

gestione di un mercato per scambi bilaterali tra gli *shipper*, situato concettualmente tra i Punti di entrata e i Punti di uscita della Rete nazionale dei gasdotti e ha promosso la consultazione per la definizione del contratto standard.

Nel nostro Paese, tuttavia, l'effettivo perseguimento delle fasi di sviluppo di mercato individuate e il percorso verso la Borsa è risultato ben presto condizionato dalla mancanza di condizioni sufficientemente concorrenziali sul mercato, tali da evitare l'esercizio del potere di mercato da parte dell'operatore dominante. Si è rivelato inoltre essenziale porre le condizioni perché gli utenti del sistema fossero in grado di conoscere la propria posizione di sbilancio in tempo reale con buona approssimazione, attraverso interventi mirati in particolare alla questione della misura.

Negli anni seguenti l'Autorità ha proseguito la sua azione per promuovere il mercato regolamentato del gas e incrementarne la liquidità: su indicazioni del Ministero dello sviluppo economico, ha definito le condizioni economiche e le modalità di offerta delle quote di gas importato da convogliare direttamente al PSV per gli anni 2008-2010. Infine, nel 2008 ha avviato una consultazione per definire una *road map* per un nuovo regime di bilanciamento e una piattaforma organizzata per gli scambi del gas, nonché la predisposizione di misure per il trattamento di conguagli derivanti da eventuali differenze di allocazione e/o misura ai fini del bilancio del sistema gas.

Le problematiche legate allo sviluppo della concorrenza nell'approvvigionamento del gas naturale in Italia e alle carenze nelle infrastrutture a monte, a causa dei ritardi nei necessari potenziamenti, sono state, anche a seguito delle ricorrenti crisi di approvvigionamento del gas, oggetto di un'intensa attività di segnalazione al Governo e al Parlamento da parte dell'Autorità. Sono stati segnalati i nodi strutturali che, ad avviso dell'Autorità, ostacolano non solo il pieno dispiegarsi della concorrenza in un mercato pienamente liberalizzato dal 2003, ma rendono anche vulnerabile il sistema a shock esogeni e crisi di forniture: il deficit infrastrutturale e un'insufficiente separazione delle reti. L'Autorità ha ritenuto opportuno sollevare anche nelle competenti sedi europee la questione dei mancati potenziamenti dei gasdotti (*in primis* quello del TAG, il gasdotto che attraversa l'Austria verso l'Italia), evidenziando i riflessi del mancato sviluppo di tali infrastrutture per l'Italia e per tutto il mercato europeo. Proprio alla luce dell'esperien-

za registrata nel nostro Paese, l'Autorità ha segnalato la necessità che fossero previste disposizioni normative, finalizzate al perseguimento dell'obbligo di separazione proprietaria delle reti dalle attività a monte e a valle della filiera (separazione proprietaria delle infrastrutture e dei servizi in monopolio dalle libere attività di produzione, importazione, *trading*, commercializzazione e vendita).

Infine, allo scopo di favorire il confronto competitivo grazie a nuove fonti di gas, l'Autorità ha espresso il proprio parere favorevole alle richieste di esenzioni dal *third party access*, nei casi di nuovi progetti di terzi rispondenti ai criteri pro-competitivi previsti dalla Direttiva europea 2003/55/CE (cioè per l'IGI, il gasdotto dalla che va dalla Grecia all'Italia, e per il terminale di rigassificazione di Brindisi). Fin dal 2002, l'Autorità aveva introdotto il riconoscimento di un diritto alla deroga all'accesso di terzi alla rete, prima che il principio venisse incluso nella normativa nazionale e quindi europea, ed è stata la prima ad applicare le disposizioni comunitarie in materia a partire dal 2004. A supporto dello sviluppo delle infrastrutture di adduzione di gas naturale, l'Autorità è intervenuta nel 2006 stabilendo disposizioni urgenti per la definizione e il conferimento della capacità di trasporto nei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti interconnessi con le infrastrutture per le quali è stata rilasciata un'esenzione. La medesima regolazione è stata poi oggetto di revisione e di completamento nell'anno in corso.

Un ulteriore passo per adeguare le infrastrutture alle nuove esigenze dei mercati concorrenziali è stato fatto con la definizione delle condizioni di accesso al sistema del gas naturale, culminate con l'approvazione del Codice di rete di trasporto predisposto dalla società Snam Rete Gas. Nel 2005 sono state fissate nuove regole per l'accesso ai servizi di stoccaggio e di rigassificazione, in particolare sono stati precisati gli obblighi dei soggetti che svolgono le attività di stoccaggio e rigassificazione, nonché le norme per la predisposizione dei relativi Codici.

