.8

Costi totali dei ritiri obbligati nel 2005^{A)}

Milioni di euro

	TOTALE REMUNERAZIONE AGLI IMPIANTI	TOTALE RICAVI DA CESSIONE		TOTALE COSTO DA RECUPERARE IN TARIFFA
		ENERGIA	CERTIFICATI VERDI	
Impianti assimilati	3.988,6 (3.511,4)			
Impianti rinnovabili	1.709,5 (1.510,9)		96,8	
Totale CIP6	5.698,1 (5.022,3)		96,8	
Mini-idro	0,0 (194,7)			
Eccedenze	67,6 (86,3)			
TOTALE COSTI/RICAVI	5.765,7 (5.303,3)	2.560,5 (2.878,5)	96,8 (90,3)	3.108,4 (2.344,5)

A) Il dato relativo al 2004, indicato tra parentesi, non è direttamente confrontabile con il dato 2005 in quanto non include il conguaglio relativo alla componente di costo evitato di combustibile complessivamente pari a circa 110 milioni di euro.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

I costi totali del CIP6 sono stimabili in 3.108 milioni di euro quale risultato della differenza tra i costi di ritiro e i ricavi derivati dalla vendita dell'energia sia al mercato libero sia alla società Acquirente Unico Spa (si veda anche il par. sulla vendita dell'energia CIP6 al mercato), nonché dei ricavi derivanti dalla cessione dei certificati verdi ai soggetti a obbligo. La diminuzione dei costi di incentivazione del CIP6 grazie alla vendita dei certificati verdi intestati al GRTN, tuttavia, deve essere valutata nella considerazione del fatto che i produttori e gli importatori di energia termoelettrica inglobano nei prezzi di offerta di energia elettrica i costi di acquisto di tali certificati. Al bilancio dei ritiri obbligati si devono aggiungere i costi delle eccedenze.

I forti incrementi dei costi del programma CIP6 nel 2005 rispetto all'anno precedente sono riconducibili alla diminuzione del prezzo medio di cessione dell'energia sul mercato a fronte di un rilevante incremento del costo di ritiro dovuto principalmente all'aumento del costo evitato di combustibile.

L'energia assimilata in CIP6 ha rappresentato nel 2005 il 16,8% della produzione termoelettrica nazionale. Su 40.463 GWh di ritiri da fonti assimilate, 25.097 GWh si riferiscono a impianti "nuovi" che percepiscono una tariffa media di ritiro di 107,66 €/MWh; la quota rimanente, a capo di impianti "esistenti", e dunque non comprensiva della componente incentivante, è stata valorizzata con una tariffa media di 83,73 €/MWh. Tali costi di ritiro devono essere paragonati (Tav. 2.9) al prezzo medio di vendita dell'energia

CIP6 da parte del GRTN all'Acquirente Unico e al mercato libero pari a 50,0 €/MWh.

Per quanto riguarda le fonti rinnovabili le convenzioni CIP6 ricoprono il 19,7% della generazione rinnovabile. L'incremento dei costi di incentivazione è principalmente determinato dall'aggiornamento annuale delle tariffe e dalla distribuzione per fonte che, per effetto della scarsa idraulicità del 2005, si è spostato a favore degli impianti a biomasse, rifiuti e biogas, che percepiscono l'incentivo più elevato.

Importazioni

Il saldo estero per il 2005 è ammontato a 49.155 GWh quale differenza tra le importazioni pari a 50.264 GWh e le esportazioni pari a 1.109 GWh. Rispetto al 2004 il saldo estero è aumentato del 7,7%, attestandosi su valori comunque inferiori a quelli registrati nel 2003 di circa 1.800 GWh. Tale aumento inverte il *trend* verificatosi negli ultimi due anni, nei quali si era registrata una riduzione dell'*import* dopo diversi anni di crescita continua.

Il saldo estero ha garantito nel 2005 la copertura del 14,9% del fabbisogno nazionale di energia elettrica, contro il 14,0% dell'anno precedente.

