

2.

Struttura, prezzi
e qualità nel
settore elettrico

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 approvvigionati 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.

TAV. 2.1

Bilancio degli operatori del mercato elettrico nel 2005

TWh

	PRODUTTORI				ACQUIRENTE UNICO	GROSSISTI INDIPENDENTI				TOTALE
	ENEL	> 10 TWh	1 - 10 TWh	< 1 TWh		> 10 TWh	1 - 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	278.995	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%.

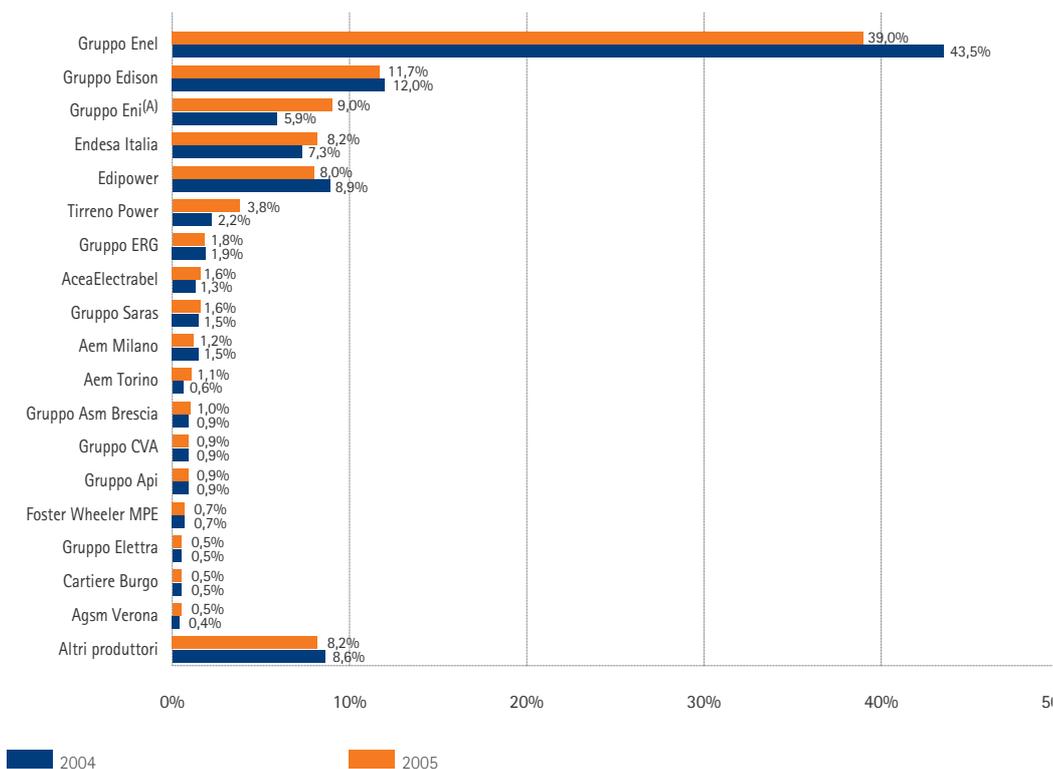
A livello complessivo, il calcolo dell'indice di Herfindahl-Hirschman (HHI) evidenzia una diminuzione della concentrazione del mercato, con riferimento alla generazione lorda; l'indice relativo al 2005 assume un valore pari a 1.900, mentre nel 2004 era pari a 2.220.

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.

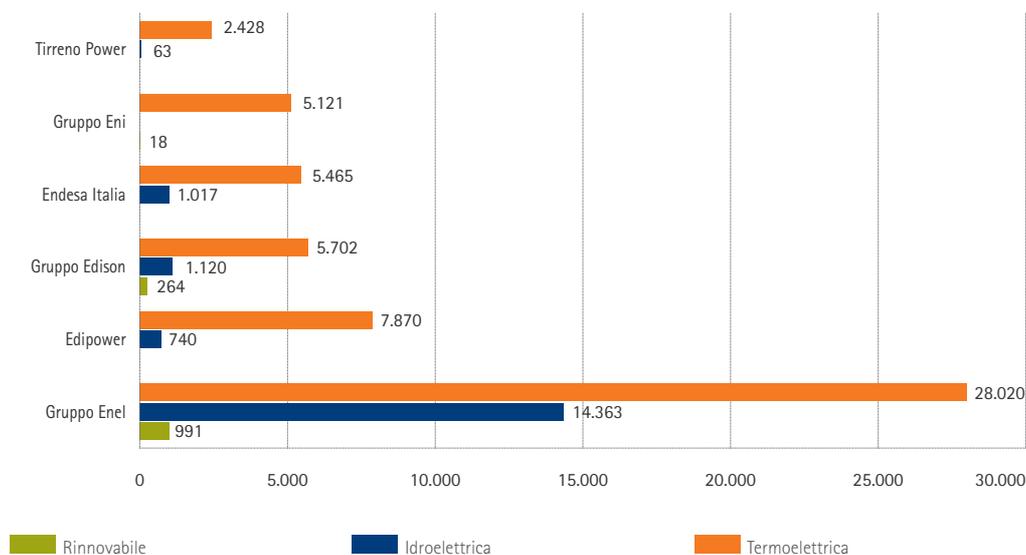
Si evidenzia anche in questo caso una forte diminuzione della quota di mercato ricoperta dal gruppo Enel rispetto al 2004, superiore a 5 punti percentuali, soprattutto a favore di Eni, Endesa Italia e Tirreno Power. Emerge, inoltre, una significativa riduzione della quota di mercato di Edipower, il cui 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

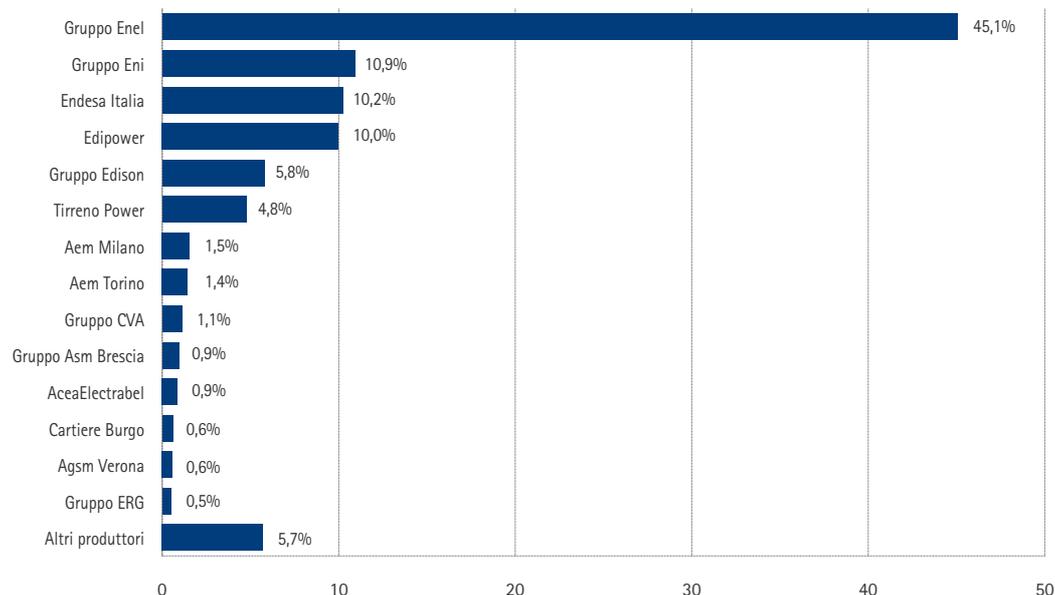


Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

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.

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-

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
AceaElectrabel	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
<i>di cui assimilata</i>	<i>41.177</i>	<i>40.722</i>	<i>42.227</i>	<i>40.463</i>
<i>di cui rinnovabile</i>	<i>8.574</i>	<i>9.629</i>	<i>10.155</i>	<i>9.833</i>
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.

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 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 la *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
<i>di cui impianti che utilizzano combustibili di processo, residui o recuperi di energia</i>	12.900	120,58
<i>di cui impianti che utilizzano combustibili fossili</i>	12.197	94,00
Fonti assimilate esistenti	15.366	83,73
Fonti rinnovabili nuove	9.685	175,18
<i>di cui impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente >3 MW</i>	1.181	151,65
<i>di cui impianti ad acqua fluente <3 MW</i>	184	120,65
<i>di cui impianti eolici e geotermici</i>	3.040	143,78
<i>di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, RSU</i>	5.084	203,93
<i>di cui impianti idroelettrici potenziati</i>	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.

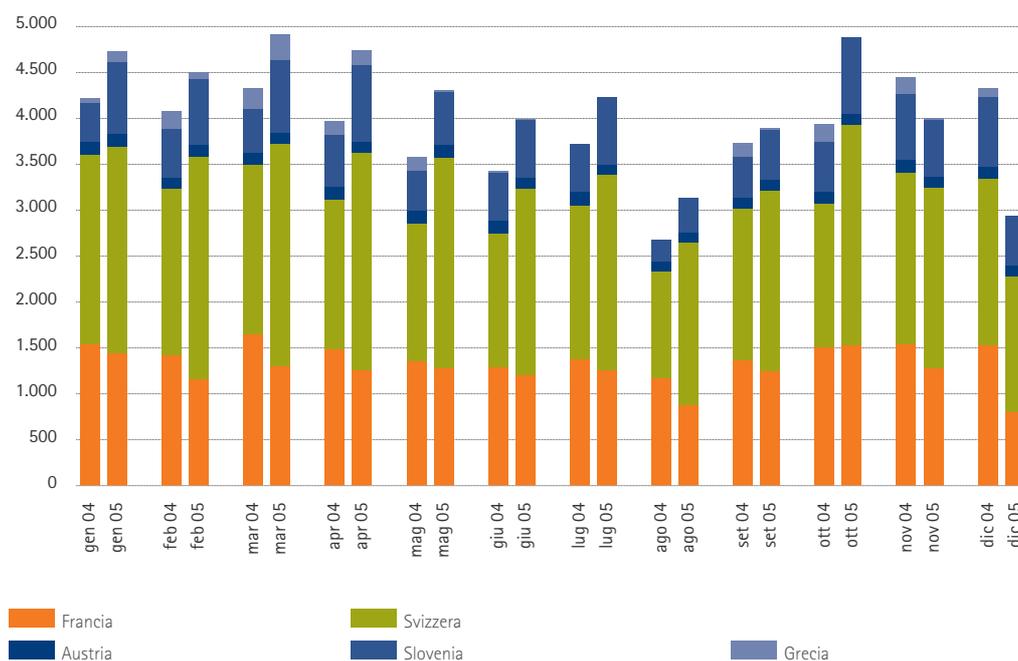
Come avvenuto nel 2004, la diversità dei metodi per la gestione delle congestioni sull'interconnessione con l'Italia adottati dai paesi confinanti, non ha, infatti, consentito l'adozione di procedure congiunte di assegnazione. Della quota spettante a TERNA, il decreto identifica:

- 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

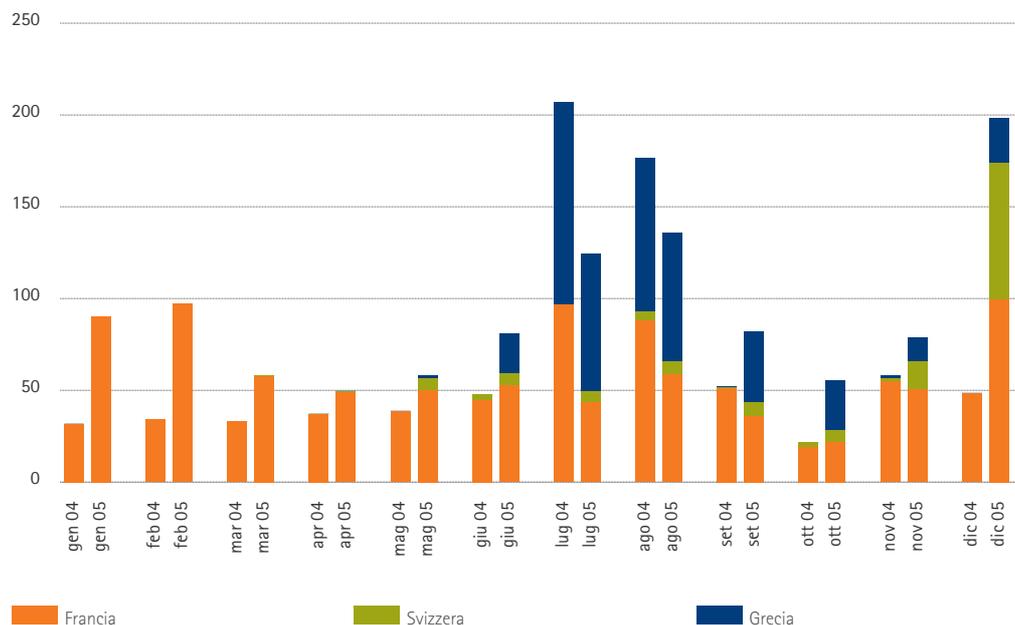


Fonte: Elaborazione AEEG su dati TERNA.

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 TERNA; 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 TERNA 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.

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.

TAV. 2.12

Cessione completa dell'attività di distribuzione a Enel

IMPRESA ACQUIRENTE	CITTÀ	N. COMUNI OGGETTO DI CESSIONE	N. CLIENTI FINALI	STIPULA DEL CONTRATTO	EFFICACIA DEL CONTRATTO
AEC Montefranco	Montefranco (TR)	1	901	24/07/2000	25/07/2000
AEC Arrone	Arrone (TR)	1	1.577	20/04/2001	01/05/2001
SEM Musellarese di E. Sarra	Musellaro (PE)	3	329	04/06/2001	01/07/2001
AEC Jenne	Jenne (RM)	1	742	08/11/2001	01/01/2002
AEC Pozzomaggiore	Pozzomaggiore (SS)	1	1.880	28/02/2002	28/02/2002
AEC San Gemini	San Gemini (TR)	2	2.289	21/12/2001	01/03/2002
Aem Montecompatri	Montecompatri (RM)	1	3.500	02/05/2002	01/05/2002
Aem Vigo di Cadore	Vigo di Cadore (BL)	1	1.518	26/07/2002	01/08/2002
Ditta Compassi Gelindo ^(A)	Dogna (UD)	1	22	21/06/2002	01/10/2002
Comune di Castelnuovo Val di Cecina - AEC	Castelnuovo Val di Cecina (PI)	1	1.390	29/04/2003	01/05/2003
AEC Comunale	Alpette (TO)	1	737	28/02/2005	01/03/2005
AEC Cefalù	Cefalù (PA)	1	5.700	28/10/2005	01/11/2005
Azienda Baldovin Carulli ^(A)	Lozzo di Cadore (BL)	1	197	21/06/2005	31/12/2005
TOTALE		16	20.782		

A) Cessione di contratti di somministrazione e non di rami d'azienda.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Enel Distribuzione.

Mercato all'ingrosso

Borsa elettrica: domanda

La maggiore novità introdotta nel funzionamento del mercato all'ingrosso nell'anno 2005 riguarda la partecipazione attiva della domanda al sistema delle offerte. All'avvio della borsa elettrica nell'aprile del 2004 si erano infatti adottate disposizioni transitorie che limitavano al solo lato dell'offerta l'accesso alla borsa elettrica per consentire una graduale entrata a regime del nuovo meccanismo di negoziazione. In seguito alle indicazioni della direttiva ministeriale del 24 dicembre 2004 tali disposizioni transitorie sono state modificate per l'anno 2005, consentendo una graduale partecipazione della domanda al sistema delle offerte.