In relazione allo sviluppo della regolazione delle infrastrutture, l'approvazione del Codice di stoccaggio della società Stogit nel 2006 ha costituito un passaggio certamente rilevante, anche in relazione all'importanza che lo stoccaggio riveste per il mercato del gas naturale. In particolare l'Autorità ha ritenuto necessario definire meglio le prestazioni associate ai servizi base, includendo in questi alcune prestazioni (come il contro-

flusso) che Stogit in precedenza offriva come servizio speciale a condizioni negoziate; ha riaffermato il principio che la possibilità riconosciuta agli operatori di stoccaggio di offrire servizi speciali non deve pregiudicare l'efficienza degli altri servizi e disottimizzare il sistema e che il loro costo deve essere in

competizione con quello di possibili alternative o, in mancanza, approvato dall'Autorità; infine ha introdotto specifiche disposizioni per assicurare la certezza e la trasparenza delle prestazioni, attraverso la definizione di una curva di erogazione di riferimento e di una punta di iniezione.

Sviluppo delle infrastrutture, sicurezza e adeguatezza delle forniture

Un adeguato sviluppo delle infrastrutture, gestite in maniera indipendente dagli interessi degli operatori in concorrenza, è una pre-condizione essenziale per un efficace dispiegarsi della concorrenza nei settori regolati. Nel settennato appena trascorso i temi dell'insufficienza infrastrutturale e della promozione di nuovi investimenti per favorire la concorrenza a monte si sono intrecciati con le problematiche emergenti legate alla sicurezza e all'adeguatezza delle forniture: il *blackout* elettrico del 2003 e le crisi di approvvigionamento del gas.

Per far fronte a eventuali criticità stagionali e per favorire lo sviluppo della riserva di generazione alla punta, nel 2004 l'Autorità ha definito le regole per la remunerazione della capacità produttiva messa a disposizione del sistema elettrico nazionale, in attuazione del decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, che prevedeva una remunerazione in linea con quanto già disposto per il servizio di riserva. Fra il 2009 e il 2010, l'Autorità ha avanzato una proposta di riforma sostanziale del vigente meccanismo che prevede la creazione di un mercato della capacità, nel quale la domanda sarebbe espressa da Terna e l'offerta dagli operatori in grado di rendere disponibile capacità. Terna e i suddetti operatori stipulerebbero contratti di opzione in base ai quali, a fronte del pagamen-

to di un premio, Terna incasserebbe l'eventuale differenza positiva tra il prezzo di riferimento, che è espressione del mercato a pronti, e il prezzo di esercizio dell'opzione. Le controparti contrattuali di Terna sarebbero individuate a seguito di procedure competitive che avrebbero come variabile endogena il premio del contratto di opzione.

Sul piano dello sviluppo delle infrastrutture elettriche, nel 2006 l'Autorità ha provveduto a fornire incentivi per favorire il processo di unificazione della proprietà e della gestione della Rete di trasmissione nazionale (RTN), in coerenza con le procedure definite dal DPCM decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004 per l'unificazione della proprietà e la gestione della stessa.

Nel settore del gas, i periodi invernali di crisi sul fronte dell'approvvigionamento hanno costretto ad assumere numerosi provvedimenti volti a fronteggiare l'emergenza. L'Autorità ha affiancato il Ministero dello sviluppo economico, implementando le misure necessarie quali, per esempio, la predisposizione di incentivi per l'offerta di interrompibilità, di provvedimenti per la copertura dei maggiori costi del sistema, di definizioni di corrispettivi per la reintegrazione degli stoccaggi strategici, volti a disincentivare l'utilizzo del gas detenuto ai fini dello stoccaggio strategico.

Sviluppo dei mercati della vendita

Per quanto riguarda la regolazione dei mercati al dettaglio, l'Autorità ha provveduto sia ad affinare gli strumenti normativi precedentemente adottati per favorire lo sviluppo di tale mercato, sia a definire, secondo un'ottica incrementale, nuovi interventi di modifica del quadro regolatorio, tesi a garantire una più celere transizione verso il nuovo assetto concorrenziale del mercato.