Sul valore del saldo tra *import* ed *export* hanno inciso due fattori tra loro contrastanti. Il primo consiste in un rilevante incremento delle importazioni nel corso del 2005, cresciute dell'8,3%, anche

TAV. 2.9

Dettaglio costi e quantità incentivati in CIP6 per fonte

	QUANTITÀ (GWh)	REMUNERAZIONE DEGLI IMPIANTI (€/MWh)
Fonti assimilate nuove	25.097	107,66
di cui impianti che utilizzano combustibili di processo, residui o recuperi di energia	12.900	120,58
di cui impianti che utilizzano combustibili fossili	12.197	94,00
Fonti assimilate esistenti	15.366	83,73
Fonti rinnovabili nuove	9.685	175,18
di cui impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente >3 MW	1.181	151,65
di cui impianti ad acqua fluente <3 MW	184	120,65
di cui impianti eolici e geotermici	3.040	143,78
di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, RSU	5.084	203,93
di cui impianti idroelettrici potenziati	196	108,67
Fonti rinnovabili esistenti	148	87,16
TOTALE IMPIANTI CIP6	50.296	113,29

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

grazie all'entrata in servizio delle nuove linee di interconnessione con la Svizzera a 380 kV San Fiorano-Robbia e Gorlago-Robbia che hanno determinato un incremento della massima capacità di trasporto. In particolare la massima capacità di trasporto, per il periodo invernale, è risultata variabile giornalmente fra i valori 7.450 MW e 6.300 MW; durante il periodo estivo (maggio-settembre 2005 escluso agosto) tali valori sono stati pari a 6.350 MW e 5.800 MW. Le importazioni dalla Svizzera sono aumentate del 27% circa rispetto all'anno precedente, mentre quelle dalla Francia si sono ridotte del 15%. Da evidenziare è anche il forte aumento delle importazioni dalla Slovenia, cresciute di circa 1.800 GWh e, specularmente, la forte riduzione di quelle dalla Grecia, che si sono sostanzialmente dimezzate nel corso dell'anno.

Il secondo fattore che ha inciso sul valore del saldo consiste invece in una crescita delle esportazioni del 40,2%, attestandosi su un valore superiore rispetto all'anno precedente per tutti i mesi dell'anno a eccezione di luglio e agosto e con una tendenza più accentuata alla crescita nel mese di dicembre, quando ha raggiunto i 200 GWh. A fronte di questa tendenza all'aumento delle esportazioni, si evidenzia come le importazioni abbiano cominciato a ridursi in termini percentuali solo dal mese di novembre. Questa tendenza si è andata accentuando nei primi mesi del 2006, durante i quali si è registrata, accanto a una forte diminuzione del saldo

estero, più che dimezzato rispetto agli stessi mesi dell'anno precedente, una riduzione delle importazioni nell'ordine del 48%.

Il decreto del Ministero delle attività produttive del 13 dicembre 2005 ha stabilito le modalità e le condizioni per la regolazione delle importazioni di energia elettrica nel 2006. Ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239, concernente il riordino del settore energetico, rientrano infatti nelle funzioni attribuite allo stato le determinazioni inerenti l'importazione e l'esportazione di energia elettrica.

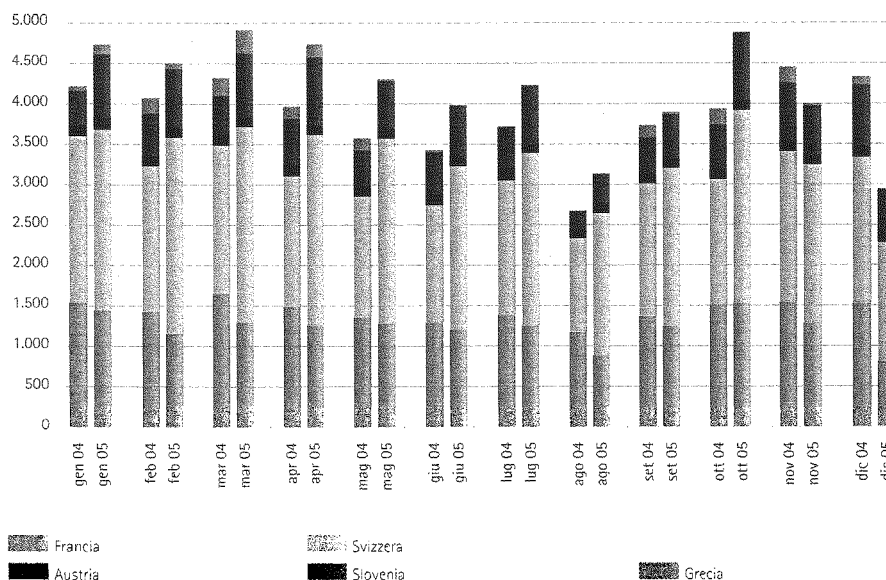
Il decreto conferma l'attribuzione separata da parte dei gestori esteri e della società TERNA Spa del 50% ciascuno della capacità disponibile al netto dei contratti pluriennali, pari a 2.000 MW intestati a Enel e destinati all'Acquirente Unico per la fornitura del mercato vincolato.