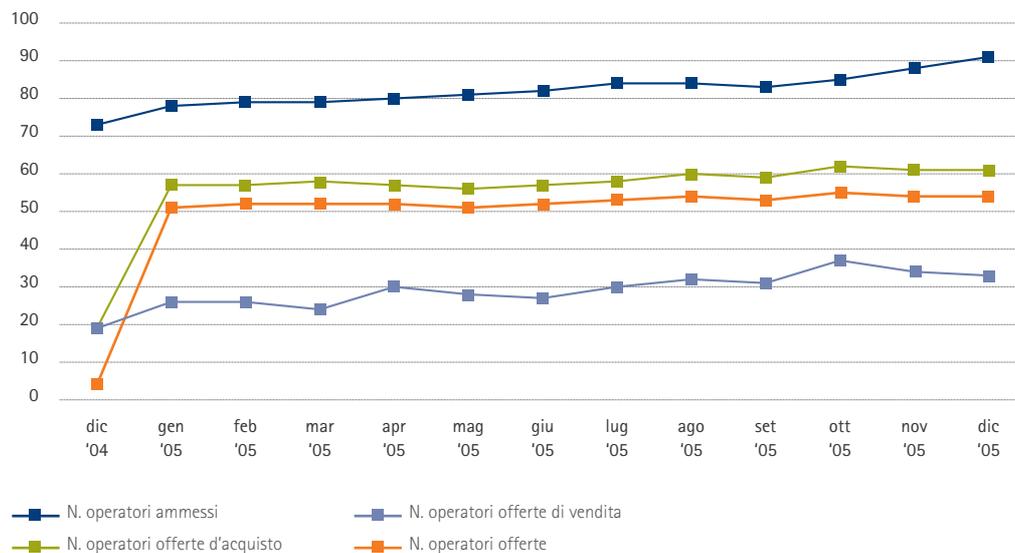
Il mercato regolamentato gestito dalla società Gestore del mercato elettrico Spa (GME) si suddivide in due sottomercati: il mercato del giorno prima (MGP), cui segue il mercato di aggiustamento (MA). Successivamente a questi vi è poi il mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) in cui prima il GRTN e ora TERNA si approvvigionano delle risorse necessarie all'esercizio dell'attività di tra-

missione e dispacciamento e alla garanzia di sicurezza del sistema elettrico. La disciplina del dispacciamento a regime prevede la partecipazione attiva della domanda in tutti questi mercati, ma le disposizioni transitorie per l'anno 2005 prevedono che essa partecipi solamente al MGP. L'effetto della partecipazione attiva della domanda su questo mercato è evidente nella figura 2.6 in cui viene riportato il numero di soggetti operanti in offerta e in acquisto. La partecipazione della domanda al solo MGP ha reso inoltre necessario attivare meccanismi transitori che compensassero la ridotta flessibilità di negoziazione che essa si sarebbe trovata a fronteggiare nell'impossibilità di partecipare al MA e al MSD. Questi meccanismi sono rappresentati da:

- lo sbilanciamento a programma, che consente ai soggetti titolari di contratti conclusi al di fuori del sistema delle offerte di presentare programmi di immissione e prelievo non bilanciati sul MGP. In tale caso le immissioni devono risultare superiori ai prelievi e la differenza è considerata come una vendita sul

FIG. 2.6

Numero di operatori in vendita e in acquisto sul MGP



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

MGP da parte dell'operatore acquirente verso il GRN/TERNA a un prezzo pari al PUN;

- la Piattaforma di aggiustamento bilaterale per la domanda (PAB) nella quale si possono effettuare scambi orari bilanciati di energia elettrica tra gli operatori che gestiscono i punti di offerta in prelievo appartenenti alla stessa zona geografica. Gli scambi comunicati al GME tramite tale piattaforma, che svolge una funzione simile al MA, insieme agli impegni derivanti da contratti bilaterali o da acquisti sul MGP determinano il programma vincolante di ciascun punto di offerta in prelievo.

Oltre agli interventi sopra descritti per l'anno 2005 è stato previsto un sistema semplificato per la valorizzazione degli sbilanciamenti, tale da ridurre il costo per gli operatori in prelievo rispetto a quanto previsto per il meccanismo a regime in cui essi potranno partecipare al MSD. Per questa stessa ragione, e per consentire alla domanda il necessario tempo di apprendimento per gestire in modo efficiente le proprie negoziazioni sul MGP, è stato inoltre previsto nella disciplina del mercato elettrico che il GRN/TERNA potesse presentare offerte integrative sul MGP per far sì che il livello di domanda risultante dal MGP non si discostasse di più del

FIG. 2.7

Sbilanciamenti a programma TWh; 2005

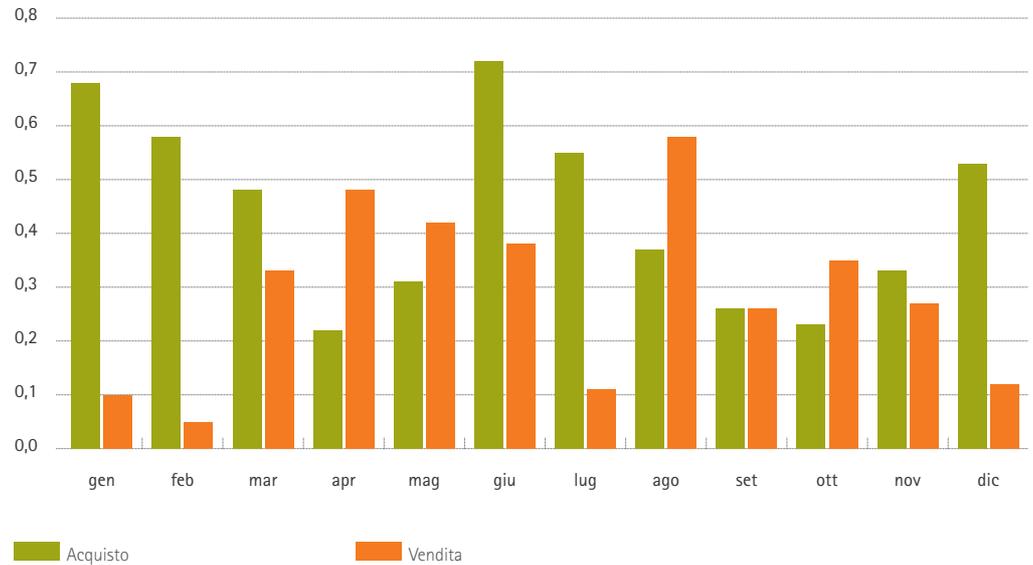


Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.8

**Offerte integrative
del GRTN/TERNA**

TWh; 2005



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

5% in valore assoluto dalle proprie previsioni.

I nuovi meccanismi introdotti con la partecipazione attiva della domanda hanno interessato volumi significativi riportati nelle figure 2.7, 2.8 e 2.9 che, rispetto ai volumi complessivamente scambiati sul Sistema Italia (scambi sul MGP più contratti bilaterali) nel 2005, sono risultati mediamente pari al 2,7% per le offerte integrative del GRTN/TERNA, 2,9% per la PAB e 4% per gli sbilanciamenti a programma.

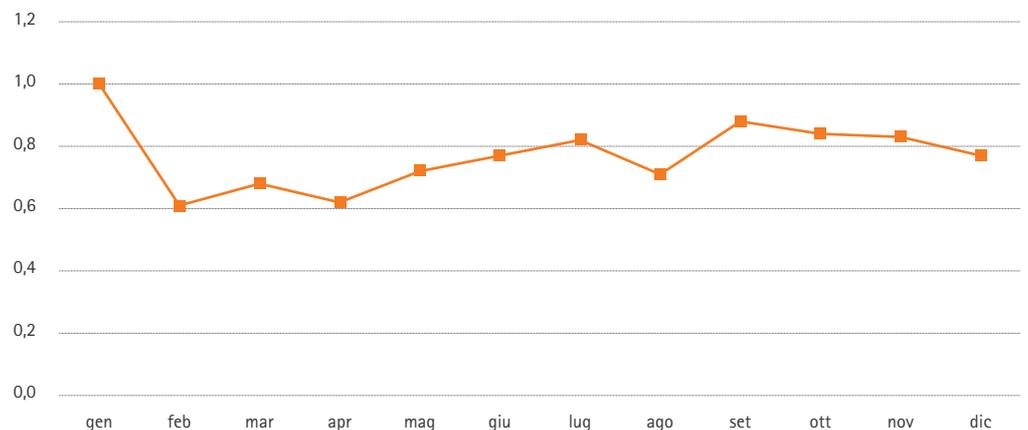
Rispetto all'andamento mensile dei diversi meccanismi si può infine notare come il volume delle offerte integrative presentate sul

MGP da GRTN/TERNA si sia progressivamente stabilizzato e ridotto nel corso dei mesi, a dimostrazione di un progressivo apprendimento organizzativo e previsivo da parte dei soggetti operanti sul lato della domanda. Gli scambi su PAB hanno avuto invece un andamento più regolare con volumi comparabili a quelli scambiati dai soggetti operanti sul lato dell'offerta sul MA. Gli sbilanciamenti a programma hanno avuto un andamento irregolare, con una iniziale riduzione dei volumi, seguita da una sensibile crescita negli ultimi tre mesi del 2005, che è continuata anche nei primi mesi del 2006.

FIG. 2.9

**Scambi sulla piattaforma
di aggiustamento bilaterale**

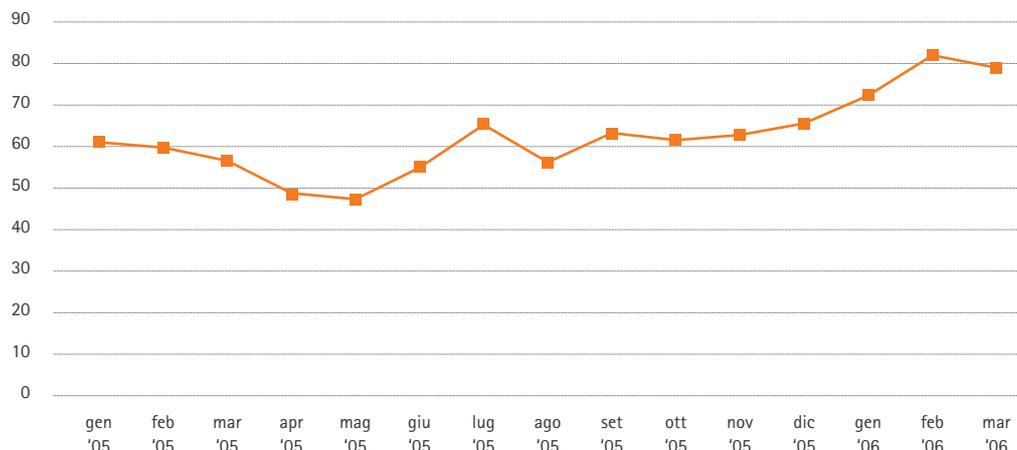
TWh; 2005



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.10

Andamento del PUN €/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: risultati sul mercato del giorno prima

Al di là delle novità introdotte con la partecipazione della domanda, l'andamento complessivo del MGP nel corso del 2005 conferma quanto già rilevato nella *Relazione Annuale* dell'anno scorso in merito alle criticità strutturali che riguardano lo stato della liberalizzazione del mercato elettrico. Tali criticità, che interessano prevalentemente il lato dell'offerta, si traducono in prezzi mediamente elevati, che risultano inoltre progressivamente crescenti (al netto delle ciclicità stagionali) a causa delle continue tensioni manifestatesi sui mercati petroliferi e dei combustibili impiegati nella generazione.

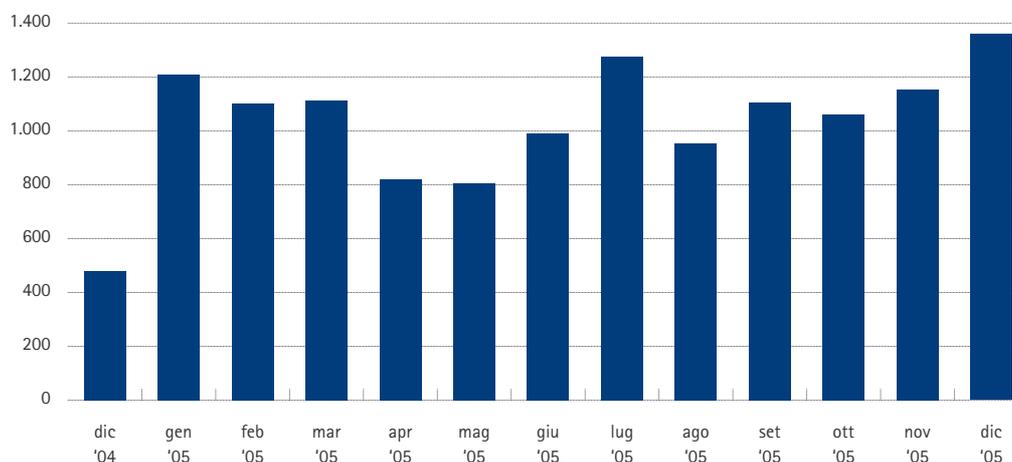
Ciò ha comportato una crescita del PUN in media aritmetica nel periodo aprile-dicembre 2005 rispetto agli stessi mesi del 2004 pari al 13,2% e, successivamente, un incremento del valore in media aritmetica del periodo gennaio-marzo 2006 rispetto allo stesso periodo del 2005 pari addirittura al 31,3%.

Il progressivo aumento del PUN medio ha contribuito anche alla crescita del valore delle transazioni effettuate sul MGP riportato in figura 2.11.

La principale causa del consistente incremento rilevabile tra dicembre 2004 e gennaio 2005 è però da attribuire al rilevante volume di contratti per differenza (CpD) sottoscritti dagli operatori per il 2005, che consistono in coperture finanziarie sul prezzo del

FIG. 2.11

Valore delle transazioni sul MGP Milioni di euro

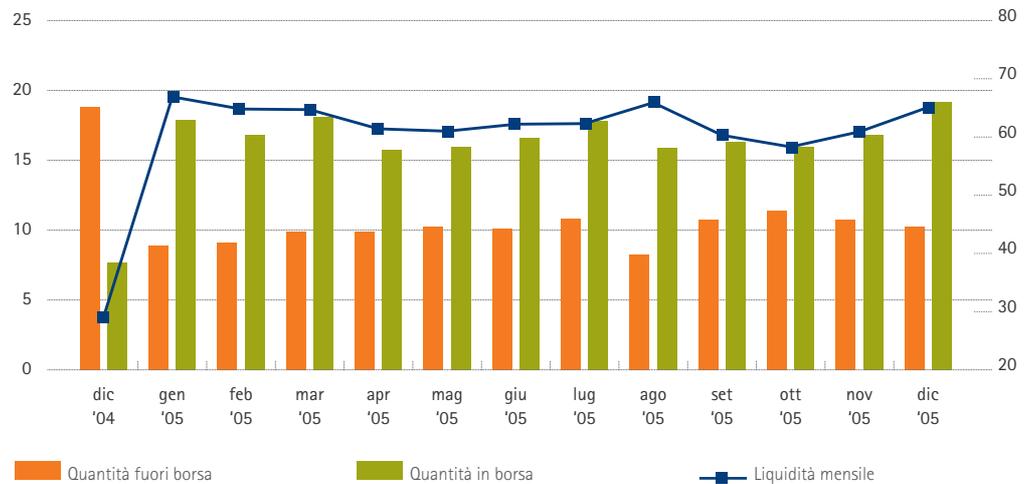


Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.12

Liquidità e volumi scambiati sul MGP

TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

MGP e sostituiscono le coperture precedentemente ottenute attraverso contratti bilaterali fisici. In particolare sono da rilevare le coperture acquistate dall'Acquirente Unico per l'approvvigionamento del mercato vincolato, diffusamente descritte nel par. *Approvvigionamento dell'Acquirente Unico*, e la diversa natura dei contratti CIP6 assegnati nel 2005, illustrati nel par. *Vendita dell'energia CIP6 al mercato*. Tale fenomeno risulta evidente anche dalla figura 2.12 che riporta l'evoluzione della liquidità mensile del MGP, unitamente ai sottostanti quantitativi scambiati sia su questo mercato sia bilateralmente.

