

ne determina una diminuzione delle emissioni di CO₂, e di possibili decisioni di politica energetica, quali la conversione di queste ultime centrali, pur non ancora approvata dal Ministero delle attività produttive, che al contrario determina un incremento delle emissioni di CO₂.

Lo scenario tendenziale prevede un livello di emissioni al 2010 superiore di 92 Mt rispetto all'obiettivo concordato. Viene quindi sviluppato uno scenario definito "di riferimento" nel quale sono identificate misure di prossima edizione capaci di ridurre ulteriormente le emissioni di gas serra fino a 539,9 Mt di CO₂. Si tratta di un livello che ha abbassato di 39 Mt il valore dello scenario tendenziale, ma che rimane ancora superiore all'obiettivo concordato di 53 Mt. Il settore elettrico, in questo scenario, è interessato da 3 misure con un contributo al risparmio di CO₂ stimato in 26 Mt. In particolare, si prevede che il disegno di legge sul riordino del settore energetico (AC 3297) porti all'espansione sia di ulteriori cicli combinati per 3200 MW, sia dell'interconnessione con l'estero di altri 2300 MW; inoltre, la Direttiva europea 2001/77/CE di sviluppo delle fonti rinnovabili nei mercati nazionali dell'energia elettrica richiede lo sviluppo di ulteriori 2800 MW di impianti rinnovabili. Nel settore civile viene, inoltre, stimato il risparmio di 6,3 Mt di CO₂ con l'applicazione dei decreti 24 aprile 2001 per l'incremento dell'efficienza negli usi finali di energia elettrica e gas naturale con una conseguente diminuzione della domanda energetica. Le rimanenti 7,5 Mt di CO₂ sono assegnate al settore dei trasporti. In aggiunta alle 39 Mt risparmiate con le misure sopra esposte, lo scenario di riferimento propone l'acquisto di 12 Mt di CO₂ di crediti alle emissioni, attraverso il ricorso a meccanismi flessibili di *Joint Implementation* e *Clean Development Mechanism*.

La tavola 3.10 riporta il bilancio del settore elettrico al 2010 in seguito all'applicazione di tutte le misure normative dello scenario di riferimento. Nonostante l'applicazione dei provvedimenti individuati e il ricorso ai meccanismi flessibili, le emissioni al 2010 risultano ancora superiori di 41 Mt di CO₂ all'obiettivo di riduzione del 6,5 per cento.

Tale differenza è colmabile soltanto in parte, grazie alla possibilità di utilizzare integralmente il potenziale nazionale di assorbimento del carbonio attraverso interventi nell'uso del suolo e nella forestazione per un totale di 10,2 Mt di CO₂. Infine, per coprire la rimanente distanza dall'obiettivo (30 Mt circa), la delibera individua uno svariato numero di ulteriori azioni, sia a livello nazionale sia attraverso il ricorso ai meccanismi flessibili, che verranno indicate nello specifico da un prossimo provvedimento CIPE.

La tavola 3.11 riporta le misure ulteriori che riguardano il settore elettrico. Infine la delibera considera i valori di emissioni risultanti dall'applicazione delle misure contemplate nello scenario di riferimento, ovvero in base a quelle già individuate al 30 giugno 2002, come i valori massimi di emissione assegnati ai

singoli settori. Al comparto termoelettrico, in particolare, viene richiesto di contenere le emissioni a un livello massimo di 124,1 Mt di CO₂, cioè di stabilizzarle rispetto al 1990 (124,9 Mt) e di diminuirle dell'11 per cento rispetto al livello registrato nel 2000 (140 Mt). Tuttavia ai diversi settori, anche in conformità con le decisioni che si assumeranno a livello internazionale e comunitario, verrà data la possibilità di ricorrere, per il soddisfacimento del *target* settoriale, ai meccanismi flessibili previsti dal Protocollo di Kyoto e allo scambio di quote di emissione ipotizzato dalla proposta di Direttiva europea sull'*Emission Trading*.