Nel settore elettrico, oltre alla determinazione delle condizioni del mercato di maggior tutela e di salvaguardia previste dalla normativa, l'attenzione è stata rivolta: a definire strumenti volti a trasferire al cliente finale segnali di prezzo più coerenti con l'andamento dei consumi; ad agevolare e standardizzare i contenuti informativi tra il venditore uscente, il distributore e il nuovo utente del dispacciamento, funzionali all'esecuzione degli *switching*; a stabilire modalità relative alla sospensione della fornitura nei casi di morosità dei clienti finali o di inadempimento da parte del venditore. L'Autorità si è inoltre adoperata per migliorare l'attività di raccolta e analisi dei dati relativi al mercato elettrico al dettaglio, al fine di ottenere un maggior numero di elementi sulla base dei quali valutare l'effettivo impatto della concorrenza nell'attività di vendita.

Inoltre, in vista della completa apertura del mercato elettrico dell'1° luglio 2007, l'Autorità ha svolto un'intensa attività per sviluppare la regolazione dei servizi di tutela e salvaguardia così come definiti dalla legge 3 agosto 2007, n. 127, prevedendo:

- le condizioni economiche di riferimento (cioè i prezzi definiti dall'Autorità sulla base dei costi sostenuti dall'Acquirente unico per l'approvvigionamento dell'energia nel mercato) per i clienti domestici e le piccole imprese;
- la garanzia di continuità di fornitura per i clienti finali che dovessero rimanere senza un fornitore nel mercato libero, vale a dire la possibilità per i clienti domestici e le piccole imprese di giovare in questi casi del servizio di maggior tutela, mentre tutti gli altri clienti possono ricorrere al ser-

vizio di salvaguardia, svolto da società che operano anche nel mercato libero selezionate periodicamente allo scopo, attraverso procedure concorsuali.

Nel 2008 sono stati invece effettuati numerosi interventi di particolare rilevanza per il nuovo contesto di piena liberalizzazione, quali:

- la regolamentazione della perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica per il servizio di maggior tutela e i meccanismi di conguaglio tra l'Acquirente unico e gli esercenti la maggior tutela;
- le nuove modalità di determinazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica (corrispettivi PED) per il servizio di maggior tutela, prevedendo un'articolazione dei corrispettivi differenziata per fasce orarie e per mesi, o raggruppamenti di mesi, e stabilendone l'obbligatorietà dopo un periodo transitorio, differenziato a seconda della tipologia contrattuale. La nuova articolazione dei corrispettivi PED ha la finalità di garantire la maggiore coerenza dei prezzi ai costi di acquisto dell'energia elettrica e di dispacciamento sostenuti per servire ciascun cliente finale;
- gli interventi sui servizi di dispacciamento e di trasporto (trasmissione, distribuzione e misura) dell'energia elettrica volti a regolare i casi di morosità dei clienti finali o di inadempimento da parte del venditore;
- la regolazione dei servizi di dispacciamento e di trasporto (trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica) nei casi di successione di un utente del dispacciamento a un altro sullo stesso punto di prelievo attivo o di attribuzione a un utente del dispacciamento di un punto di prelievo nuovo o precedentemente disattivato (*switching*).

Infine, nel 2009, l'Autorità ha definito le modalità di remunerazione dell'attività di commercializzazione nella vendita al dettaglio di energia elettrica, prevedendo meccanismi che

garantiscono la copertura dei costi per i soggetti esercenti il servizio di maggior tutela e dunque un prezzo di commercializzazione alla vendita pagato dai clienti serviti in maggior tutela tale da non alterare la concorrenza o da creare potenziali barriere all'entrata nel mercato libero della vendita. Al fine di trasferire il corretto segnale di prezzo ai clienti finali, il prezzo di commercializzazione nel servizio di maggior tutela è stato commisurato alla remunerazione che dovrebbe ricevere un soggetto attivo nella vendita di energia elettrica nel mercato libero, non integrato nella filiera elettrica.