Considerando nuovamente il livello dei prezzi sul MGP si evidenzia nel corso del 2005 una notevole riduzione del differenziale dei

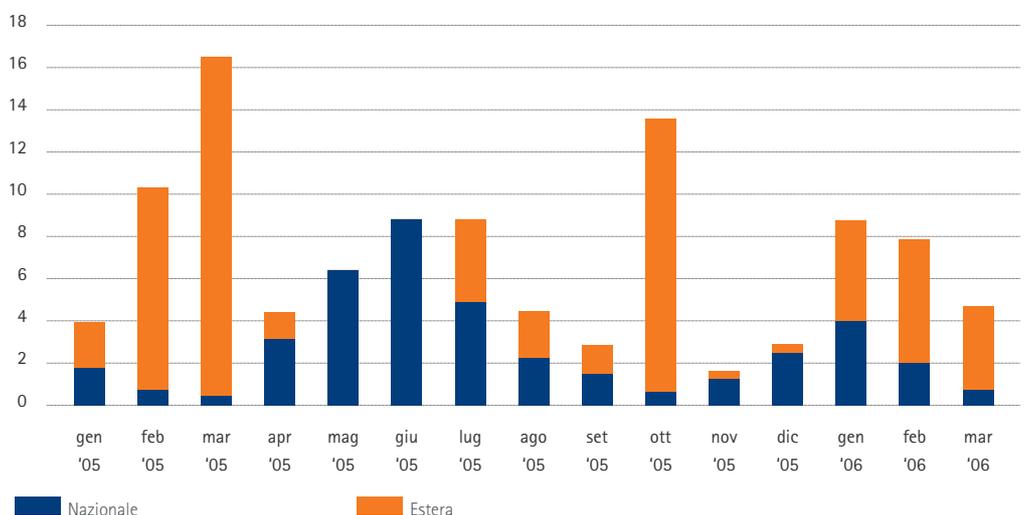
prezzi di vendita tra le diverse zone in cui è suddiviso il mercato elettrico. Tale fenomeno è desumibile dalla riduzione della rendita da congestione nazionale a favore del GRTN/TERNA evidenziata nella figura 2.13. Nel periodo aprile-dicembre 2005 rispetto agli stessi mesi del 2004 tale rendita si è infatti ridotta di circa 82 milioni di euro, passando dai circa 113 milioni di euro del 2004 ai circa 31 milioni di euro relativi al 2005.

La novità che si presenta nel 2005 rispetto all'anno precedente è data dalla rendita da congestione estera, che deriva dal nuovo meccanismo di risoluzione delle congestioni transfrontaliere adottato in conseguenza del regolamento CE n. 1228/2003, descritto nel par. *Regolamentazione non tariffaria* del Capitolo 2 nel

FIG. 2.13

Rendita da congestione

Milioni di euro

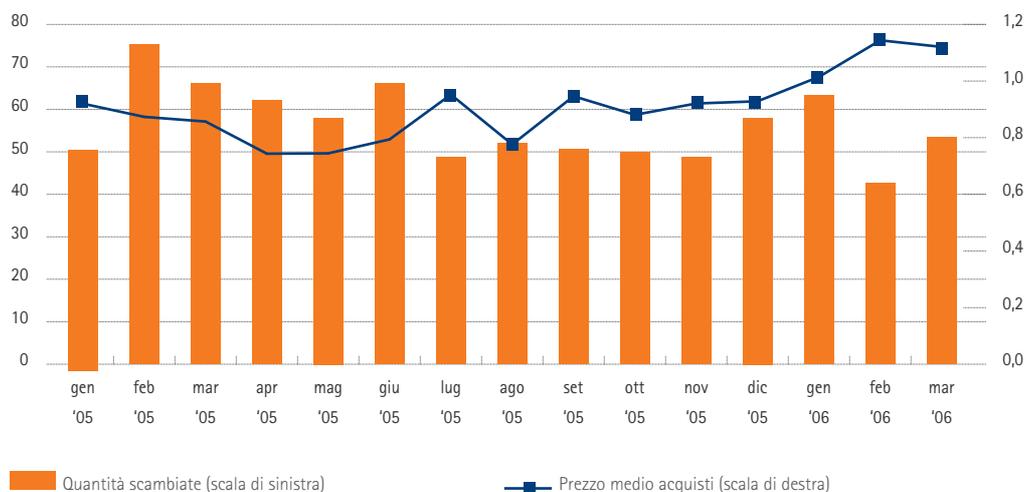


Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.14

Andamento di prezzi e quantità sul MA

€/MWh; TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

secondo volume. Tale rendita è ammontata a circa 50 milioni di euro nel corso del 2005.

Borsa elettrica: risultati sul mercato di aggiustamento

Per quanto riguarda il MA nel corso del 2005 si è registrata una molto maggiore correlazione di prezzo con il MGP rispetto a quanto riscontrato nel 2004. Il prezzo in media aritmetica per il 2005 è risultato pari a circa 57 €/MWh e inferiore del 2% rispetto al PUN medio sul MGP. A tale proposito si riscontra però una progressiva divaricazione tra i prezzi medi dei due mercati a partire dal mese di novembre 2005, che continua anche nei primi mesi del 2006. I volumi di mercato riguardo ai quantitativi scambiati sul Sistema Italia (MGP più contratti bilaterali) sono compresi tra un massimo del 4,4% relativo al mese di febbraio 2005 e un minimo del 2,3% per il mese di febbraio 2006.

Borsa elettrica: mercato per il servizio di dispacciamento

I risultati rilevati sul MSD nel corso del 2005 evidenziano la natura differente di questo mercato rispetto ai mercati dell'energia (MGP e MA). I prezzi medi delle offerte a salire e a scendere si presentano infatti scarsamente correlati ai prezzi registrati sul MGP. I prezzi medi di vendita degli operatori risultano inoltre sensibilmente più elevati rispetto alla valorizzazione dell'energia sul MGP, mentre i prezzi di acquisto si rivelano inferiori, come riflesso della diversa struttura di questo mercato e della differente natura delle

risorse in esso contrattate. Tali fattori rendono il MSD particolarmente sensibile alle problematiche di natura strutturale già evidenziate a proposito del MGP.

Dalla figura 2.15, che riporta l'andamento mensile dei prezzi nel periodo gennaio 2005 – marzo 2006, si può notare come l'andamento dei prezzi medi *ex ante* per le offerte a salire presenti forti tensioni a partire dalla seconda metà del 2005, similmente a quanto registrato anche sugli altri mercati in corrispondenza con la continua crescita dei prezzi dei combustibili. Diversamente i prezzi medi per le offerte a scendere risultano molto più stabili, comportando un sempre maggiore differenziale cui consegue un progressivo incremento dei costi di dispacciamento per il sistema elettrico.

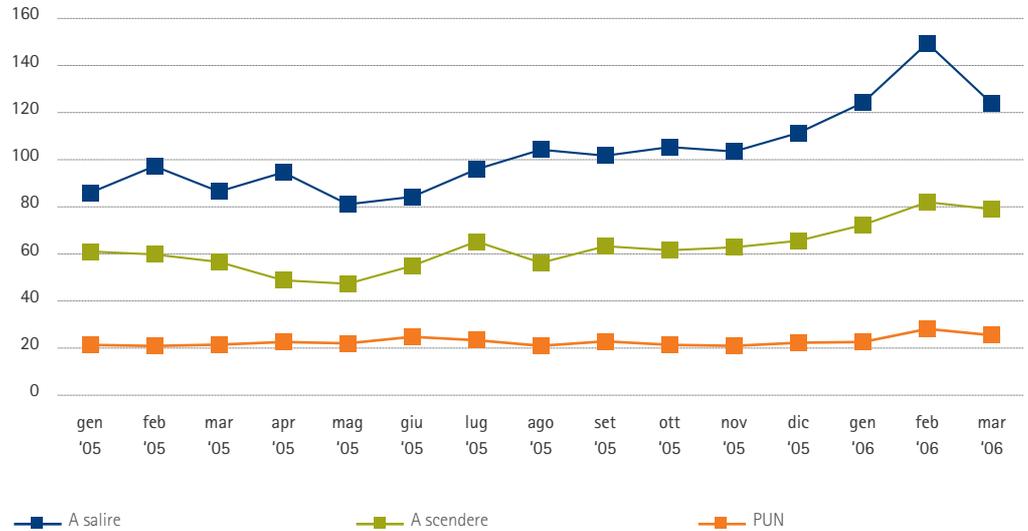
Per quanto riguarda i volumi, essi presentano un andamento irregolare ma complessivamente stazionario con un quantitativo di offerte a salire accettate sul MSD *ex ante* nel corso del 2005 che ha interessato un'energia pari al 3,6% rispetto ai volumi scambiati sul Sistema Italia. I quantitativi relativi alle offerte a scendere accettate sul MSD *ex ante* nel corso del 2005 hanno invece coinvolto un'energia pari al 4% rispetto ai volumi scambiati sul Sistema Italia.

Vendita dell'energia CIP6 al mercato

Fino al 2004 la disponibilità di energia elettrica ritirata dal GRTN da impianti CIP6 aveva rappresentato, per i clienti idonei, una fonte di approvvigionamento che permetteva la differenziazione dell'offerta di energia elettrica in attesa dell'apertura della borsa e di un mercato maggiormente concorrenziale sul lato dell'offerta.

FIG. 2.15

Prezzo medio sul mercato per il servizio di dispacciamento *ex ante* €/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

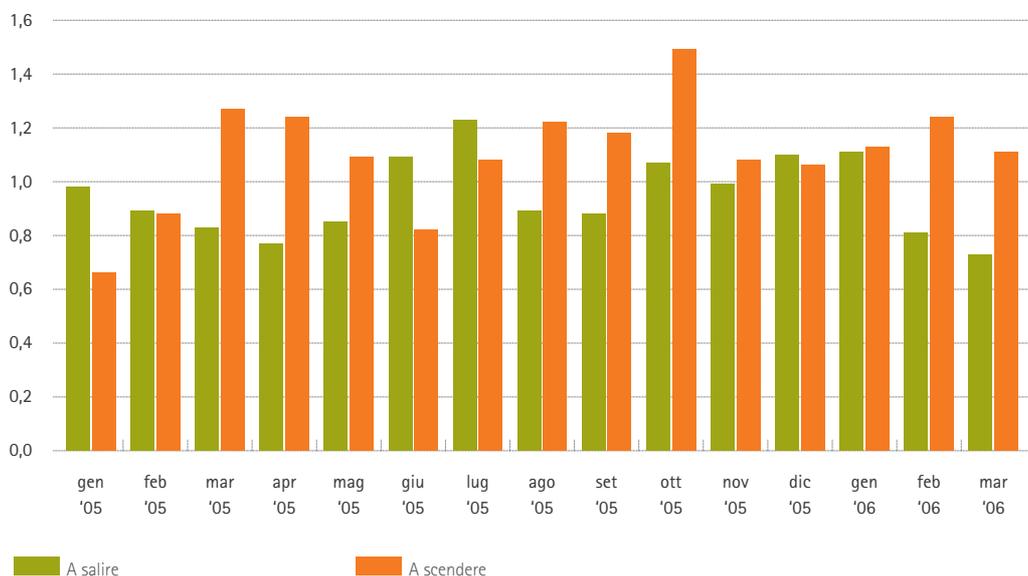
A partire dal 2005, pur permanendo elementi di continuità con la normativa del 2004, le assegnazioni di energia CIP6, così come quelle di coperture del rischio connesse con la regolazione delle importazioni, più che a una differenziazione dell'offerta mirano all'introduzione di meccanismi in grado di ridurre, per gli utenti del settore elettrico, i rischi di volatilità del prezzo di approvvigionamento che si forma in borsa. Nel caso dell'energia CIP6 gli strumenti finanziari utilizzati a tale fine sono i contratti per differenza introdotti nella vendita dell'energia CIP6 e sottoscritti tra gli asse-

gnatari delle bande e il GRTN.

Il decreto del Ministero delle attività produttive del 5 dicembre 2005, confermando il meccanismo delineato l'anno precedente, ha stabilito un prezzo fisso valido per tutto l'anno 2006 che gli assegnatari delle bande si devono impegnare a riconoscere al GRTN. Il prezzo, pari a 55,5 €/MWh e costante per tutte le ore dell'anno, è superiore a quello fissato per il 2005, pari a 50 €/MWh. Si ricorda che nel 2004 il prezzo di assegnazione era invece definito dalla somma di una componente fissa stabilita in 25 €/MWh e di una

FIG. 2.16

Quantità sul mercato per il servizio di dispacciamento *ex ante* TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

componente variabile pari a una quota percentuale del valore del Ct sino all'1 luglio 2004, e per la parte restante dell'anno indicizzata sia al parametro Ct sia al prezzo medio di borsa.

Pertanto nel 2006 i clienti idonei titolari delle bande CIP6 si approvvigionano direttamente sul mercato elettrico per i quantitativi conseguiti a seguito dell'assegnazione, ma le partite economiche sono regolate sulla base del contratto per differenze sottoscritto con il GRTN. Per le ore in cui il prezzo di borsa è superiore ai 55,5 €/MWh, il GRTN corrisponde la differenza tra questo prezzo e il prezzo orario registrato sul mercato elettrico; viceversa, in caso di prezzi di borsa inferiori ai 55,5 €/MWh, gli assegnatari riconoscono al GRTN la differenza tra il prezzo di borsa e il prezzo che si sono impegnati a pagare.

Per l'anno 2006, il GRTN, seguendo le indicazioni del decreto del Ministero delle attività produttive, ha definito che la quantità totale di energia elettrica da acquisire sarebbe dovuta essere pari a 49 TWh, identificando per il mercato libero 3.360 MW annuali di potenza CIP6 e assegnando all'Acquirente Unico, e dunque al

mercato vincolato, 2.240 MW di potenza annuale, pari al 40% della capacità complessiva.

Nella tavola 2.13 si riportano i totali delle assegnazioni CIP6 suddivise tra mercato idoneo e vincolato. La potenza disponibile nel 2006, pari a 5.600 MW, risulta inferiore di 200 MW rispetto all'anno precedente; come già avvenuto nel 2005, non è stata prevista alcuna assegnazione di capacità di durata trimestrale.

Le assegnazioni, alle quali hanno potuto partecipare tutti gli utenti del dispacciamento in prelievo, sono avvenute, come nel 2005, sulla base di un criterio pro quota; ai clienti finali idonei che ne hanno fatto richiesta sono state attribuite bande di ampiezza fissa di 1 MW per un profilo costante su base annuale. Il decreto del 5 dicembre 2005 ha stabilito che in caso di richieste superiori alla disponibilità di energia CIP6 si sarebbe provveduto a una riduzione proporzionale per tutti i richiedenti. Da rilevare è che, a differenza di quanto previsto per il 2005, il decreto non ha escluso dall'assegnazione i soggetti che godono dell'interrompibilità istantanea e con preavviso.

TAV. 2.13

Assegnazione di capacità CIP6 2005-2006 MW

	2005	2006
Capacità totale disponibile	5.800	5.600
Destinata ai clienti idonei	3.480	3.360
<i>di cui su base annuale</i>	3.480	3.360
<i>di cui su base trimestrale</i>	-	-
Destinata all'Acquirente Unico	2.320	2.240

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

TAV. 2.14

**Assegnazione dei diritti
CIP6
MW**

OPERATORE ASSEGNATARIO	DIRITTI CIP6 2006	DIRITTI CIP6 2005
EniPower Trading	351	265
Edison Energia	250	352
EGL Italia	247	351
Enel Trade	221	248
Enel Energia	185	196
Energia	180	187
Asm Energy	176	153
Modula	140	152
Eneco	139	91
SIET	120	68
Alpenergie Italia	113	66
Energia e Territorio	96	101
Henergye	81	0
Energetic Source	80	75
AceaElectrabel	73	59
Green Network	59	26
Burgo Energia	58	63
Dalmine Energie	58	74
Atel Energia	52	56
Electra Italia	52	48
Dynameeting	48	32
Idroenergia	46	60
Hera Comm	45	50
Esperia	43	38
Telenergia	43	46
CVA Trading	42	13
Italgen	34	14
MPE	33	30
Multiutility	30	31
Centomilacandele	28	37
Aem Energia	27	35
E.On Italia	24	10
EDF Energia Italia	24	126
Agsm Energia	22	19
Amga Commerciale	19	20
Consorzio Romagna Energia	18	5
Azienda Energetica Trading	16	40
Radici Energie	15	19
C.U.R.A.	14	8
Altri	58	216
TOTALE OPERATORI	3.360	3.480

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

Mercato finale libero

Evoluzione del mercato libero

Con l'entrata in vigore dell'art. 21, comma 1, lettera b), della Direttiva europea 26 giugno 2003 (2003/54/CE), dall'1 luglio 2004 tutti i clienti non domestici sono da considerarsi idonei e quindi liberi di scegliere la controparte contrattuale nonché di contrattare le condizioni della fornitura, fatti salvi i profili regolati.

Al riconoscimento di tale diritto è comunque correlata la facoltà di mantenere la propria collocazione sul mercato vincolato, a meno di non esercitare la facoltà di recesso nei termini disciplinati con delibera 20 ottobre 1999, n. 158 e successive modifiche e integrazioni. In caso di mancato esercizio di detta facoltà, permane, in capo ai soggetti distributori/venditori, l'obbligo di garantire la fornitura nei

termini di cui all'art. 4, del decreto legislativo n. 79/99.