TAV. 3.10 BILANCIO DEL SETTORE ELETTRICO AL 2010 PREVISTO DALLO SCENARIO DI RIFERIMENTO

	2000		2010		VARIAZIONE 2000/2010	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%
A) Importazioni	44.4		60.0		15.6	
B) Produzione lorda	276.6	100	330.0	100	53.4	
- di cui combustibili solidi	26.3	9	40.0	12	13.7	3
- di cui gas naturale	97.6	35	171.0	52	73.4	17
- di cui prodotti petroliferi	81.9	30	34.5	10	-47.4	-19
- di cui idroelettrico	44.9	16	49.4	15	4.5	-1
- di cui altre rinnovabili	9.2	3	25.7	8	16.5	4
- di cui pompaggi	4.0	1	4.0	1	0	-
- di cui altri combustibili	12.8	5	6.4	2	-6.4	-3
C) Perdite e consumi	22.5		26.0		3.5	
Richiesta sulla rete (A+B-C)	298.5		364.0		65.5	

Fonte: Piano nazionale per la diminuzione delle emissioni di gas responsabili dell'effetto serra, 2003-2010.

TAV. 3.11 ULTERIORI MISURE NAZIONALI DI RIDUZIONE DEI GAS SERRA RIGUARDANTI IL SETTORE ELETTRICO

MISURE ULTERIORI	RIDUZIONE POTENZIALE (MtCO ₂)
Cogenerazione di piccola/media taglia con produzione tra i 10 e i 20 TWh	0,8-1,5
Produzione di energia da biogas da rifiuti solidi urbani e da scarti delle lavorazioni agroalimentari pari a 750-1 300 MW	0,9-1,9
Aumento della produzione di energia rinnovabile tra i 500 e i 1 200 MW	1,5-3,1
Ricerca e sviluppo nel settore del fotovoltaico con impieghi di nicchia	0,1
Prolungamento dei decreti sull'efficienza negli usi finali del 24 aprile 2001 e misure regionali con risparmi tra i 1,5-2,9 Mtep/anno	3,8-6,5

Fonte: Delibera CIPE 19 dicembre 2002.

Sezione 2

CONCORRENZA E REGOLAZIONE
NEI SETTORI ENERGETICI

STRUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE
DEL SETTORE ELETTRICO

STRUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE
DEL SETTORE DEL GAS NATURALE

OBBLIGHI DI SERVIZIO PUBBLICO,
QUALITÀ E TUTELA DEI CONSUMATORI

4. STRUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE DEL SETTORE ELETTRICO

IL BILANCIO DELLA REGOLAZIONE DAL 1996 A OGGI

Mandato, procedure e accountability

La legge 14 novembre 1995, n. 481, indica le linee direttrici dell'attività di regolazione che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha svolto nel settore dell'energia elettrica durante i sei anni trascorsi dall'avvio della sua operatività, avvenuto in data 23 aprile 1997. Mantenendo come riferimento costante gli obiettivi fondamentali di promozione dell'efficienza e della concorrenza nel settore, l'Autorità ha posto al centro della propria attività di regolazione la definizione di un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti; parallelamente, inoltre, ha fissato le condizioni tecnico economiche di accesso e interconnessione con le reti, tali da garantire fruibilità non discriminatoria delle infrastrutture essenziali. Ai dettami della legge n. 481/95, nel corso del 1999, si sono aggiunte le disposizioni del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, che ha dato attuazione alla Direttiva europea 96/92/CE, assegnando all'Autorità un ruolo centrale nel processo di liberalizzazione del settore elettrico italiano, destinato a tradursi in provvedimenti, proposte (prevalentemente al Ministero delle attività produttive, già Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato) e pareri. La legislazione ha dunque delineato un'evoluzione delle funzioni dell'Autorità, accentuandone il ruolo di regolatore del mercato elettrico in via di formazione. In tal senso, l'Autorità è stata chiamata a intervenire con strumenti di regolazione "preventiva", orientati a definire meccanismi e incentivi pro competitivi e a evidenziare comportamenti contrari allo sviluppo della concorrenza.