Come avvenuto nel 2004, la diversità dei metodi per la gestione delle congestioni sull'interconnessione con l'Italia adottati dai paesi confinanti, non ha, infatti, consentito l'adozione di procedure congiunte di assegnazione. Della quota spettante a TERNA, il decreto identifica:

- la disponibilità per l'Acquirente Unico di diritti di importazione sulla capacità di trasporto in misura non superiore al 26% della capacità alle frontiere elettriche settentrionali e alla frontiera meridionale;

FIG. 2.4

Importazioni di energia elettrica per frontiera nel 2004 e nel 2005
GWh

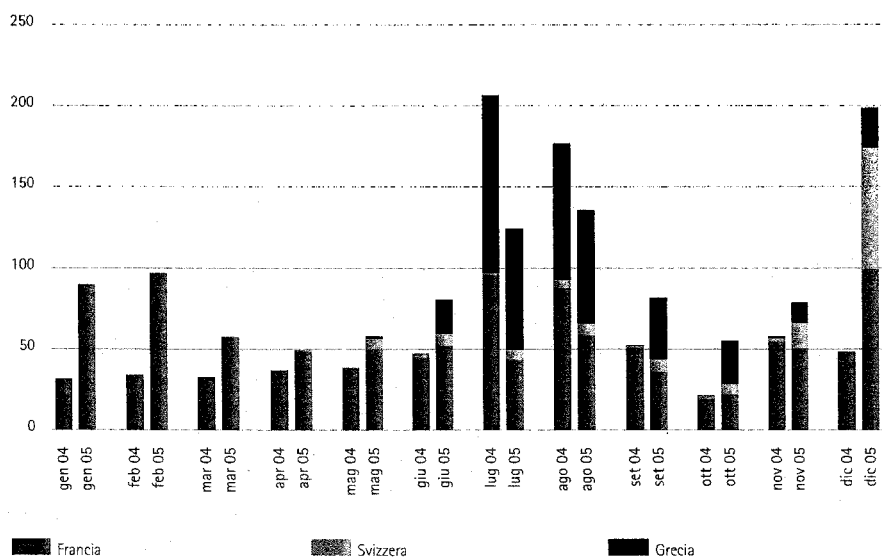


Fonte: Elaborazione AEEG su dati TERNA.

FIG. 2.5

Esportazioni di energia elettrica per frontiera nel 2004 e nel 2005

GWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati TERNA.

- limitatamente alla frontiera elettrica con la Svizzera, una quota pari a 150 MW costante durante tutto l'anno e, per un periodo di sei anni a partire dal 2005, riservata alla società Raetia Energie;
- limitatamente alla frontiera con la Svizzera, sino a un massimo di 32 MW a favore di Edison per garantire il reingresso in territorio italiano dell'energia elettrica prodotta nel 2006 presso il bacino idroelettrico di Innerferrera, prevedendo la possibilità di rientro graduale dell'energia non transitata relativa agli anni precedenti in misura pari a ulteriori 15 MW;
- l'attribuzione di quote di capacità di trasporto per le forniture alla Repubblica di San Marino e allo Stato della Città del Vaticano, in ottemperanza ad accordi internazionali, nella misura strettamente necessaria a soddisfare i consumi di ciascuno Stato.

Il decreto, come già evidenziato, ha previsto anche per l'anno 2006 il mantenimento della riserva di capacità di trasporto ai fini dell'esecuzione di tali contratti pluriennali.