Per quanto riguarda il settore del gas, dopo l'apertura del mercato nel 2003, l'Autorità ha rilevato a fine 2004, a seguito di apposita Indagine conoscitiva, la persistenza di condizioni concorrenziali particolarmente critiche, dovute al peso dell'operatore dominante e all'insufficienza delle infrastrutture. In tale contesto, ha ravvisato le esigenze: di limitare il potere di mercato dell'operatore dominante a tutela degli interessi del consumatore finale; di vedere riflesse nelle condizioni economiche fissate per le categorie di consumatori a più basso consumo le condizioni del mercato prevalenti a livello internazionale nella definizione del prezzo della materia prima; di definire condizioni più rispondenti alle nuove logiche del settore, anticipando anche scelte di "disaccoppiamento" parziale del prezzo del gas dal prezzo del petrolio. L'Autorità ha pertanto modificato la preesistente metodologia di determinazione della componente a copertura dei costi relativi alla materia prima (CCI) nelle condizioni economiche di riferimento del gas, prevedendo un nuovo meccanismo di aggiornamento che contemplava una clausola c.d. "di salvaguardia", volta ad attenuare l'incidenza delle quotazioni dei prodotti petroliferi qualora l'andamento degli stessi non ricadesse in un predeterminato intervallo di prezzo, in coerenza con le prassi efficienti praticate nei mercati internazionali.

Negli anni seguenti l'Autorità è più volte intervenuta sulla stessa materia, data la situazione di estrema incertezza dovuta alle diverse e contrastanti pronunce giurisdizionali a seguito del crescente contenzioso avviato dagli operatori contro il sopra citato intervento dell'Autorità; molto ha pesato anche l'esigenza di adeguare i costi della materia prima a fronte di

persistenti e inaspettati aumenti del prezzo del petrolio nei mercati internazionali. Infine, nel 2008 la componente CCI è stata nuovamente modificata rimuovendo, a partire dall'1 gennaio 2009, la soglia di invarianza prevista nei precedenti criteri, soglia tale per cui le variazioni dell'indice comprese tra il +2% e il -2% comportavano una non variazione della componente CCI.

Da ultimo, a fronte delle recenti e importanti evoluzioni nei mercati internazionali del gas (contrazione dei consumi per effetto della crisi, sviluppo della produzione di gas non convenzionale in particolare negli Stati Uniti, per effetto di nuove tecnologie), l'Autorità ha avviato un procedimento per riformulare i metodi di aggiornamento dei prezzi del gas, con l'obiettivo di trasferire tempestivamente ai clienti finali gli effetti positivi dei cambiamenti che stanno emergendo. Sono infatti stati avviati processi di revisione dei contratti pluriennali *take or pay*, che dovrebbero contemplare nelle formule di indicizzazione anche una limitata quota agganciata alle dinamiche dei mercati *spot* del gas naturale.

Oltre a provvedimenti sul prezzo della materia prima, l'Autorità è intervenuta nel 2007, con la necessaria gradualità, per definire condizioni maggiormente *cost reflective* per la componente relativa alla commercializzazione del gas.

L'Autorità ha anche stabilito fin dal 2006 il principio della progressiva riduzione della platea dei consumatori aventi diritto di accesso alle condizioni economiche di tutela, limitando tale regime ai soli consumatori con prelievi inferiori ai 200.000 m³ annui, con conseguente esclusione degli utenti con consumi maggiori che non avessero ancora optato per il mercato libero. Ulteriori riduzioni della sopra citata platea sono state subordinate al dispiegarsi di condizioni maggiormente concorrenziali. Infine, fin dal 2007 è stata infine avviata, con una procedura a evidenza pubblica, l'individuazione dei fornitori di ultima istanza per garantire la continuità della fornitura ai clienti finali di gas naturale che restassero senza fornitore nel mercato libero. Per eliminare gli elementi di incertezza evidenziati dagli operatori e, conseguentemente, aumentare il numero dei potenziali partecipanti alla selezione, la procedura è stata poi successivamente adattata.

Adeguamento alle politiche ambientali

A seguito dei cambiamenti introdotti negli ultimi anni dalle normative europee e nazionali per il contenimento delle emissioni, la promozione delle energie rinnovabili e l'efficienza energetica, l'Autorità ha avviato, pur nel limite delle proprie competenze, un processo di riforma e di aggiornamento del relativo quadro regolatorio. I nuovi obiettivi europei della politica "20-20-20" e in particolare la significativa crescita attesa di generazione da fonti rinnovabili, oltre a richiedere meccanismi di incentivo più in linea con le nuove condizioni di mercato, necessitano anche: di un significativo adeguamento delle regole di connessione con la rete; di un trattamento idoneo dei regimi di integrazione nel mercato dell'energia prodotta ("ritiro dedicato" e "scambio sul posto"); di un aggiornamento dei prezzi minimi garantiti per favorire impianti di dimensioni ridotte alimentati da fonti rinnovabili (caratterizzati da elevati costi di esercizio e manutenzione e da produzioni annue limitate); di una razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore della produzione di energia elettrica. Tra i principali interventi si ricorda:

- la definizione delle condizioni procedurali ed economiche per le connessioni (tra il 2005 e il 2007), nonché la loro revisione e il loro consolidamento, nel 2008, nel *Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione con le reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (TICA)*;
- la definizione, nel 2005, e la revisione, nel 2007, delle modalità semplificate per la cessione dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti di potenza inferiore a 10 MVA e dagli impianti alimentati dalle fonti "non

programmabili" di ogni taglia (il c.d. "ritiro dedicato" operato dalle imprese distributrici fino alla fine del 2007 e dal GSE a partire dall'1 gennaio 2008);

- la definizione, nel 2006, e la revisione, nel 2008, delle condizioni e delle modalità per l'erogazione del servizio di scambio sul posto, alternativo alla cessione dell'energia elettrica immessa in rete;
- la definizione (nel 2005, 2007 e 2009) delle modalità di erogazione degli incentivi previsti per le fonti rinnovabili, con particolare riferimento al *feed in premium* per gli impianti fotovoltaici e alle tariffe fisse onnicomprehensive.

Considerata l'onerosità crescente per il sistema italiano del regime di incentivazione delle energie rinnovabili e convenzionate CIP6, l'Autorità si è adoperata per ridurre l'incidenza attraverso interventi di aggiornamento del costo evitato del combustibile, nonché apposite segnalazioni alle autorità parlamentari e governative.

Gli interventi dell'Autorità relativi in particolare all'adeguamento delle regole di connessione e alla promozione dello scambio sul posto, hanno positivamente contribuito all'integrazione delle energie rinnovabili nella produzione nazionale. Tra il 2004 e il 2009 la produzione da fonti rinnovabili è cresciuta del 21% arrivando a rappresentare, lo scorso anno, circa un quinto del consumo interno lordo italiano di energia elettrica.

Infine, gli interventi dell'Autorità sull'aggiornamento della componente a copertura dei costi riconosciuti dal provvedimento CIP6, hanno permesso, a partire dal 2006, una riduzione dell'onere di circa 600 milioni di euro all'anno.

Evoluzione dell'assetto dei mercati dell'elettricità e del gas

Nel corso degli ultimi sette anni, i settori dell'energia elettrica e del gas hanno subito notevoli cambiamenti, sia in esito alle dinamiche proprie di mercato e per effetto delle disposizioni normative avviate nel 1999-2000, sia, più di recente, a causa della significativa contrazione dei consumi energetici che ha accompagnato la più grave crisi economica dal dopoguerra. Negli ultimi due anni, dopo un periodo di crescita, i consumi finali di energia elettrica e di gas sono rimasti stabili nel 2008 e hanno segnato una riduzione nel 2009 rispettivamente pari al 6,6% per l'energia elettrica e all'8,0% per il gas.

Nel settore elettrico, se pure sussistono limiti a un efficace confronto competitivo, determinati dai fenomeni sopra richiamati di congestione delle reti in Sicilia e in Sardegna, cominciano però a rendersi evidenti gli effetti positivi per il mercato indotti dalle politiche di liberalizzazione e di regolazione del settore.

In primo luogo, vi è da registrare un aumento rilevante della capacità complessiva di generazione, con una dinamica particolarmente vivace per il gas e per le fonti rinnovabili (vedi il Capitolo 2 del Volume 1 e la figura 2.1 di questo Capitolo). Oltre a indubbi benefici in termini di sicurezza, ciò ha comportato una progressiva e notevole riduzione della quota di capacità dell'*incumbent* a livello nazionale (Fig. 2.2). In aggiunta, i dati relativi alla dinamica della produzione mostrano una diminuzione anche maggiore della quota dell'*incumbent*, che rende ancora più positiva la valutazione in merito alle condizioni di concorrenza esistenti sul mercato (Fig. 2.3).

L'aumento della capacità complessiva di generazione si è inoltre accompagnato a una sostanziale trasformazione del parco impianti. La spinta della pressione concorrenziale ha indotto le imprese alla ricerca di una maggiore efficienza operativa e ha portato alla realizzazione di nuovi cicli combinati a gas ad alto rendimento, anche in sostituzione dei tradizionali impianti ter-

moelettrici a olio combustibile. Ciò ha prodotto notevoli benefici per il sistema, sia in termini di minori consumi di combustibili per soddisfare la domanda di energia elettrica in Italia, sia in termini di riduzione delle emissioni climalteranti.