L'Autorità ha così definito un quadro di regolazione del settore elettrico che, nel corso dei sei anni, è stato distinto da alcune tappe fondamentali, coincidenti con l'inizio di altrettante fasi del processo di liberalizzazione dello stesso settore. Il primo stadio della regolazione, rappresentato sostanzialmente dalla delibera del 26 giugno 1997, n. 70 (riguardante la determinazione dei costi riconosciuti per l'approvvigionamento delle risorse per la generazione di energia elettrica), ha segnato l'avvio delle attività di razionalizzazione del quadro normativo del settore e di introduzione di meccanismi capaci di indurre un progressivo recupero di efficienza produttiva. La seconda fase, riconducibile in particolare alle delibere del 18 febbraio 1999, n. 13, e del 29 dicembre 1999, n. 204 e n. 205, ha determinato l'inizio della riforma del sistema tariffario, che ha portato a una maggiore aderenza delle tariffe ai costi di produzione ed erogazione dei servizi, incentivando le imprese al recupero di efficienza. La terza fase, sostanziata nell'entrata in vigore nel 2002 del Testo integrato (approvato con delibera del 10 ottobre 2001, n. 228), rappresenta in realtà il punto di partenza di un periodo di riforma delle regole del settore elettrico che

è oggi nel suo stadio cruciale, cioè quello di avvio dell'operatività del mercato dell'energia elettrica e di completamento del processo di liberalizzazione previsto dal decreto legislativo n. 79/99.

L'azione dell'Autorità si è sostanziata quindi in un'intensa attività di regolazione e di controllo.

L'attività di regolazione è stata condotta attraverso il costante coinvolgimento nel processo decisionale dei soggetti interessati, con l'obiettivo di coniugare l'imparzialità delle scelte tecniche e la maggiore condivisione possibile delle stesse da parte sia degli operatori del settore sia dei consumatori. L'Autorità ha provveduto inoltre ad assicurare la massima divulgazione delle sue decisioni, proposte e iniziative, tramite il suo sito Internet e l'organizzazione di seminari informativi in occasione dei momenti più importanti dell'evoluzione della regolazione del settore.

Nel processo di formazione delle decisioni dell'Autorità hanno inoltre assunto importanza crescente, in considerazione dell'obiettivo di creazione di un unico mercato interno dell'energia elettrica, il confronto e la collaborazione con gli altri regolatori e le istituzioni europee, anche attraverso il CEER (*Council of European Energy Regulators*) e il Forum di Firenze dei regolatori europei dell'elettricità.

L'attività di controllo dell'Autorità, nel settore elettrico, ha riguardato prevalentemente la verifica del rispetto della disciplina normativa da parte degli operatori, attraverso lo svolgimento di attività istruttoria, nonché di controlli tecnici e ispettivi.

**La prima fase della
regolazione del settore
elettrico (1996-1999):
primi interventi
di razionalizzazione
e riforma**

La fase iniziale dell'attività di regolazione del settore elettrico è stata caratterizzata da un primo insieme di interventi di natura strutturale, volti a introdurre i tasselli originari del futuro assetto del settore, e da un secondo insieme di misure a carattere contingente, finalizzate a sciogliere i nodi rimasti irrisolti nel precedente contesto di regolazione.

La tappa fondamentale di questa prima fase è stata, come già richiamato, l'adozione della delibera n. 70/97, che ha dato attuazione all'art. 3, comma 5, della legge n. 481/95 in materia di aggiornamento delle tariffe in relazione ai costi variabili di combustibile.