Una sentenza della Corte di giustizia europea del giugno 2005 ha stabilito la non ammissibilità di un'assegnazione prioritaria di capacità transfrontaliera ai contratti pluriennali stipulati dall'*incumbent* nel mercato olandese nel periodo antecedente le Direttive comunitarie. Secondo la Corte, infatti, uno Stato non può attribuire a un'impresa capacità prioritaria, a meno che ciò non sia au-

torizzato con notifica all'Unione europea nei tempi stabiliti.

La *Commission de régulation de l'énergie* (CRE) e *Réseau de Transport d'Electricité* (RTE), rispettivamente il regolatore e il gestore della rete francese, hanno deciso di interpretare in senso generale la sentenza della Corte, in realtà relativa alla specifica situazione del mercato elettrico olandese, stabilendo di non garantire più a partire dal 2006 la capacità in precedenza riservata alle importazioni pluriennali nella titolarità dell'Acquirente Unico. Secondo le indicazioni del gestore della rete francese, la relativa capacità, pari a 700 MW, sarebbe stata assegnata autonomamente mediante asta esplicita.

Il Ministero delle attività produttive ha tuttavia deciso di non tenere in considerazione la decisione unilaterale delle istituzioni francesi di eliminare la riserva di capacità transfrontaliera a beneficio dei contratti pluriennali, ritenendo del tutto marginale il ruolo dell'energia elettrica importata in esecuzione del contratto pluriennale italo-francese sull'assetto concorrenziale del mercato rilevante italiano.

Nel mese di gennaio 2006 TERNA ha comunicato che, sulla base di un accordo transitorio stipulato il 30 dicembre 2005 con RTE e secondo le indicazioni pervenute dal Ministero delle attività produttive, le assegnazioni provvisorie dei certificati di copertura sulla frontiera francese sarebbero risultate garantite ed efficaci a partire dall'1 gennaio 2006 e fino al 31 gennaio. Le assegnazioni per la

TAV. 2.10

**Destinazione della capacità
d'importazione 2006**
MW

	FRANCIA	SVIZZERA	AUSTRIA	SLOVENIA	GRECIA	TOTALE
Capacità di interconnessione	2.650	3.890	220	430	400	7.590
Contratti pluriennali destinati al mercato vincolato	1.400	600				2.000
Capacità assegnata dai gestori esteri	625	1.645	110	215	200	2.795
Capacità assegnata a San Marino, Città del Vaticano, Edison, Raetia Energie	94	197				291
Totale capacità disponibile a TERNA	531	1.448	110	215	200	2.504
Disponibilità massima di diritti assegnabili al mercato vincolato (26%)	138	376	29	56	52	651

Fonte: Decreto del Ministero delle attività produttive 13 dicembre 2005 e TERNA.

parte restante dell'anno vengono garantite su base mensile, sulla base di accordi transitori tra TERNA e RTE, nell'attesa che le Autorità competenti arrivino a un accordo definitivo per l'assegnazione della capacità.

La tavola 2.10 riassume la ripartizione per singola frontiera della capacità di interconnessione relativa al periodo invernale, nelle ore di picco diurne, per l'anno 2006.

A partire dal 2005, i diritti di transito dell'energia sulle linee di interconnessione, in ottemperanza del regolamento CE n. 1228/2003 del 26 giugno 2003, devono essere assegnati con un criterio competitivo. In precedenza la capacità di interconnessione veniva assegnata

con criterio pro quota agli operatori con determinate caratteristiche di prelievo.

Il decreto del Ministero delle attività produttive del 13 dicembre 2005, confermando quanto previsto per l'anno precedente, ha stabilito che l'utilizzo della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione sia determinato, per tutta la durata del 2006, sulla base di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica, relative alla esecuzione di scambi transfrontalieri da parte di operatori esteri e nazionali, che vengono poste sul mercato elettrico secondo disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (si veda in proposito il par. *Regolamentazione non tariffaria* del Capitolo 2, nel secondo volume).