Come si rileva dalla tavola 2.15, i clienti idonei (quindi potenzialmente liberi) al 31 dicembre 2005 erano circa 7,7 milioni, e hanno prelevato, nel corso dell'anno, 223,2 TWh di energia (al netto dei consumi della Rete Ferroviaria Italiana); rispetto all'anno precedente il volume di energia prelevata dagli stessi clienti è aumentato di circa 5,6 TWh. Il prelievo medio per cliente, risultato sostanzialmente stabile rispetto al 2004 attestandosi su 28.814 kWh, continua a presentare una significativa variabilità a livello regionale. In particolare, il prelievo medio passa dai quasi 48.000 kWh della Lombardia agli appena 12.141 kWh della Calabria. La Lombardia è anche la regione in cui è maggiore il quantitativo di energia elettrica prelevata dalla rete in termini assoluti, rappresentan-

TAV. 2.15

Mercato potenziale al 31 dicembre 2005

	POTENZA IMPEGNATA (MW)	NUMERO CLIENTI ^(A)	PRELIEVI (TWh)
Val d'Aosta	265	27.836	0,8
Piemonte	9.237	601.540	19,2
Liguria	2.390	282.988	4,5
Lombardia	18.640	1.104.688	52,8
Trentino Alto Adige	2.644	160.206	4,4
Veneto	9.805	596.221	24,1
Friuli Venezia Giulia	2.263	155.956	7,3
Emilia Romagna	8.503	613.553	19,8
Toscana	6.584	564.046	14,6
Lazio	7.731	711.866	14,9
Marche	2.732	221.502	5,6
Umbria	1.370	128.959	4,6
Abruzzo	1.999	174.243	5,1
Molise	435	45.957	1,2
Campania	5.791	623.399	10,9
Puglia	4.539	544.181	9,3
Basilicata	709	84.371	1,9
Calabria	2.026	257.794	3,1
Sicilia	5.251	621.927	10,5
Sardegna	2.185	225.949	8,7
ITALIA^(B)	95.095	7.747.182	223,2

A) Numero di punti di prelievo.

B) Non sono inclusi i dati relativi alla Rete Ferroviaria Italiana.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati dei distributori.

do, da sola, poco meno del 24% della domanda, seguita dal Veneto (10,8%) e dall'Emilia Romagna (8,9%).

I clienti che al 31 dicembre 2005 risultavano approvvigionarsi sul mercato libero, erano invece circa 330.000, con un prelievo complessivo di 136,6 TWh¹, corrispondente a una quota del 61,2% del mercato potenziale (Tav. 2.16).

Nel corso del 2005, quindi, risultano aumentati i clienti liberi, cresciuti di più di 200.000 unità, mentre l'energia prelevata è cresciuta di circa 9 TWh. Come effetto, sono molto diminuiti i prelievi *pro capite*, passati da circa 1 GWh nel 2004 a 0,41 GWh nel 2005. I prelievi *pro capite* dei clienti liberi hanno una variabilità ancor più accentuata se riferiti al mercato potenziale: da 1,15 GWh in Basilicata a 0,12 GWh in Liguria. I prelievi *pro capite* risultano ampiamente sotto la media anche in Sicilia (0,22 GWh), Calabria (0,23 GWh) e Lazio (0,26 GWh).

Le regioni in cui una quota maggiore di consumatori potenzialmente liberi ha deciso di approvvigionarsi sul mercato libero sono il Friuli Venezia Giulia, la Sardegna e l'Umbria (oltre il 70%), mentre altre regioni del Sud evidenziano quote molto inferiori, soprattutto Calabria (31,3%), Sicilia (41,2%) e Campania (42,7%). Rispetto all'anno precedente, le regioni che nel 2005 hanno registrato la maggiore espansione dei clienti liberi, tanto in termini numerici che di energia prelevata, sono state la Lombardia (+ 3 TWh), l'Emilia Romagna, il Veneto e il Lazio, ognuna con aumenti di 0,9 TWh. Un confronto tra le due tavole consente di rilevare come i circa 86,6 TWh di energia fornita a clienti idonei sul mercato vincolato siano prelievi effettuati da utenti molto piccoli con prelievi medi che si aggirano intorno a 11.700 kWh e che, almeno fino al dicembre 2005, hanno preferito continuare ad acquistare energia elettrica presso il distributore locale.

TAV. 2.16

Mercato libero al 31 dicembre 2005

	POTENZA IMPEGNATA (MW)	NUMERO CLIENTI ^(A)	PRELIEVI (TWh)	QUOTA % SUL MERCATO POTENZIALE
Val d'Aosta	68	801	0,6	69,7
Piemonte	4.006	24.642	12,6	65,5
Liguria	725	20.865	2,5	55,7
Lombardia	6.964	49.010	35,7	67,5
Trentino Alto Adige	919	6.114	2,5	57,7
Veneto	4.270	55.818	16,7	69,4
Friuli Venezia Giulia	996	13.855	5,6	76,6
Emilia Romagna	3.153	32.825	12,5	63,3
Toscana	1.857	23.724	8,5	58,2
Lazio	1.937	27.605	7,1	47,6
Marche	811	7.691	3,2	56,5
Umbria	379	6.410	3,3	72,3
Abruzzo	583	5.601	3,2	63,5
Molise	134	1.873	0,8	67,4
Campania	898	6.859	4,7	42,7
Puglia	654	12.266	4,5	47,9
Basilicata	138	988	1,1	60,5
Calabria	195	4.297	1,0	31,3
Sicilia	635	19.667	4,3	41,2
Sardegna	377	8.953	6,3	72,4
Italia	29.700	329.864	136,6	61,2

A) Numero di punti di prelievo.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati dei distributori.

¹ Sulla base delle stime preliminari di fonte TERNA, nel 2005 i consumi di energia elettrica dei clienti liberi si attesterebbero sui 135,7 TWh.

La liberalizzazione nel settore dell'energia elettrica secondo l'indagine Energy 2005

Nel corso del 2005 l'Autorità ha partecipato all'indagine multicliente, Energy 2005, realizzata da GfK-EURISKO sulla domanda di energia e gas nelle aziende italiane. L'indagine è stata condotta su un campione rappresentativo dell'intera clientela nazionale non domestica (2.700 unità locali delle imprese italiane a livello nazionale), stratificato per area geografica, settore merceologico e classe di addetti. Scopo dell'indagine era fornire una fotografia della conoscenza della liberalizzazione del mercato energetico ed esaminare il comportamento dei clienti di fronte a essa.

Per i clienti non domestici del settore elettrico la liberalizzazione del mercato è nota al 67% dei clienti intervistati (Tav. 2.17). Tra tutti i clienti, quelli con i consumi più elevati sono anche i maggiormente informati della liberalizzazione del settore, in quanto oggetto delle attività di comunicazione e di proposta di nuovi contratti, da parte sia del fornitore esistente sia di un nuovo fornitore; le realtà di piccole dimensioni con un consumo energetico basso e un impiego prevalente di energia per la produzione sono le più disinformate, in particolare al Sud.

TAV. 2.17

Grado di conoscenza della liberalizzazione

Percentuale di risposte alla domanda: "Lei sa che le aziende possono scegliere liberamente il proprio fornitore di energia elettrica?"

	UNITÀ LOCALI CON CONSUMI ANNUI					Totale
	Fino a 5.000 kWh	5.001-10.000 kWh	10.001-100.000 kWh	100.001 - 500.000 kWh	Oltre 500.000 kWh	
Si, lo so	66,30	58,30	70,79	94,45	97,90	66,85
No, non lo sapevo	33,70	41,70	29,21	5,55	2,10	33,15

Fonte: Indagine multicliente Energy 2005.

L'informazione sulla liberalizzazione in Italia è stata demandata prevalentemente ai media come stampa e pubblicità (Tav. 2.18); nel 9% dei casi invece sono stati fornitori diversi dal proprio a informare sulla liberalizzazione del mercato, attraverso un primo approccio atto a proporre un

nuovo contratto. Piuttosto contenuta è stata in generale l'attività comunicativa svolta o dal proprio fornitore (4%) o da associazioni di categoria (4%). Per quanto riguarda la conoscenza e le fonti di informazione, le aziende di medio-grandi dimensioni e quelle con elevati consumi elettrici ri-

TAV. 2.18

Metodo di conoscenza della liberalizzazione

Percentuali di risposte alla domanda: "Come siete venuti a conoscenza della liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica?"

	UNITÀ LOCALI CON CONSUMI ANNUI					Totale
	Fino a 5.000 kWh	5.001-10.000 kWh	10.001-100.000 kWh	100.001 - 500.000 kWh	Oltre 500.000 kWh	
Comunicazione da parte del proprio fornitore di energia	1,99	4,03	5,01	8,18	8,33	4,48
Comunicazione da parte di altri fornitori di energia	3,85	6,20	11,69	28,03	16,34	8,58
Comunicazione da parte di associazioni di categoria/associazioni industriali	2,52	1,56	7,81	21,54	48,28	4,02
Dai siti Internet dei fornitori di energia elettrica	2,08	0,55	0,73	2,97	6,18	1,38
Pubblicità	44,16	38,32	41,94	25,99	16,36	41,72
Articoli sui giornali/Riviste	48,8	42,54	44,03	26,72	22,66	43,27
Passaparola	5,83	13,35	8,34	6,34	4,72	7,3
Attraverso media TG/TV	4,06	4,06	7,42	3,02	0,81	4,71

Fonte: Indagine multicliente Energy 2005.

velano una miglior conoscenza dello stato della liberalizzazione.

Per quanto riguarda il comportamento di fronte alla liberalizzazione (Tav. 2.19) chi ha sottoscritto un nuovo contratto rappresenta il 6% dei clienti non domestici intervistati (in maggioranza quelli con consumi elevati); il 2% circa di questi ha cambiato contratto mantenendo l'attuale fornitore. Per le circa 95.000 aziende che hanno un consumo annuo superiore ai 100.000 kWh/annui, l'apertura del mercato è più evidente: è tra queste, infatti, che si osserva l'affermarsi di fornitori alternativi all'ex monopolista del settore.

La quasi totalità dei clienti non domestici (88%) comunque dichiara che potrebbe cambiare fornitore a fronte di una proposta maggiormente conveniente, e, in particolare, a fronte di un consistente sconto (lo sconto medio atteso è del 22%); per i clienti con consumi elevati l'aspettativa è più contenuta (circa il 15% di sconto), ma pur sempre poco realistica. Più in generale, le aspettative dei clienti non domestici di energia elettrica nei confronti di nuovi contratti e/o fornitori risultano essenzialmente legate a fattori quali una maggior convenienza e personalizzazione o flessibilità.

Il principale ostacolo al cambiamento di contratto o fornitore sarebbe rappresentato dalla mancanza di informazione e di chiarezza; tra le motivazioni esplicitate c'è la percezione che non esista un vero e proprio vantaggio (19%, citata so-

prattutto dalle piccole aziende del terziario avanzato e dei settori immobiliare e finanziario) e che non sia realmente possibile cambiare nella propria zona (si pensa che sia servita da un solo fornitore nel 17% dei casi). Il 12% è poco motivato a cambiare perché ha consumi contenuti e un 10% è soddisfatto del proprio fornitore.

Nell'ultimo anno solo il 12% è stato interpellato da un fornitore diverso da quello attuale; il contatto ha interessato quasi esclusivamente le unità con consumi elevati e, di fatto, a un anno e mezzo circa dalla stipula del nuovo contratto, il 63% di coloro che ne hanno sottoscritto uno nuovo ha percepito una diminuzione della spesa energetica media dell'8%. La possibilità di avere un unico fornitore di energia elettrica e gas ha giocato un ruolo importante nella scelta di sottoscrivere un nuovo contratto.

Tra gli elementi emersi, che potrebbero costituire fattori determinanti nell'ottica di un cambiamento, ci sono: la garanzia della qualità del servizio; l'assistenza e la qualità del personale; la personalizzazione del contratto; la semplificazione burocratica; il monitoraggio dei consumi; la dilazione dei tempi di pagamento.

Più in generale le imprese mostrano una certa criticità nei confronti dell'attuale stato della liberalizzazione del mercato energetico individuando problemi su vari fronti. I principali riguardano: la mancanza d'informazione (o pubblicità); la difficoltà a muoversi in un mercato che è percepito

TAV. 2.19

Comportamento di fronte alla liberalizzazione

Percentuali di risposte alla domanda: "La vostra azienda come si è comportata a fronte della liberalizzazione del mercato?"

	UNITÀ LOCALI CON CONSUMI ANNUI					Totale
	Fino a 5.000 kWh	5.001-10.000 kWh	10.001-100.000 kWh	100.001 - 500.000 kWh	Oltre 500.000 kWh	
Ha sottoscritto un nuovo contratto con un nuovo fornitore	1,17	0,84	7,75	36,30	66,55	4,32
Ha sottoscritto un nuovo contratto con un nuovo fornitore ma poi è tornato al precedente	0	0	0,05	1,12	0,24	0,05
Ha sottoscritto un nuovo contratto con il vecchio fornitore	2,21	0,57	0,9	1,25	3,30	1,46
Non ha fatto nulla ha mantenuto il vecchio fornitore	96,67	98,59	91,29	61,33	29,90	94,17

Fonte: Indagine multicliente Energy 2005.

ancora come monopolistico; la mancanza di chiarezza e trasparenza delle offerte; la percezione che non ci sia convenienza economica. Tutto ciò risulta ancor più importante se si osserva che anche il segmento di mercato con consumi superiori ai 100.000 kWh annui mostra lo stesso tipo e lo stesso livello di criticità. Le imprese si aspettano che la liberalizzazione del

mercato porti vantaggi reali quali prezzi più convenienti, una personalizzazione dei servizi offerti e una flessibilità dei consumi, oltre che maggior attenzione alle esigenze della clientela e alla qualità dei servizi offerti. Queste attese accomunano tutte le tipologie di unità locali intervistate, indipendentemente dal settore in cui operano, dalle dimensioni o dal consumo di energia sviluppato.

Mercato finale vincolato

Nel corso del 2005 i consumi del mercato vincolato, sulla base dei dati di pre-consuntivo forniti dai distributori, sono diminuiti di oltre il 2% rispetto all'anno precedente.

Il calo è interamente attribuibile ai consumi dei non domestici vincolati. Per questi ultimi, in prevalenza piccole aziende, artigiani, professionisti ecc., che al 1° luglio 2004 sono diventati

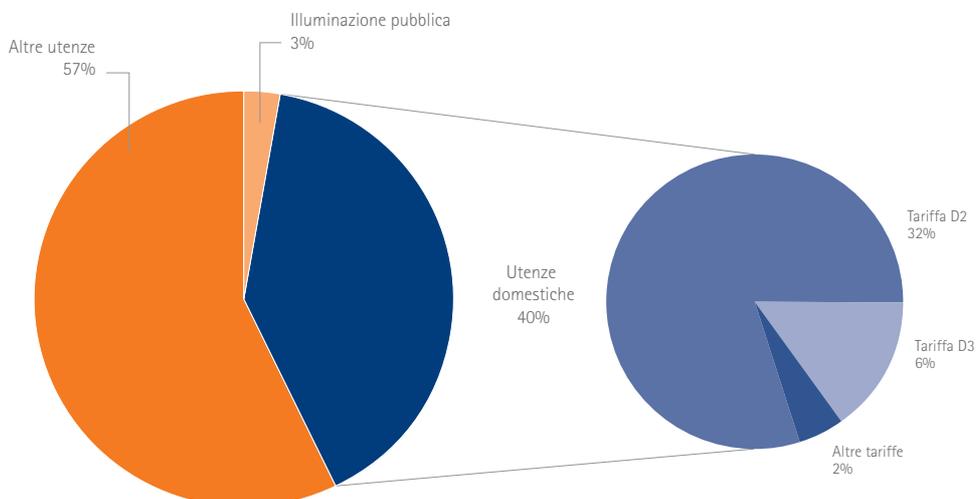
clienti idonei, la domanda è diminuita, infatti, del 4% circa mentre i consumi dei domestici sono rimasti sostanzialmente stabili rispetto al 2004.

Negli ultimi cinque anni il peso del mercato vincolato, in termini di volumi, sul mercato totale (al netto degli autoconsumi) è sceso dall'82% al 53% (Fig. 2.18).