Attraverso un'analisi di tipo controfattuale è possibile avanzare una valutazione quantitativa di tali benefici: si può infatti ipotizzare che, in assenza di liberalizzazione e di pressione competitiva, solo la nuova produzione termoelettrica necessaria a coprire la maggiore domanda dell'anno 2009 (intesa come produzione aggiuntiva rispetto alla produzione da fonti convenzionali del 1999 e alla produzione da fonti rinnovabili effettivamente realizzata nel periodo) sarebbe stata ottenuta mediante impianti a gas a ciclo combinato, con efficienza netta pari al valore medio ponderato registrato nel periodo 1999-2008.

Il confronto tra le caratteristiche effettive del parco di generazione termoelettrica al 2009 e quelle ipotetiche del parco in assenza di liberalizzazione, consente quindi di stimare risparmi per il sistema pari a circa 2,8 miliardi di euro all'anno, di cui circa 2,5 miliardi derivanti da una minore spesa per i combustibili e ulteriori 250 milioni di euro conseguenti ai minori oneri associati alle emissioni evitate di CO₂.

Tale risultato sconta tra l'altro gli effetti della crisi economica internazionale sui consumi di energia elettrica italiana: i risparmi relativi alla maggiore efficienza del parco termoelettrico e ai minori costi associati alle emissioni evitate di CO₂, ammonterebbero infatti a circa 3,2 miliardi di euro l'anno (rispettivamente oltre 2,8 miliardi di euro e circa 350 milioni di euro) se calcolati sui volumi di domanda pre-crisi del 2008.

Contemporaneamente, tra il 1999 e il 2009, le tariffe infrastrutturali medie (trasmissione, distribuzione e misura), hanno subito, per effetto della regolazione, una riduzione considerevole, corrispondente a un risparmio di costo complessivo stimato per

la collettività pari a circa 1,5 miliardi di euro l'anno in termini nominali e in oltre 2,5 miliardi di euro l'anno in termini reali³. Si può pertanto valutare un beneficio totale per il sistema pari a circa 4,3 miliardi l'anno in termini nominali, imputabile agli effetti fino a questo momento ottenuti, in esito alla scelta di liberalizzazione e di regolazione del settore elettrico, in termini di minori consumi di combustibili e di minori emissioni di CO₂, oltre che di riduzione dei costi infrastrutturali.

La figura 2.4 mostra i vantaggi finora effettivamente conseguiti per i consumatori domestici, stimati come la differenza, a partire dall'inizio della liberalizzazione a oggi, tra la dinamica del prezzo effettivo per il consumatore tipo che consuma 2.700 kWh annui e ha una potenza installata di 3 kW e la dinamica del prezzo per il medesimo consumatore, ottenuta aggiornando sulla base del parametro Ct⁴ il valore effettivo del semestre di avvio della liberalizzazione. Sotto queste ipotesi, per il solo

settore domestico nel suo complesso è stimabile il conseguimento di un risparmio di spesa pari a circa 3 miliardi di euro all'anno⁵ tra il 1999 e il 2009.

Altro indicatore della vivacità registrata nel mercato elettrico e dei progressi ottenuti sotto il profilo concorrenziale è rappresentato dal passaggio dei clienti finali al mercato libero. Nel 2009 la quota di quest'ultimo mercato ha raggiunto il 70% in termini di volumi venduti, cifra che si confronta con un valore corrispondente di appena il 18% nel 2000 (Fig. 2.5).

Ci si attende che gli ulteriori interventi già previsti dal quadro normativo e regolatorio per il settore elettrico, unitamente al necessario superamento delle carenze infrastrutturali della rete, possano consentire di raggiungere un assetto competitivo compiuto nel settore, in grado di trasferire sui prezzi ai consumatori finali nel mercato libero i benefici derivanti dalle ulteriori efficienze conseguibili.