Infrastrutture elettriche

Trasmissione

Il decreto legislativo n. 79/99 di attuazione della Direttiva 96/92/CE ha disposto, secondo il modello dell'*Independent System Operator* (ISO), la separazione proprietaria tra l'attività di gestione della rete di trasmissione nazionale, affidata a un soggetto pubblico controllato dal Ministero dell'economia e delle finanze, e le attività connesse con la proprietà delle infrastrutture di rete, rimaste in capo agli operatori. Il modello adottato in Italia ha mostrato tuttavia inefficienze e difficoltà di coordinamento tra il gestore delle rete e i proprietari della medesima; ciò ha indotto il Governo a proporre la riunificazione di proprietà e gestione, divenuta operativa nel novembre del 2005 con la nascita di TERNA – Rete elettrica nazionale Spa.

Si rimanda al secondo volume di questa *Relazione Annuale*, relativo all'attività svolta, per i necessari approfondimenti in materia di riunificazione di proprietà e gestione della rete di trasmissione.

La società TERNA è attualmente proprietaria di oltre il 90% della rete di trasmissione nazionale, mentre le rimanenti infrastrutture sono di proprietà di alcune imprese municipalizzate e di alcuni produttori di energia elettrica, per un totale di 13 imprese.

Tra le altre imprese, quelle che detengono una quota maggiore delle infrastrutture di rete sono Edison Rete Spa, che possiede quasi 3.000 km di linee ad alta tensione, Aem Trasmissione Spa, che possiede poco più di 1.000 km di linee, e Rete Ferroviaria Italiana Spa.

TERNA è a oggi proprietaria di circa 35.000 km di linee e possiede 302 stazioni di trasformazione e smistamento e 3 centri di tele-

conduzione. Nel settembre del 2005 la società ha acquisito Acea Trasmissione Spa, proprietaria di circa 700 km di rete ad alta tensione, pari a circa il 2% della rete nazionale. L'acquisizione ha avviato il processo di unificazione della rete di trasmissione nazionale previsto dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290, sul riassetto del settore elettrico e dal successivo decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004.

Nel corso del 2005, nell'ottica del processo di unificazione della rete di trasmissione sotto la proprietà di un unico soggetto indipendente, Enel ha ridotto la propria partecipazione in TERN; allo stato attuale, una quota pari al 29,99% delle azioni della società è di proprietà della società Cassa depositi e prestiti Spa, mentre Enel è in possesso del 5,12% delle sue azioni.

Nel gennaio del 2006 TERN ha diffuso il Piano di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale, soggetto all'approvazione del Ministero delle attività produttive, contenente una analisi delle criticità attuali e future della rete e l'individuazione dei principali interventi di sviluppo. Tali interventi sono stati classificati in base ai benefici prevalenti a essi associati: adeguatezza del sistema per la copertura del fabbisogno, sicurezza di esercizio della rete, riduzione delle congestioni e dei poli di produzione limitati nel mercato, miglioramento della qualità e continuità del servizio e della fornitura. Gli interventi sono inoltre stati differenziati tra opere di breve-medio termine, di norma riferite al prossimo quinquennio, e attività di lungo periodo relative al prossimo decennio.

Distribuzione

Il decreto n. 79/99, prevedendo il rilascio di una sola concessione di distribuzione per ambito comunale e attribuendo alle società partecipate dagli enti locali la facoltà di chiedere all'ex monopoli-

sta Enel la cessione dei rami d'azienda operanti l'attività di distribuzione nel territorio comunale, ha dato il via a un processo di graduale razionalizzazione dell'attività, destinato a proseguire negli anni a venire.

Nel periodo 2000-2002 il processo di riorganizzazione dell'attività di distribuzione è stato particolarmente intenso, con il trasferimento da Enel alle società partecipate dagli enti locali di più di un milione e mezzo di clienti finali, localizzati in 27 comuni tra cui Roma, Milano, Torino, Verona e Parma. Nel successivo biennio 2003-2004 sono state portate a termine ulteriori operazioni di cessione di reti di Enel che hanno coinvolto circa 61 comuni, tra cui Brescia, per un totale di circa 140.000 utenti. Nel periodo 2000-2004, inoltre, è stata completamente ceduta a Enel Distribuzione Spa l'attività di distribuzione relativa a 13 comuni, con un trasferimento di circa 14.000 clienti, e parzialmente ceduta l'attività in 46 comuni, con un trasferimento di circa 2.000 clienti.