FIG. 2.17

Mercato vincolato per tipologia di utente

Dati percentuali calcolati sui prelievi 2005

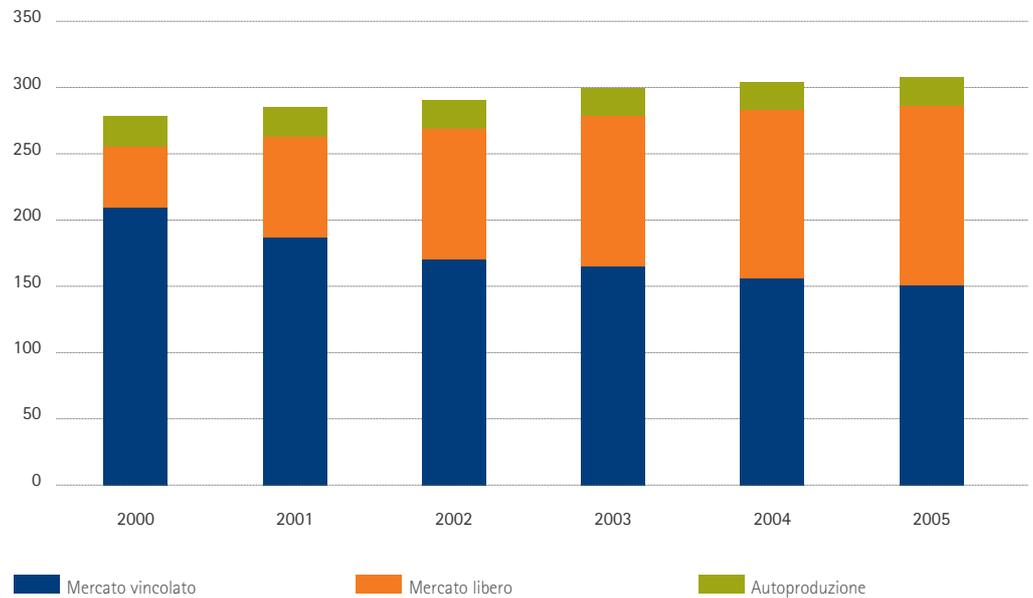


Fonte: Elaborazione AEEG su dati dei distributori.

FIG. 2.18

Consumi finali per tipologia di mercato

TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti da TERNA e distributori.

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Secondo quanto previsto dal Testo integrato, l'Autorità è tenuta ad aggiornare annualmente i parametri delle tariffe di trasmissione e di distribuzione; i corrispettivi a copertura del servizio di misura, invece, non sono sottoposti a meccanismi automatici di aggiornamento annuale.

L'aggiornamento annuale delle tariffe di trasmissione e di distri-

buzione per l'anno 2006, effettuato con la delibera 28 settembre 2005, n. 202, ha previsto:

- l'applicazione del meccanismo del *price cap* alla quota parte delle tariffe di trasmissione e distribuzione a copertura dei costi operativi e degli ammortamenti;

TAV. 2.20

Confronto della tariffa media per i servizi di trasmissione e distribuzione al netto delle imposte e delle componenti A per le diverse tipologie contrattuali

c€/kWh

	2005	2006	DIFFERENZA 2006-2005
	TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE ^(A)	TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE ^(A)	
Media BT usi domestici	3,74	3,75	0,01
BT illuminazione pubblica	1,63	1,65	0,02
BT altri usi	3,10	3,15	0,05
MT illuminazione pubblica	0,95	0,97	0,02
MT altri usi	1,28	1,31	0,03
AT	0,41	0,41	-

A) Includere le componenti UC₃ e UC₆.

- la revisione del valore del capitale investito riconosciuto ai fini tariffari a livello nazionale, per tener conto degli investimenti netti portati a termine nel corso del 2004.

L'aggiornamento annuale non ha comportato sostanziali variazioni sia delle componenti a copertura dei costi di trasmissione sia di quelle a copertura dei costi di distribuzione; alcuni incrementi frazionali, rispetto agli obiettivi del meccanismo di aggiornamento tariffario, sono stati determinati dall'effetto cumulato degli arrotondamenti dei corrispettivi nel corso di aggiornamenti precedenti.

Nell'ambito del provvedimento di aggiornamento annuale delle tariffe di trasmissione e distribuzione, l'Autorità ha anche rivisto le componenti tariffarie a copertura dei costi riconosciuti derivan-

ti da recuperi di qualità del servizio e dei costi derivanti dal conseguimento degli obiettivi di cui al decreto del 24 aprile 2001, a seguito cioè dell'adozione di interventi volti al controllo e alla gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse. In particolare, i costi riconosciuti per recuperi della qualità del servizio (componente UC₆) sono stati aumentati di circa l'80%, passando da 50 milioni di euro nel 2005 a circa 90 milioni di euro nel 2006. Con riferimento, invece, ai costi derivanti dall'adozione di interventi volti al controllo e alla gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse (componenti della tariffa di distribuzione), è stata prevista l'invarianza della necessità di gettito rispetto al 2005 fissata pari a 50 milioni di euro.

Tariffe del mercato vincolato

Approvvigionamento dell'Acquirente Unico

L'entrata in operatività del sistema delle offerte e del dispacciamento di merito economico, avvenuta l'1 aprile 2004, ha profondamente modificato le modalità di approvvigionamento di energia elettrica. È in tale contesto che il decreto del Ministro delle attività produttive del 19 dicembre 2003 ha assegnato all'Acquirente Unico la titolarità della funzione di garante della fornitura ai clienti del mercato vincolato, precedentemente espletata da Enel. L'Acquirente Unico è pertanto incaricato di approvvigionarsi dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, minimizzando i costi e i rischi di tale attività attraverso il ricorso a diverse modalità di approvvigionamento.

La tavola 2.21 riporta i volumi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico relativi al periodo gennaio-dicembre 2005. Dalla tavola è possibile constatare come l'Acquirente Unico abbia sottoscritto contratti al di fuori del sistema delle offerte per una quota pari al 16% circa del suo fabbisogno, mentre la restante parte della domanda è stata coperta con contratti differenziali e con l'energia elettrica associata alla capacità produttiva di cui alla deli-

bera del CIP 29 aprile 1992, n. 6.

A partire dall'1 gennaio 2005, con l'avvio della partecipazione della domanda alla borsa elettrica, gli sbilanciamenti delle unità di consumo appartenenti al mercato vincolato sono stati quantificati e valorizzati secondo quanto previsto nella delibera 30 dicembre 2003, n. 168 e successive integrazioni e modifiche. La quantità di energia elettrica di sbilanciamento attribuita all'Acquirente Unico in qualità di utente per il servizio di dispacciamento per le suddette unità di consumo è risultata pari a circa l'1% del fabbisogno.

Nella tavola 2.22 sono riportate le quote del portafoglio dell'Acquirente Unico non soggette al rischio prezzo connesso con la volatilità dei prezzi di borsa.

Con riferimento al 2006, l'incidenza prevista per ciascuna fonte di approvvigionamento rispetto al totale del fabbisogno dell'Acquirente Unico si attesta su valori simili a quelli del 2005 per quanto riguarda l'energia CIP6 e le importazioni annuali, ma cambia sensibilmente per quanto riguarda i contratti di importazione pluriennale.

Rispetto al 2005, infatti, a seguito della sentenza della Corte di Giustizia europea del 7 giugno 2005 sul caso C-17/03, concernen-

TAV. 2.21

Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico gennaio-dicembre 2005 GWh

	F1	F2	F3	F4	TOTALE
Acquisti di energia elettrica al di fuori del sistema delle offerte	1.404	5.618	3.415	15.868	26.304
di cui					
Import annuale	200	928	583	2.347	4.057
Import pluriennale (comprende energia di cui alla delibera dell'Autorità n. 85/04)	891	3.626	2.182	10.751	17.450
Altri contratti di importazione (extramaglia)	0	5	2	10	17
Energia elettrica di cui al DL n. 387/03	313	1.059	648	2.760	4.781
Acquisti di energia elettrica su MGP	9.704	38.746	20.970	69.760	139.180
di cui					
Contratti differenziali	6.753	23.461	11.586	25.183	66.984
CIP6	1.035	4.241	2.538	12.509	20.323
Acquisti a PUN	1.916	11.044	6.846	32.067	51.873
Sbilanciamento unità di consumo^(A)	121	405	-199	1.190	1.517
TOTALE	11.229	44.769	24.185	86.818	167.001

A) Per fini di semplicità, non si è rispettato il segno convenzionale fissato dalla delibera n. 168/03 e successive integrazioni e modifiche.
Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico, 7/4/2006.

TAV. 2.22

Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente Unico gennaio-dicembre 2005
Composizione percentuale

	INCIDENZA DELLE FONTI DI APPROVVIGIONAMENTO NON SOGGETTE AL RISCHIO PREZZO SUL TOTALE DEL FABBISOGNO 2005				
	F1	F2	F3	F4	TOTALE
CIP6	9	10	10	15	12
Importazioni	10	10	11	15	13
Differenziali	61	53	48	29	40

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

te l'accesso prioritario alla capacità di trasporto di energia elettrica sulle reti di interconnessione per un operatore che abbia sottoscritto contratti di lungo termine prima della liberalizzazione del mercato elettrico, le Autorità francesi hanno ritenuto di non riconoscere ai titolari di contratti pluriennali la priorità sull'intera capacità di importazione necessaria all'esecuzione dei medesimi contratti. I contratti di importazione pluriennali con riferimento alla frontiera francese saranno quindi eseguiti per una quota pari al 50%, riducendo la quota del fabbisogno coperta dall'Acquirente Unico con tali contratti al 7%.

L'energia approvvigionata nel 2006 tramite contratti differenziali, finalizzati alla copertura del rischio di volatilità del prezzo dell'energia elettrica acquistata nel MGP, sarà legata:

- alla potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente

Unico per l'anno 2005 per le quali è stata esercitata la facoltà di proroga di efficacia del contratto per l'anno 2006 (contratti differenziali 2005);

- alla potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente Unico per l'anno 2006 (contratti differenziali 2006).

I contratti differenziali 2005, in particolare, sono contratti "a una via" e prevedono un prezzo *strike* e un corrispettivo per la copertura del rischio di oscillazione del prezzo di mercato dell'energia elettrica, differenziati per ciascun prodotto (*carbone, olio, gas 1 e gas 2*). Tali contratti, conclusi dall'Acquirente Unico per l'anno 2005, hanno previsto, come già accennato, la possibilità di essere prorogati all'anno 2006. La facoltà di proroga comporta, per ciascun prodotto, una riduzione del premio pari al 5% e una diminuzione della quantità aggiudicata del 28%.

TAV. 2.23

**Contratti differenziali
"a due vie" – Seconda
e terza asta 2006**
MW assegnati

	I TRIM	II TRIM	III TRIM	IV TRIM
Seconda asta	1.750	1.675	750	350
Terza asta	650	525	375	600

Fonte: Acquirente Unico.

TAV. 2.24

**Contratti differenziali
"a due vie" –
Quarta asta 2006**
MW assegnati

	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
Ore di picco	400	400	400	402	–	–	–	402	677
Ore fuori picco	700	682	471	541	642	581	675	262	195

Fonte: Acquirente Unico.

TAV. 2.25

**Approvvigionamenti
dell'Acquirente Unico
previsti per l'anno 2006**

FORTE	DESCRIZIONE QUANTITÀ	STIMA QUANTITÀ PER IL 2006 (GWh)	% SUL TOTALE DEL FABBISOGNO DELL'ACQUIRENTE UNICO	PREZZO
<i>Import annuale</i>	È previsto che l'Acquirente Unico disponga di diritti di utilizzo di capacità di trasporto per l'importazione per una quota non inferiore al 26% del totale della capacità di importazione	3.489	2	Definito nell'ambito del contratto
<i>Import pluriennale</i>	1.300 MW	10.918	7	66 €/MWh, corrispondente al prezzo massimo previsto dal decreto del Ministero delle attività produttive 13 dicembre 2005
Energia elettrica di cui al DL n. 387/03	Energia acquistata da parte dell'Acquirente Unico dai gestori di rete ai sensi del DL n. 387/03	7.149	4	Prezzo definito ai sensi della delibera n. 34/05
Borsa elettrica (MGP)	La quota di energia rimanente per soddisfare la domanda dei clienti vincolati	140.112	87	Prezzo unico nazionale
<i>di cui</i>				
Energia CIP6	È previsto che l'Acquirente Unico disponga del 40% delle bande CIP6 complessivamente assegnate	19.622	12	55,5 €/MWh, corrispondente al prezzo previsto dal decreto del Ministero delle attività produttive 5 dicembre 2005
Contratti differenziali	È la potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente Unico per l'anno 2005 per le quali è stata esercitata la facoltà di proroga di efficacia del contratto per l'anno 2006 (9.396 MW) e la potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente Unico per l'anno 2006	18.451 ^(A)	45 ^(A)	Asta discriminatoria al ribasso, rispetto al prezzo base d'asta, con prezzi <i>strike</i> fissi o indicizzati a seconda dei contratti
TOTALE FABBISOGNO		161.668	100	

A) Il dato fa riferimento ai mesi di gennaio, febbraio e marzo.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

TAV. 2.26

Coperture sulla volatilità dei prezzi *strike* dell'Acquirente Unico previsti per l'anno 2006
GWh

	GAS 1	OLIO	GAS 2	IPE BRENT
Gennaio	1.060	150	560	270
Febbraio	880	220	520	250
Marzo	740	260	440	300
Aprile	740	190	200	160

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

La quota di portafoglio coperta con i contratti differenziali 2005, cioè la quantità per cui il contratto differenziale viene esercitato, dipende dai prezzi di borsa effettivi, disponibili a oggi solo per il primo trimestre del 2006. Per i mesi di gennaio, febbraio e marzo tale quota è risultata di poco superiore al 27% del totale del fabbisogno.

Per quanto riguarda i contratti differenziali 2006, l'Acquirente Unico ha bandito quattro differenti procedure concorsuali per la stipula di contratti differenziali "a due vie". In esito alla prima gara sono stati assegnati 2.500 MW, costanti in tutte le ore dell'anno. La potenza assegnata nella seconda e nella terza asta è relativa alle ore di picco² ed è suddivisa in ciascun trimestre secondo quanto riportato nella tavola 2.23. Infine, la potenza assegnata nella quarta asta, riportata nella tavola 2.24, varia in ciascun mese e fa riferimento, come nelle precedenti aste, a ore di picco e a ore fuori picco. La quota di portafoglio coperta con i contratti differenziali 2006 è prevista collocarsi intorno al 20% del fabbisogno.

La tavola 2.25 riporta la stima dei volumi di approvvigionamento e le relative modalità di valorizzazione per il 2006.

Occorre infine evidenziare che l'Acquirente Unico ha stipulato per l'anno 2006 contratti differenziali "a due vie" per coprirsi anche dalla volatilità:

- degli *strike* dei prodotti gas 1 e gas 2 dei contratti differenziali 2005, indicizzati all'indice gas naturale, così come definito nella delibera 26 giugno 1997, n. 70;
- dello *strike* del prodotto olio dei contratti differenziali 2005, indicizzato all'indice olio combustibile, così come definito nella delibera n. 70/97;

- degli *strike* dei contratti differenziali 2006, indicizzati al prezzo del contratto *future* IPE Brent.

La tavola 2.26 riporta la quantità di riferimento delle suddette coperture per ciascun prodotto.

Energia elettrica e inflazione

Nonostante un andamento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi in sostanziale e continua ascesa dalla primavera 2003, la dinamica della tariffa elettrica è rimasta molto contenuta, almeno sino al primo trimestre del 2005.

Sino alla prima metà del 2004 l'indice di prezzo dell'energia elettrica, rilevato dall'Istituto nazionale di statistica nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC)³, ha mantenuto un andamento decrescente. Nella seconda parte del 2004 e più ancora nel 2005 ha registrato invece aumenti via via più consistenti.

Più in dettaglio, con l'ausilio della tavola 2.27, è possibile osservare che nella prima metà del 2004 l'indice ha registrato due importanti riduzioni; negli ultimi due trimestri dell'anno, invece, il proseguire del rafforzamento delle tensioni sui mercati internazionali dei combustibili, ha dato origine a due aumenti dell'indice (rispettivamente dello 0,9% in luglio e dell'1% in ottobre), che non sono tuttavia riusciti a invertire il segno della dinamica tendenziale. Il 2004 si è dunque chiuso con un tasso d'inflazione per l'elettricità che, in ragione d'anno, si è ridotta del 3,2%; poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è cresciuto del 2,1%, il prezzo dell'energia elet-

² Le ore di picco sono quelle comprese tra le ore 8:00 e le ore 21:00 dei giorni dal lunedì al venerdì, escluse le festività infrasettimanali del 6 gennaio, 17 aprile, 1 maggio, 2 giugno, 1 novembre, 8 dicembre, 25 dicembre, 26 dicembre e i giorni dal 14 al 20 agosto.