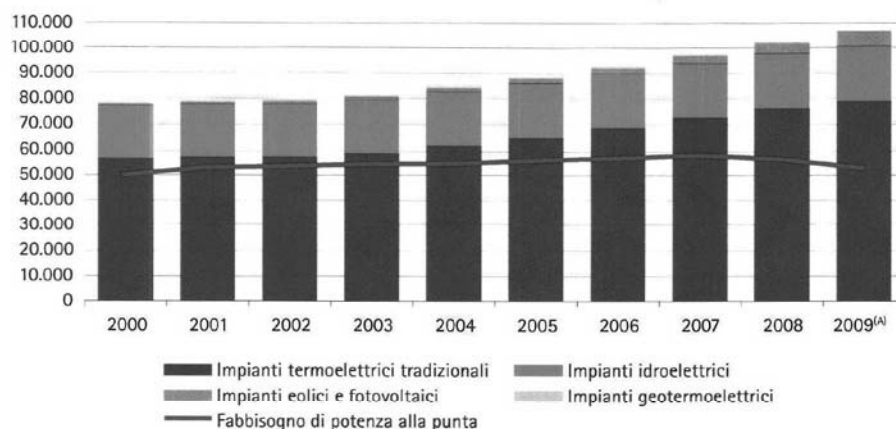


FIG. 2.1

Evoluzione degli impianti di generazione elettrica e del fabbisogno di potenza alla punta
MW; potenza efficiente lorda

(A) Dati provvisori.

Fonte: Terna.

³ La stima dei valori in termini reali (anno base 2000=100) è effettuata tenendo conto, per ciascuna riduzione tariffaria intervenuta nel tempo, della loro decorrenza di applicazione.

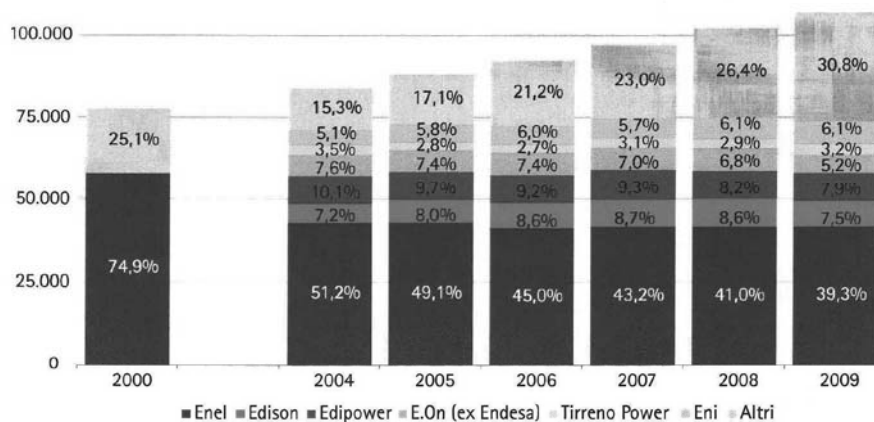
⁴ Ct è il costo unitario variabile riconosciuto per la produzione da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali (delibera 26 giugno 1997, n. 70/97).

⁵ Dato ottenuto estendendo il vantaggio del consumatore domestico all'intero settore civile per un totale assunto pari a circa 90 TWh anno.

FIG. 2.2

Disponibilità di capacità
lorda per i maggiori
gruppi

MW e valori percentuali

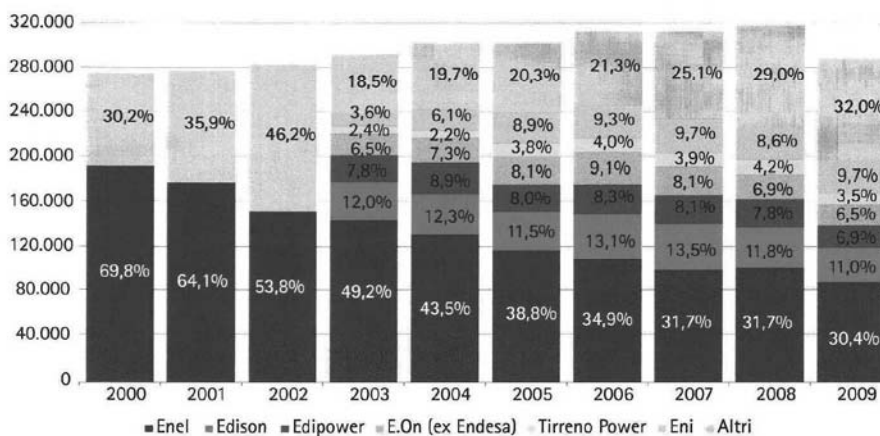


Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 2.3

Produzione nazionale
lorda di energia elettrica
per i maggiori gruppi
societari

GWh e valori percentuali



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori e dati Terna.