Nel corso del 2005, Enel Distribuzione ha ceduto il ramo d'azienda dell'intera provincia di Trento a SET Distribuzione Spa; tale cessione ha interessato circa 231.000 clienti.

In data 13 marzo 2006 Enel Distribuzione ha poi sottoscritto un contratto preliminare con Hera Spa per la cessione delle reti di 18 comuni, per un totale di circa 80.000 clienti. La data di efficacia prevista per tale contratto è l'1 luglio 2006. In data 29 marzo, infine, Enel Distribuzione ha sottoscritto un contratto preliminare con SECAB Alto But Soc. Coop. arl. per la cessione di circa 900 clienti nel comune di Sutrio: per tale contratto la data di efficacia è ancora da definire.

Nel 2005 sono avvenute anche tre cessioni complete dell'attività di distribuzione a Enel, da parte delle società AEC Comunale, AEC Cefalù e Azienda Baldovin Carulli (cessione dei contratti di somministrazione), per un totale di circa 7.000 clienti.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 2.11

Cessione di porzioni
di rete da parte
di Enel Distribuzione

IMPRESA ACQUIRENTE	CITTÀ	N. COMUNI OGGETTO DI CESSIONE	N. CLIENTI FINALI	STIPULA DEL CONTRATTO	EFFICACIA DEL CONTRATTO
AC.E.G.A.S. (oggi Acegas - Aps)	Trieste	1	812	29/03/2000	31/03/2000
Amias (oggi Amias Servizi)	Selvino (BG)	1	10	23/09/2000	12/12/2000
Amps	Parma	1	40.669	27/12/2000	01/01/2001
Amsp (oggi Aeb Distribuzione)	Seregno (MI)	1	111	29/03/2001	31/03/2001
Aem Tirano	Tirano (SO)	1	20	24/05/2001	01/06/2001
Acea (oggi Acea Distribuzione)	Roma	2	710.000	27/06/2001	01/07/2001
Aem Torino	Torino	1	293.000	21/12/2001	31/12/2001
Assm	Tolentino (MC)	1	25	21/12/2001	01/01/2002
Aspm di Soresina	Soresina (CR)	1	26	28/02/2002	01/03/2002
Azienda San Severino Marche	San Severino Marche (MC)	1	1.224	01/03/2002	01/03/2002
Aem Cremona	Cremona	1	2.286	21/03/2002	01/04/2002
Asm Sondrio	Sondrio	1	40	28/03/2002	01/04/2002
SEM Morbegno	Morbegno (SO)	4	6.464	23/04/2002	01/05/2002
Ami Imola (incorporata in Hera)	Imola (BO)	4	104	28/06/2002	01/07/2002
SIEC Chiavenna	Chiavenna (SO)	2	198	28/06/2002	01/07/2002
Aem Milano	Milano	2	387.625	29/10/2002	01/11/2002
Agsm Verona	Verona	2	91.403	29/11/2002	01/12/2002
Asp Polverigi (oggi Astea)	Polverigi (AN)	1	186	19/12/2002	01/01/2003
Idroelettrica Valcanale	Tarvisio (UD)	1	754	19/12/2002	01/01/2003
A.T.EN.A.	Vercelli	1	2.137	20/12/2002	01/01/2003
Amet	Trani (BA)	1	2.182	31/01/2003	01/02/2003
Amg (oggi IRIS)	Gorizia	1	1.617	28/02/2003	01/03/2003
Aim	Vicenza	1	7.929	30/05/2003	01/06/2003
A.M.E.A.	Paliano (FR)	1	244	29/08/2003	01/09/2003
Asm Terni	Terni	1	6.300	29/12/2003	31/12/2003
Asm Brescia (oggi Asmea)	Brescia	46	100.205	30/12/2003	31/12/2003
Asm Voghera	Voghera (PV)	1	1.671	26/02/2004	01/03/2004
Camuna Energia	Cedegolo (BS)	2	457	27/04/2004	01/05/2004
Astea	Recanati (MC)	2	4.084	21/12/2004	31/12/2004
Odoardo Zecca	Ortona (CH)	2	9.000	23/12/2004	01/01/2005
SET Distribuzione	Rovereto (TN)	207	230.700	27/06/2005	01/07/2005
TOTALE		295	1.901.484		

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Enel Distribuzione.