³ Più precisamente, nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività, l'Istat rileva il prezzo dell'energia elettrica all'interno della categoria della "spesa per l'abitazione". Il peso dell'indice elementare dell'energia elettrica nel paniere al netto dei tabacchi è pari all'1,1%.

TAV. 2.27

Indici mensili Istat dei prezzi dell'energia elettrica

Numeri indice 1995=100;
variazioni percentuali

MESI	2004				2005			
	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2004-2003	PREZZO REALE ^(A)	VAR. % 2004-2003	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2005-2004	PREZZO REALE ^(A)	VAR. % 2005-2004
Gennaio	101,2	-2,0	82,1	-4,1	101,0	-0,2	80,7	-1,8
Febbraio	101,2	-2,0	81,9	-4,3	101,0	-0,2	80,4	-1,8
Marzo	101,2	-2,0	81,8	-4,0	101,0	-0,2	80,2	-2,0
Aprile	98,6	-4,8	79,5	-6,8	102,6	4,1	81,2	2,2
Maggio	97,8	-5,6	78,6	-7,6	102,6	4,9	81,0	3,1
Giugno	97,8	-5,6	78,5	-7,7	102,6	4,9	81,0	3,2
Luglio	98,7	-3,8	79,1	-5,9	102,6	4,0	80,7	2,0
Agosto	98,7	-3,8	79,0	-5,9	102,8	4,2	80,8	2,3
Settembre	98,7	-3,8	79,0	-5,7	102,8	4,2	80,8	2,3
Ottobre	99,7	-1,5	79,8	-3,4	106,8	7,1	83,8	5,0
Novembre	99,7	-1,5	79,7	-3,2	106,8	7,1	83,7	5,0
Dicembre	99,7	-1,5	79,6	-3,2	106,8	7,1	83,6	5,0
Media annua	99,4	-3,2	79,9	-5,2	103,3	3,9	81,5	2,0

A) Rapporto percentuale tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale (esclusi i tabacchi).

Fonte: Elaborazione su dati Istat, numeri indici per l'intera collettività - indici nazionali.

trica risulta diminuito in termini reali di oltre cinque punti percentuali. Nel 2005, eccettuando il terzo trimestre, l'energia ha registrato incrementi consistenti; il più alto si è avuto in ottobre, quando si è rilevato un aumento del 3,9% rispetto al mese precedente. A dicembre il relativo tasso d'inflazione ha toccato il 7,1%.

In ragione d'anno, il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane è cresciuto del 3,9%, mentre il tasso di inflazione generale

è stato dell'1,8%: in termini reali, quindi, il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie è aumentato del 2%.

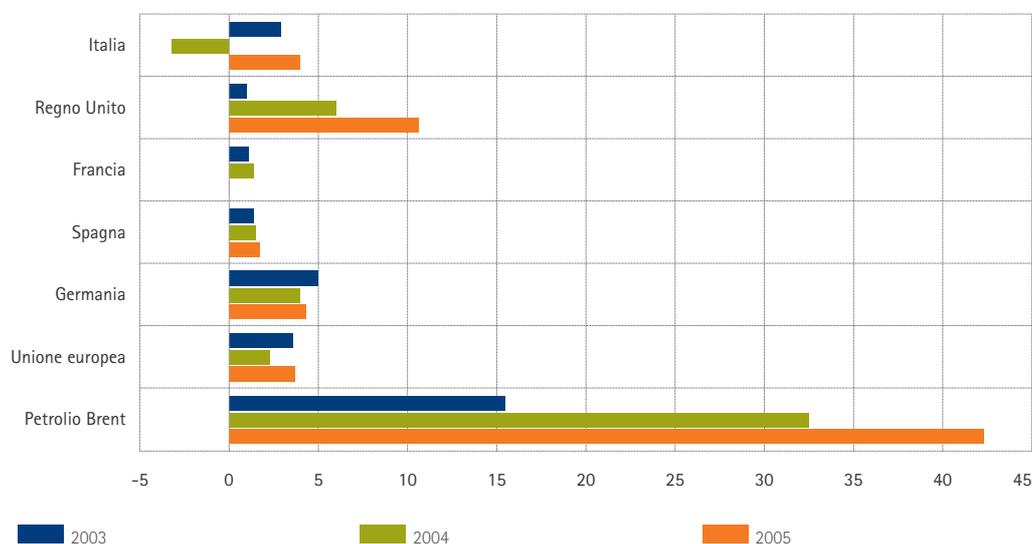
Interessante è però osservare, per lo stesso periodo, l'andamento del prezzo dell'energia elettrica italiana nel confronto con i principali paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti da Eurostat (Fig. 2.19).

A fronte di una variazione del prezzo del petrolio Brent superiore al

FIG. 2.19

Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica nei principali paesi europei

Variazioni percentuali sull'anno precedente



Fonte: Elaborazione su dati Eurostat, numeri indici dei prezzi al consumo armonizzati.

40% nel 2005 (riprodotta per memoria nel grafico), si nota come l'andamento del prezzo italiano sia in linea con quello della media europea (3,7%) e anzi migliore rispetto alla Germania (4,3%) e al Regno Unito (10,6%), vale a dire nei due paesi in cui, similmente all'Italia, elevata è la quota di generazione termoelettrica. Solo in Francia e in Spagna si sono registrati aumenti assai più contenuti (in Francia, per precisione, la variazione è stata addirittura nulla): la *performance* è stata migliore dove maggiore è la quota di energia elettrica prodotta con fonti non legate al petrolio (nucleare nel caso della Francia e idroelettrica nel caso della Spagna).

Tariffa elettrica media nazionale

L'andamento dell'indice Istat dei prezzi al consumo per la voce energia elettrica trova conferma nel movimento della tariffa media nazionale al netto delle imposte calcolata dall'Autorità. A partire dal terzo trimestre 2004 la tariffa media nazionale ha seguito un *trend* crescente che ha spinto il tasso tendenziale di crescita dallo zero dell'ultimo trimestre 2004 al 15,6% del secondo trimestre 2006. Ad aprile 2006 la tariffa, al netto del carico fiscale, risultava pertanto pari a 12,33 c€/kWh.

FIG. 2.20

Tariffa elettrica media nazionale al netto delle imposte: andamento negli ultimi due anni
c€/kWh

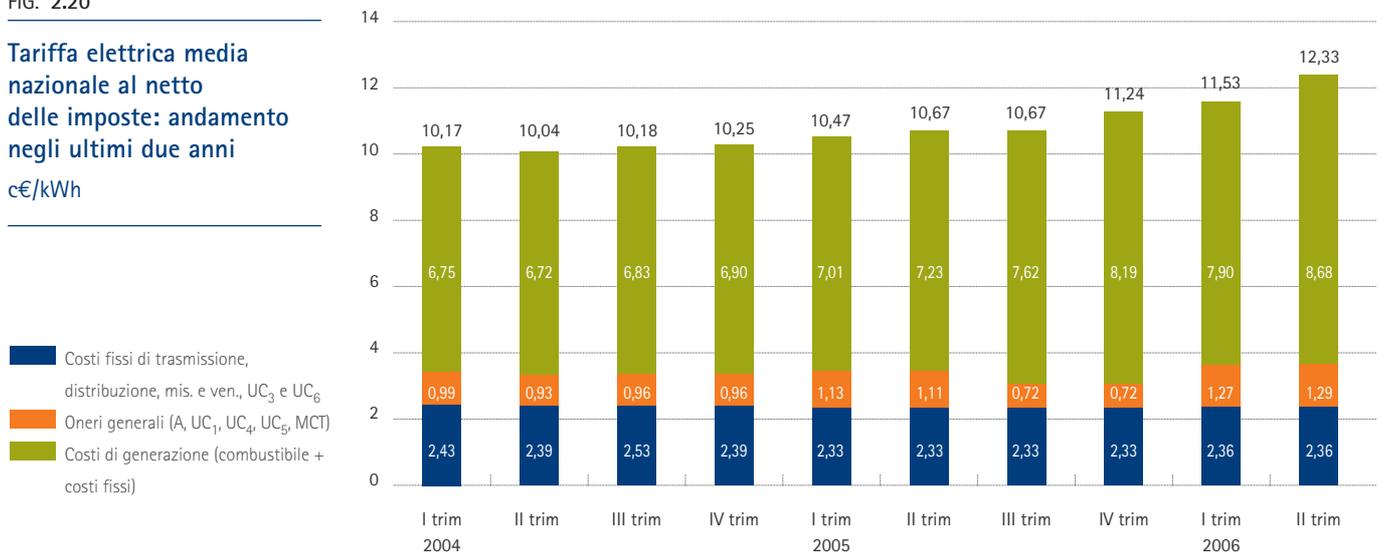
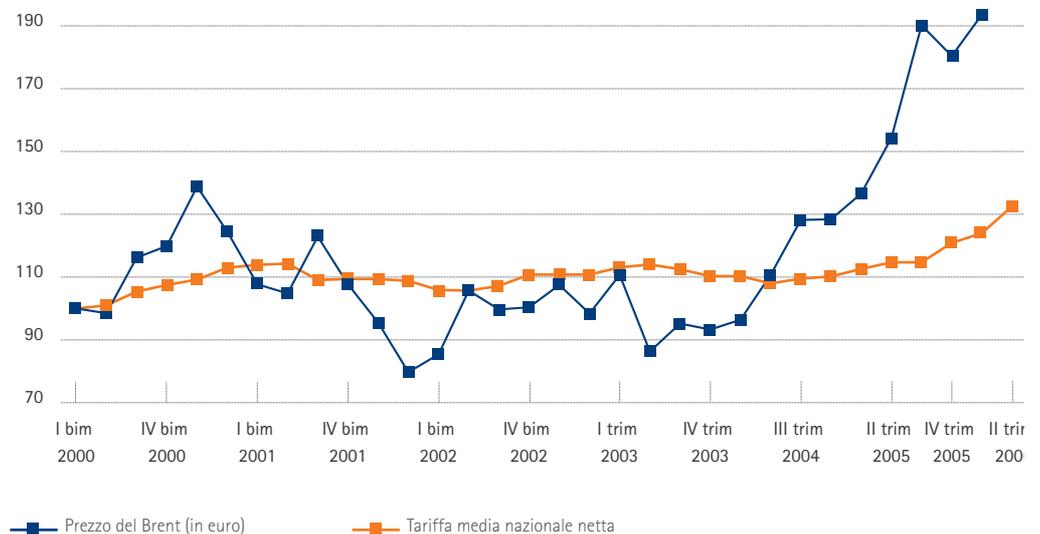


FIG. 2.21

Andamento della tariffa elettrica media nazionale e del prezzo del petrolio (Brent *dated*)

Numeri indici, 1° bimestre 2000=100



Fonte: Elaborazione AEEG su dati interni e su dati Platts.

Il grafico della figura 2.21 evidenzia come sia il nuovo meccanismo di aggiornamento tariffario in vigore dall'avvio della borsa elettrica sia le modalità di approvvigionamento dell'Acquirente Unico abbiano consentito di contenere e diluire nel tempo l'impatto delle tensioni, che hanno caratterizzato i mercati internazionali dei combustibili a partire dal secondo trimestre 2004; riducendo i possibili effetti negativi sulla fascia più debole della clientela derivanti dalla transizione da un mercato all'ingrosso amministrato a un mercato basato su meccanismi concorrenziali.

La componente a copertura dei costi fissi di trasmissione, distribuzione e misura (inclusi quelli per la commercializzazione del servizio di vendita nonché le componenti tariffarie UC₃ e UC₆ in quanto attinenti alla perequazione dei costi di trasmissione e distribuzione e ai recuperi di continuità del servizio) incideva per il 24% della tariffa totale al netto delle imposte nel primo trimestre 2004. Nel secondo trimestre 2006 l'aggregato corrispondente è pari a 2,36 c€/kWh e rappresenta il 19,1% della tariffa netta (il 17% della tariffa al lordo delle imposte). La componente a coper-

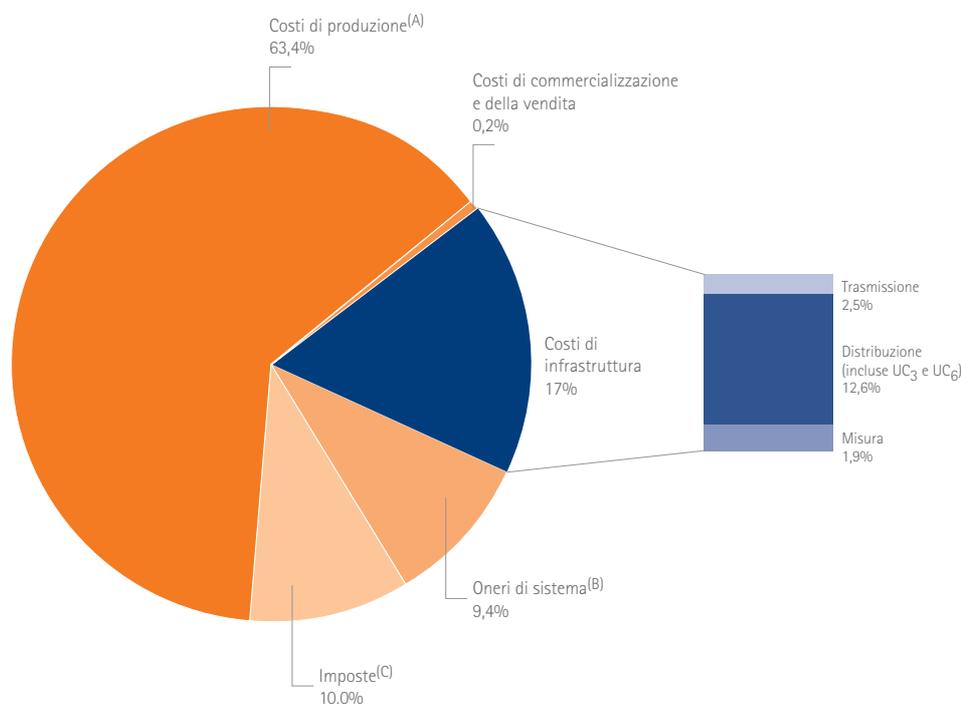
tura dei costi di commercializzazione della vendita, che dall'aprile 2004 è possibile evidenziare separatamente, è pari a 0,03 c€/kWh. Complessivamente i costi di produzione pesavano per il 66,3% della tariffa netta nel primo trimestre 2004, mentre ad aprile 2006 tale incidenza è aumentata di quattro punti percentuali (70,4% al netto delle imposte e 63,4% al lordo delle imposte). I costi di produzione, corrispondenti a 8,68 c€/kWh, comprendono, oltre alla componente a copertura dei costi fissi e variabili di generazione, le seguenti ulteriori voci di costo:

- remunerazione della capacità produttiva pari a 0,04 c€/kWh (componente CD); si tratta di un incentivo, collegato all'andamento dei prezzi di borsa, ai produttori affinché rendano disponibili gli impianti nei periodi di maggiore richiesta di energia elettrica;
- remunerazione dei contratti interrompibili (componente INT), pari a 0,12 c€/kWh.

FIG. 2.22

Tariffa elettrica media nazionale al lordo delle imposte

Composizione percentuale
all'1 aprile 2006



A) I costi di produzione comprendono il costo del combustibile, i costi fissi di generazione, il costo del dispacciamento e la remunerazione della capacità produttiva e del servizio di interrompibilità.

B) Gli oneri di sistema includono tutte le componenti A, le componenti UC₁, UC₄, UC₅ e la componente MCT.

C) Le imposte sono calcolate *pro forma* pari al 10% della tariffa media nazionale.

Queste due voci di costo sono state introdotte nel secondo trimestre 2004 in concomitanza con l'entrata in operatività della borsa elettrica, mentre nel luglio 2005 è stata soppressa la componente oneri per i certificati verdi (componente VE); essa era stata introdotta nel primo trimestre 2003 per consentire ai produttori, che cedevano la propria energia al mercato vincolato, di coprire i costi per l'acquisto di certificati verdi; con l'avvio della borsa elettrica i produttori possono ora recuperare tali costi modificando opportunamente i prezzi offerti per cui il valore di tale componente è stato ridimensionato nel tempo fino al suo completo esaurimento una volta recuperati i costi pregressi.

L'entità degli oneri generali di sistema (incluse alcune componenti tariffarie UC) e la loro incidenza sulla tariffa media, dopo un periodo di relativa stabilità nel 2004, sono aumentate all'inizio del 2005 in seguito alla valorizzazione della componente per la perequazione dei costi di approvvigionamento (UC_1), all'introduzione della nuova componente MCT per le compensazioni territoriali a favore dei siti che ospitano centrali nucleari e impianti del ciclo del combustibile nucleare e all'incremento della componente tariffaria a copertura degli *stranded cost* (A_6). Nella seconda metà del 2005 l'aggregato in questione è diminuito per il ridimensionamento della componente per l'incentivazione di nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (A_3); tale componente è stata poi aumentata all'inizio del 2006 sulla base della nuova stima del gettito

richiesto per coprire gli oneri di competenza del conto in questione per l'anno in corso. Anche la componente UC_1 (a copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato) è stata aumentata nel primo trimestre 2006 per tener conto degli scostamenti residui tra la valorizzazione *ex ante* ed *ex post* dei costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente Unico nell'anno 2005 e quantificabili solamente al momento degli aggiornamenti trimestrali riguardanti l'anno 2006. Questi scostamenti, pertanto, non vengono recuperati tramite la correzione delle componenti tariffarie PC e OD a copertura dei costi di generazione, ma concorrono all'adeguamento della componente per la perequazione.

Nel secondo trimestre 2006 tali oneri ammontano in media a 1,29 c€/kWh e incidono sulla tariffa complessiva al netto delle imposte per il 10,5% (9,4% della tariffa lorda).

I costi di produzione comprendono il costo del combustibile, i costi fissi di generazione, il costo del dispacciamento e la remunerazione della capacità produttiva e del servizio di interrompibilità.

Gli oneri di sistema includono tutte le componenti A, le componenti UC_1 , UC_4 , UC_5 e la componente MCT.

Le imposte sono calcolate *pro forma* pari al 10% della tariffa media nazionale.

Qualità del servizio

Qualità e continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica

Nel corso del 2005 si è registrato un ulteriore miglioramento della continuità del servizio sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica. Per effetto della regolazione della continuità del servizio introdotta dall'Autorità a partire dall'anno 2000, sono significativamente diminuiti sia il numero sia la durata delle interruzioni senza preavviso.

La durata complessiva delle interruzioni, in particolare, è passata da 91 minuti all'anno per cliente nel 2004 a 80 minuti all'anno per cliente nel 2005 (considerando tutte le interruzioni); il miglioramento rispetto al 1999 è del 58%. Il numero di interruzioni lunghe (durata superiore a 3 minuti) è passato da 2,5 interruzioni per cliente nel 2004 a 2,3 interruzioni per cliente nel 2005 (considerando anche in questo caso tutte le interruzioni); il miglioramento complessivo rispetto al 1999 è del 39% (Figg. 2.23, 2.24 e 2.25).

Al miglioramento complessivo registrato a livello nazionale nel 2005 contribuiscono in modo rilevante i risultati positivi ottenuti nelle regioni del Nord; per le regioni del Sud, invece, si riscontra un aumento della durata delle interruzioni rispetto al 2004, sostanzialmente a causa delle interruzioni prolungate ed estese che si sono verificate nelle regioni Abruzzo e Basilicata a seguito di ripetuti episodi di maltempo. Anche il numero medio di interruzioni per cliente nelle regioni del Sud risulta essere leggermente aumentato, mentre si è mantenuto stabile nelle regioni del Centro ed è diminuito in quelle del Nord. Analizzando i miglioramenti al netto dei contributi dovuti a eventi eccezionali, continua il progressivo avvicinamento dei valori di durata delle interruzioni per cliente tra regioni del Nord e regioni del Centro-Sud (Tav. 2.28).

FIG. 2.23

Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione

Minuti persi per cliente; valori annuali medi; Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali

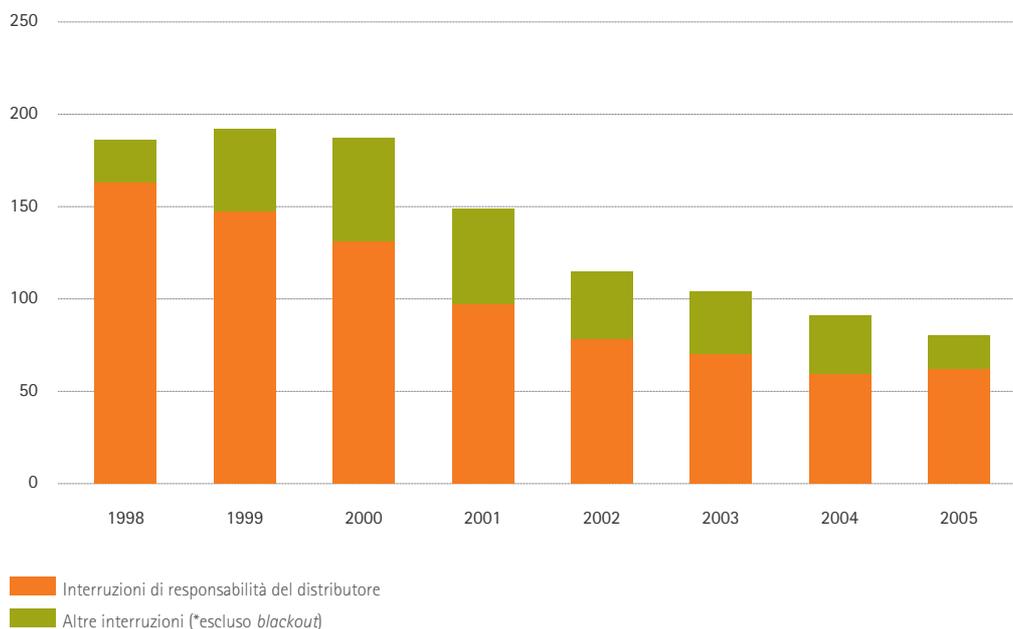


FIG. 2.24

Numero delle interruzioni lunghe e brevi per cliente in bassa tensione

Valori annuali medi;
Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali

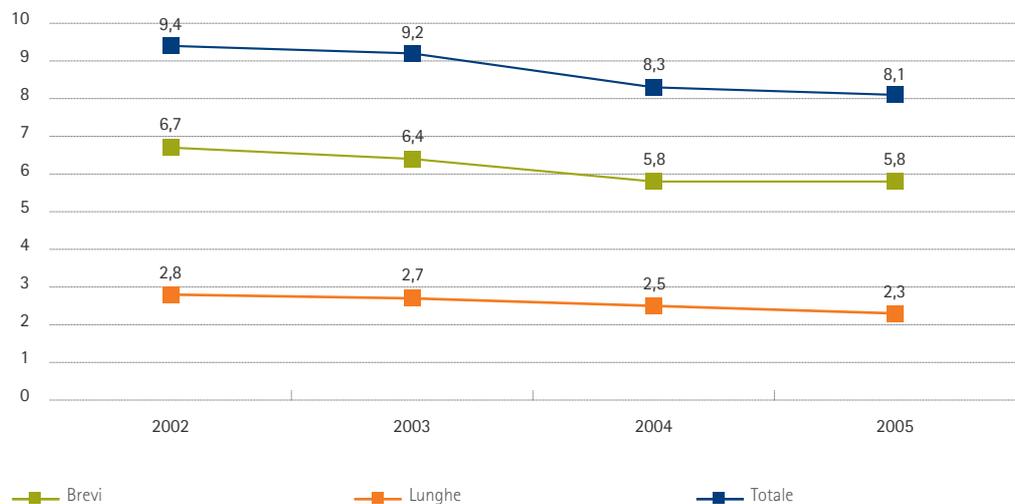
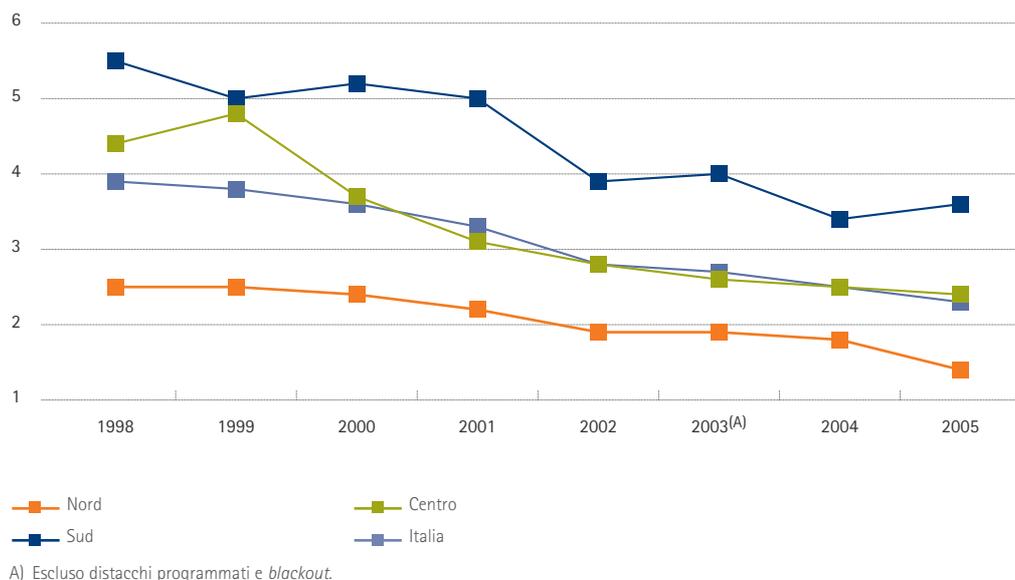


FIG. 2.25

Numero delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione

Valori annuali medi;
Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali



Per effetto dell'avvio dal 2005 di un nuovo meccanismo di regolazione delle interruzioni attribuibili a cause esterne (descritto nel par. *Regolamentazione della qualità dei servizi elettrici* del Capitolo 2, nel secondo volume), in precedenza escluse dalla regolazione, la durata delle interruzioni attribuite alla responsabilità delle imprese distributrici è sensibilmente aumentata rispetto al 2004. In effetti, la revisione del meccanismo di regolazione ha comportato una maggiore assunzione di responsabilità da parte delle imprese distributrici (in particolare, Enel Distribuzione, Aim Vicenza Spa e SET Distribuzione) rispetto al regime precedente, quando le interruzioni attribuite a cause esterne erano escluse dalla responsabilità delle imprese distributrici. Questa maggior assunzione di responsabilità, e non un peggioramento

sostanziale nella fornitura del servizio, è alla base dell'incremento dell'indicatore "interruzioni attribuite al distributore".

Per quanto riguarda le interruzioni brevi (durata inferiore a 3 minuti ma superiore a un secondo) si riscontra una sostanziale stabilità in termini di risultati ottenuti: nel 2005, come nel 2004, si sono registrate infatti 5,8 interruzioni brevi all'anno per cliente (Tav. 2.28). Considerando globalmente il numero di interruzioni lunghe e brevi per cliente BT si assiste nel 2005 a una ulteriore riduzione del numero di interruzioni brevi, pari a 8,1 all'anno per cliente, con un miglioramento negli ultimi tre anni di circa il 13%. Tutti i dati relativi alla continuità del servizio elettrico sono consultabili sul sito Internet dell'Autorità.

TAV. 2.28

**Interruzioni per cliente
in bassa tensione**

Valori annuali medi regionali
per Enel Distribuzione e
imprese elettriche locali
con più di 5.000 clienti finali

	2004			2005		
	DURATA INTERRUZIONI LUNGHE ^(A)	NUMERO INTERRUZIONI LUNGHE ^(B)	NUMERO INTERRUZIONI BREVI ^(C)	DURATA INTERRUZIONI LUNGHE ^(A)	NUMERO INTERRUZIONI LUNGHE ^(B)	NUMERO INTERRUZIONI BREVI ^(C)
Piemonte	134	2,3	4,2	78	1,7	3,8
Valle d'Aosta	80	1,0	2,9	36	0,8	2,3
Liguria	51	1,7	5,0	46	1,6	5,4
Lombardia	44	1,3	2,3	57	1,2	2,2
Trentino Alto Adige	71	2,8	4,1	48	1,8	4,4
Veneto	152	2,2	3,8	55	1,5	3,6
Friuli Venezia Giulia	52	1,8	3,1	26	0,9	2,2
Emilia Romagna	96	1,8	3,3	36	1,4	3,0
Toscana	87	2,3	4,7	70	2,0	5,1
Marche	54	1,8	3,7	63	2,0	3,7
Umbria	68	2,2	5,1	49	1,7	4,0
Lazio	97	2,8	5,9	101	3,0	7,0
Abruzzo	73	2,3	5,3	232	3,2	6,8
Molise	39	1,8	4,4	38	1,9	3,5
Campania	120	4,3	12,1	131	4,1	12,4
Puglia	80	2,4	5,5	68	2,6	5,4
Basilicata	52	2,2	6,5	193	4,2	11,0
Calabria	107	3,9	10,7	101	3,6	11,4
Sicilia	98	3,6	12,1	105	3,9	10,3
Sardegna	115	3,9	9,2	120	3,8	9,6
NORD	88	1,8	3,4	54	1,4	3,2
CENTRO	86	2,5	5,2	82	2,4	5,7
SUD	98	3,4	9,6	115	3,6	9,5
ITALIA	91	2,5	5,8	80	2,3	5,8

A) Minuti di interruzione all'anno per cliente (tutte le cause).

B) Numero medio di interruzioni con durata superiore a 3 minuti, all'anno, per cliente (tutte le cause).

C) Numero medio di interruzioni con durata compresa tra un secondo e 3 minuti, all'anno, per cliente (tutte le cause).

Qualità commerciale dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica

La regolazione della qualità commerciale, in vigore sin dall'1 luglio 2000, ha previsto l'introduzione di standard nazionali di qualità relativi ai tempi massimi per l'effettuazione delle principali prestazioni richieste dai clienti (allacciamenti, attivazioni, preventivi, verifiche tecniche, risposta a reclami ecc.) e che costituiscono la base minima che ogni impresa deve assicurare ai propri clienti. La regolazione della qualità commerciale è stata aggiornata in occasione del periodo di regolazione 2004-2007 nel Testo integrato della qualità dei servizi elettrici, per tenere conto dell'evoluzione del grado di liberalizzazione nel settore e delle modifiche legislative intervenute, mettendo a punto le necessarie separazioni tra le prestazioni relative alle attività di distribuzione, misura e vendita in prospettiva dell'apertura del mercato a tutti i clienti finali che avverrà l'1 luglio 2007.

La regolazione della qualità commerciale è a beneficio di tutti i clienti, siano essi appartenenti al mercato vincolato o al mercato libero, e prevede interventi di garanzia e promozione della qualità del servizio affinché la liberalizzazione non comporti un indebolimento della tutela dei consumatori, soprattutto di quelli con minore forza contrattuale, nel rispetto del diritto di scelta delle parti interessate nelle attività in concorrenza.

Ogni cliente che faccia richiesta di una prestazione soggetta a standard specifico viene informato, a cura dell'impresa, del tempo massimo e dell'indennizzo automatico previsto in caso di mancato rispetto dello standard. Almeno una volta all'anno, tutti i clienti devono ricevere dall'impresa esercente le informazioni sugli standard di qualità garantiti e sui risultati effettivamente raggiunti nel corso dell'anno. L'Autorità pubblica annualmente, nell'ambito della propria indagine sulla qualità del servizio, i tempi medi reali di effettuazione delle prestazioni, come dichiarati dalle imprese esercenti, e i relativi parametri di controllo degli standard (percentuale di casi fuori standard, per cause imputabili alla stessa impresa esercente, di forza maggiore o di responsabilità di terzi).

L'introduzione degli indennizzi automatici, riconosciuti ai clienti in caso di mancato rispetto degli standard specifici di qualità per cause imputabili agli esercenti, e non per cause dovute a forza maggiore o a responsabilità di terzi o al cliente stesso, ha fatto crescere nel tempo il numero di indennizzi effettivamente pagati ai clienti rispetto al regime delle carte dei servizi in vigore prima dell'attuale regolazione (Tav. 2.29). L'entità dei rimborsi, definita dall'Autorità, è maggiore per i clienti che hanno costi di uso dell'energia e della rete più elevati. I rimborsi automatici sono corrisposti al cliente attraverso detrazione dall'importo addebitato nella prima fatturazione utile, e comunque entro 90 giorni solari dalla scadenza del tempo massimo per l'esecuzione della prestazione richiesta dal cliente. L'esercente che non riesca a rispettare questo termine deve pagare un rimborso di entità doppia o quintupla, in ragione del ritardo di pagamento.

Dai dati forniti dagli esercenti si rileva che nel 2005 si è assistito a un leggero aumento del numero dei casi di mancato rispetto degli standard specifici di qualità soggetti a rimborso e del numero di indennizzi pagati ai clienti (Tav. 2.29). In particolare, esaminando le prestazioni soggette a standard specifico, si registra un aumento del numero dei casi di mancato rispetto dovuto alle riattivazioni per morosità; per tutte le altre prestazioni (preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT, esecuzione di lavori semplici, attivazione della fornitura, disattivazione della fornitura e fascia di puntualità per appuntamenti) si assiste, invece, a una diminuzione dei casi di mancato rispetto (Fig. 2.26).

L'incidenza dei casi di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale risulta generalmente inferiore al 4,5%, e, con riferimento ad alcune prestazioni (attivazioni e disattivazioni, fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati), si rivela inferiore anche dell'1%. Si evidenzia che lo standard relativo alle rettifiche di fatturazione è stato introdotto nel corso del 2004 come standard specifico soggetto a indennizzo, per ovviare alle criticità

TAV. 2.29

Numero di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali dall'1 luglio 2000

	CARTA DEI SERVIZI				REGOLAZIONE QUALITÀ COMMERCIALE				
	1997	1998	1999	2000 II°SEM.	2001	2002	2003	2004 ^{A)}	2005
Casi di mancato rispetto standard soggetti a rimborso	6.099	4.167	8.418	7.902	25.650	61.881	67.344	57.424	64.696
Rimborsi effettivamente pagati nell'anno	21	54	22	4.771	12.437	52.229	79.072	48.305	62.725

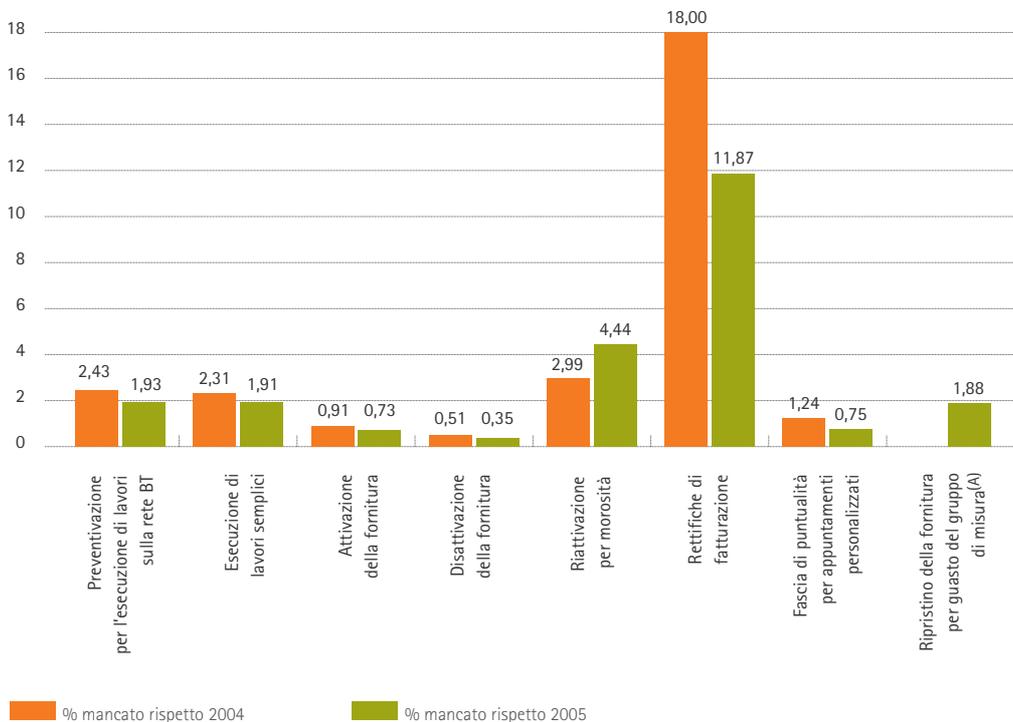
A) Dati da febbraio a dicembre 2004.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

FIG. 2.26

Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale per utente in bassa tensione

Anni 2004 e 2005;
Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali



A) Standard vigente dal 2005.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

emerse dall'utilizzo del precedente standard generale di mancato rispetto dei tempi; il passaggio da standard generale a specifico sembra aver prodotto effetti positivi, dal momento che già nel 2005 si è registrata una decisa riduzione della percentuale di casi di mancato rispetto dello standard, e per gli anni futuri si attendono ulteriori miglioramenti.

Per alcune prestazioni, l'Autorità ritiene che non sia opportuno determinare standard specifici associati a indennizzi automatici. Per esse sono fissati standard generali di qualità, che permettono di effettuare il monitoraggio dell'andamento della qualità commerciale. Per tutte le prestazioni soggette a standard generale, analogamente a quanto avviene per le prestazioni soggette a standard specifico, l'Autorità verifica il tempo medio effettivo di

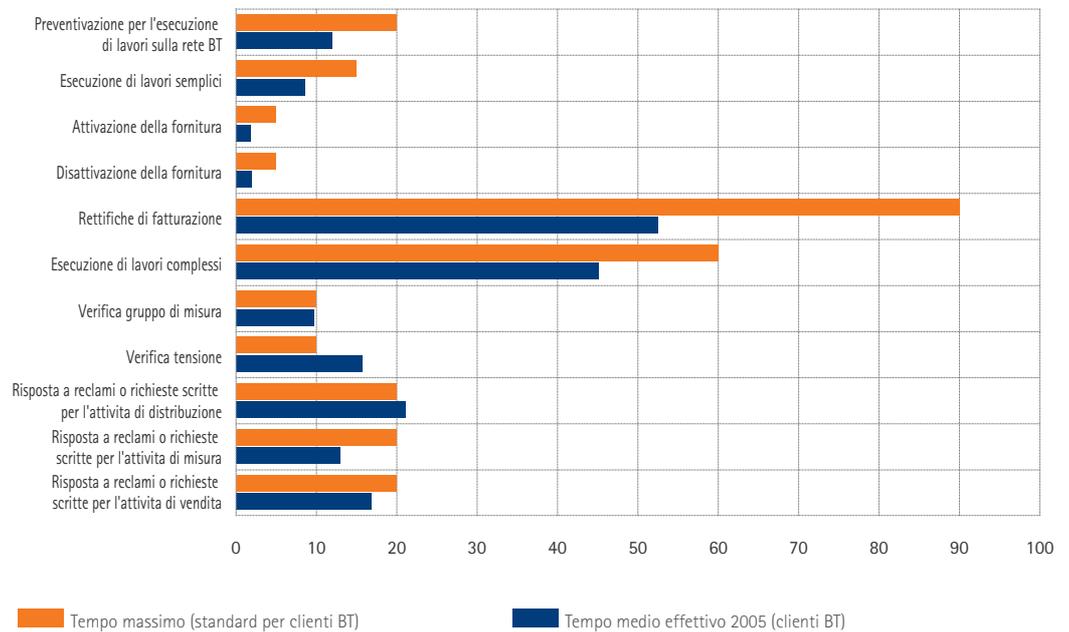
espletamento. Per molte prestazioni, il tempo medio effettivo risulta pari a circa i 2/3 del tempo massimo definito dall'Autorità (Fig. 2.27). Gli obiettivi fissati dagli standard generali di qualità risultano conseguiti nella maggior parte dei casi; nel 2005 gli standard non sono stati raggiunti solo per quanto riguarda la risposta ai reclami e alle richieste di informazioni scritte per l'attività di distribuzione e la verifica di tensione.

La tavola 2.30 presenta, per gli anni 2004 e 2005, i principali dati riguardanti le prestazioni soggette a indennizzo automatico (numero annuo di richieste, tempo medio effettivo e numero di indennizzi automatici corrisposti ai clienti), con riferimento ai clienti finali domestici e non domestici BT, che costituiscono la tipologia di utenza più diffusa.

FIG. 2.27

Confronto tempo effettivo medio e standard definito dall'Autorità per le prestazioni di qualità commerciale per clienti in bassa tensione

Anno 2005; giorni lavorativi, giorni solari per le rettifiche di fatturazione; Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

TAV. 2.30

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali in bassa tensione (domestici e non domestici)

Anni 2004 e 2005; Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali

PRESTAZIONE	STANDARD	2004		2005			
		NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO DI EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO DI EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per esecuzione lavori sulla rete BT	20 gg. lavorativi	504.422	11,11	11.082	389.241	11,95	7.160
Esecuzione di lavori semplici	15 gg. lavorativi	437.457	8,70	11.001	438.380	8,61	8.563
Attivazione della fornitura	5 gg. lavorativi	1.664.078	1,83	16.495	1.760.852	1,59	12.777
Disattivazione della fornitura	5 gg. lavorativi	767.877	2,09	4.158	835.294	1,78	2.793
Riattivazione per morosità	1 g. feriale	310.540	0,72	4.692	644.240	0,84	24.427
Rettifica di fatturazione	90 gg. solari	32.908	47,73	103	13.136	52,51	1.694
Ripristino fornitura a seguito guasto gruppo di misura	3 ore 4 ore	n.d. ^(A)	n.d. ^(A)	n.d. ^(A)	136.770	1,73	1.592
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	3 ore	69.952		602	72.358		491

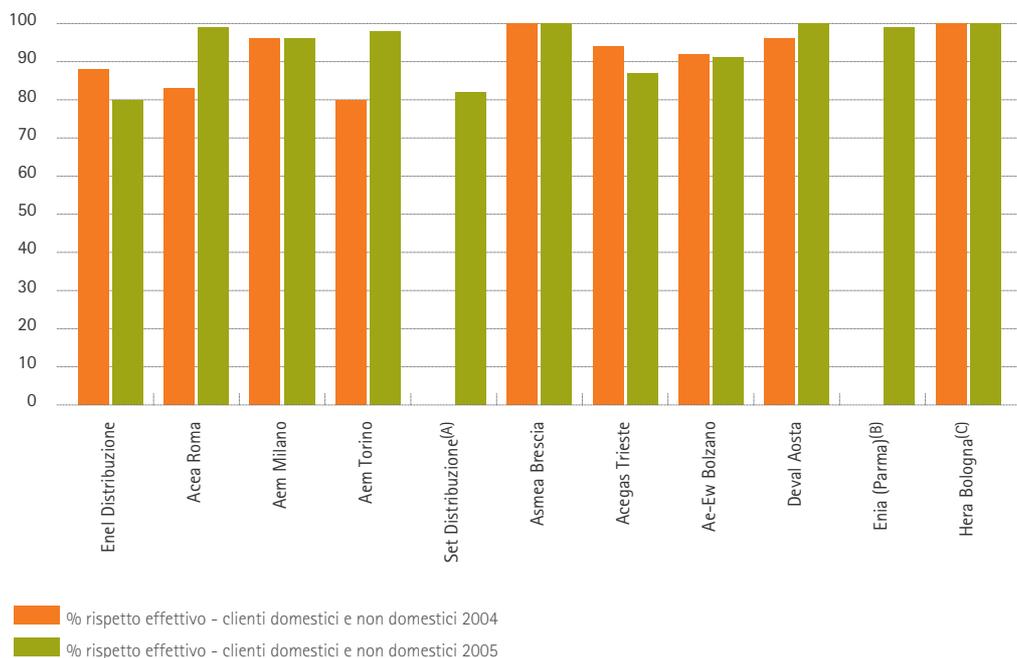
A) Standard vigente dal 2005.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

FIG. 2.28

Rispetto effettivo dei tempi di risposta ai reclami dei clienti finali in bassa tensione (domestici e non domestici)

Anni 2004 e 2005;
Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 100.000 clienti finali



A) Dato dell'anno 2004 non confrontabile.

B) Nell'anno 2004 Enia Parma non ha dichiarato reclami per l'attività di distribuzione.

C) I dati dell'anno 2004 si riferiscono a Hera Bologna e Meta Modena.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici

L'Autorità ha il compito di svolgere periodicamente rilevazioni sulla soddisfazione delle famiglie per l'uso domestico dell'energia elettrica e del gas e l'efficacia dei servizi. Sin dal 1998, l'Istat, nell'ambito dell'Indagine multiscopo sulle famiglie "Aspetti della vita quotidiana", ha condotto, per conto dell'Autorità, sondaggi volti a rilevare la soddisfazione degli utenti domestici e l'efficacia dei servizi nel settore dell'energia elettrica e del gas. La collaborazione con Istat si protrarrà fino al 2009, al fine di continuare a rilevare la soddisfazione dei clienti domestici e assicurare continuità alla serie di dati storici.

L'indagine Istat coinvolge in media 22.000 famiglie e 60.000 individui. Il campione di famiglie garantisce la rappresentatività dei risul-

tati a livello regionale, in modo da monitorare efficacemente gli effetti della regolazione della qualità, uno dei cui obiettivi è la riduzione dei divari regionali dei livelli di servizio. Fino al 2003 l'indagine si svolgeva nel corso del mese di novembre; dal 2004 viene invece condotta nel mese di febbraio. Per questo motivo, alla data della pubblicazione, non si dispone dei risultati della rilevazione per l'anno 2004. Nel corso del tempo, l'indagine ha riguardato un numero crescente di aspetti di interesse, quali il comportamento degli utenti rispetto alla lettura delle bollette, la conoscenza del ruolo dell'Autorità e il grado di apertura del mercato della fornitura di gas.

Per l'intero periodo 1998-2005 il livello generale di soddisfazione dell'utenza è risultato complessivamente buono, sebbene si evi-

denzino situazioni diversificate sulla base del profilo geografico. Si sottolinea che la soddisfazione dei clienti nel settore dell'energia elettrica è legata fortemente alla continuità del servizio (mancanza di interruzioni nell'erogazione dell'energia elettrica agli utenti). La soddisfazione globale è però attualmente penalizzata dalla presenza di giudizi negativi su dimensioni strettamente commerciali del servizio (frequenza della lettura, comprensibilità della bolletta, informazioni sul servizio).

L'auspicio dell'Autorità è che la liberalizzazione favorisca lo sviluppo della competizione tra gli operatori anche per quanto riguarda il livello qualitativo del servizio commerciale reso al cliente. Per facilitare il perseguimento di tale obiettivo, l'Autorità ha formulato proposte al fine di accrescere la trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di elettricità; ciò per migliorare la funzione informativa della bolletta e garantire la comprensibilità della stessa.

TAV. 2.31

Soddisfazione complessiva per il servizio elettrico

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005
Nord-Ovest	94,6	94,5	94,1	94,5	94,9	93,2	90,4
Nord-Est	93,1	94,1	92,0	94,3	92,9	91,5	88,0
Centro	89,4	91,3	89,6	91,1	90,9	89,4	87,1
Sud	86,4	88,1	88,7	89,2	89,5	89,9	87,8
Isole	83,7	83,9	84,5	84,5	85,6	84,2	80,4
Italia	90,3	91,2	90,6	91,7	91,5	90,3	87,7

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2005.

TAV. 2.32

Soddisfazione per la continuità del servizio elettrico

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005
Nord-Ovest	95,4	95,4	95,1	94,5	95,6	94,1	93,5
Nord-Est	94,2	94,8	93,9	95,8	95,0	93,1	93,1
Centro	89,5	90,6	89,0	91,9	91,7	89,9	89,4
Sud	85,9	87,5	88,3	88,5	89,2	89,6	90,0
Isole	85,0	83,1	85,8	85,9	88,4	86,4	83,5
Italia	90,8	91,1	91,2	92,0	92,5	91,1	90,8

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2005.

TAV. 2.33

Soddisfazione globale e per i diversi aspetti del servizio elettrico

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005
Continuità	90,8	91,1	91,2	92,0	92,5	91,1	90,8
Sbalzi di tensione	86,3	87,2	87,1	87,8	86,2	86,1	85,4
Frequenza lettura	72,8	74,1	73,5	72,5	72,5	70,7	71,5
Comprensibilità bollette	75,0	76,1	74,3	76,3	72,9	72,8	70,3
Informazioni sul servizio	73,2	74,1	73,4	73,5	71,6	69,5	67,4
Soddisfazione globale	90,3	91,2	90,6	91,7	91,5	90,3	87,7

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2005.