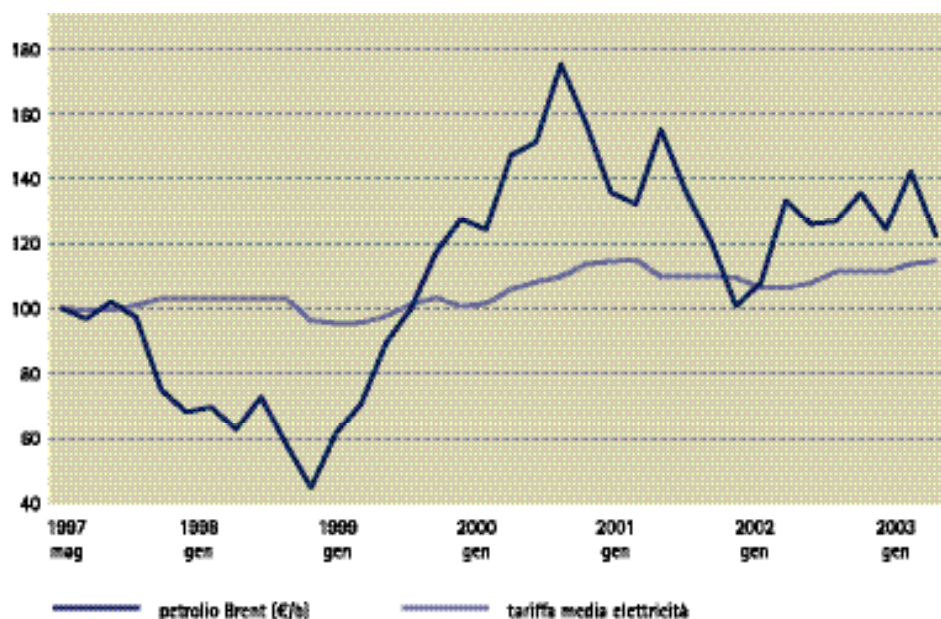
La delibera n. 70/97 da un lato ha razionalizzato la struttura della tariffa elettrica, individuandone chiaramente la parte legata alla variazione del prezzo del combustibile, e dall'altro ha introdotto un innovativo meccanismo di aggiornamento di tale parte, finalizzato a incentivare la gestione efficiente degli impianti di produzione. Il nuovo metodo di aggiornamento, infatti, abbandonando il principio del rimborso "a piè di lista" dei costi variabili di produzione,

si basa sul riconoscimento di un costo variabile di produzione standard, calcolato sulla base di un consumo specifico medio determinato dall'Autorità per gli impianti termoelettrici e dell'andamento di un paniere di combustibili fossili quotati sui mercati internazionali.

Questo meccanismo di aggiornamento ha favorito un progressivo aumento dell'efficienza del parco di produzione italiano, in attesa che la completa liberalizzazione del settore lasci al mercato tale compito; allo stesso tempo ha garantito una fluttuazione del prezzo dell'energia elettrica pagata dai clienti finali meno spiccata rispetto alla forte variabilità fatta registrare dal prezzo del petrolio nel periodo considerato (Fig. 4.1). Tale meccanismo di aggiornamento, corretto con gli aggiustamenti apportati con le delibere 25 febbraio 1999, n. 24, e 29 novembre 2002, n. 194, finalizzata ad accentuarne l'efficacia quale strumento di attenuazione degli effetti inflattivi della variazione del prezzo del petrolio, continua ancora oggi a essere utilizzato per aggiornare la tariffa pagata dai clienti vincolati a copertura dei costi variabili di produzione dell'energia elettrica.

FIG. 4.1 ANDAMENTO DELLA TARIFFA ELETTRICA A CONFRONTO CON IL PREZZO DEL PETROLIO 1997-2003

Numeri indice maggio 1997=100



La prima fase della regolazione del settore elettrico, poi, si è distinta per l'avvio di un ampio processo di consultazione in previsione della riforma complessiva del sistema tariffario e della definizione di regole non discriminatorie regolanti l'accesso e l'uso delle reti elettriche. Atto iniziale di tale processo è stato il Documento diffuso dall'Autorità nel giugno 1997, intitolato *Criteri per la definizione del nuovo ordinamento tariffario*. Con esso l'Autorità ha delineato criteri in materia di tariffe, quali la certezza e la trasparenza del sistema tariffario, la tutela degli interessi di utenti e consumatori attraverso la promozione della concorrenza e dell'efficienza, la flessibilità del sistema e il suo orientamento ai costi.

La seconda fase della regolazione del settore elettrico (1999-2001): il nuovo sistema tariffario e l'avvio della liberalizzazione

Tra la fine del 1999 e l'inizio del 2000, l'Autorità ha portato a termine la prima parte di riforma del sistema tariffario del settore elettrico e delle condizioni tecnico economiche per l'accesso alle reti elettriche. Gli interventi hanno riguardato la definizione delle regole necessarie ad avviare sistemi di acquisto e vendita di energia elettrica tra produttori, clienti grossisti e clienti finali idonei, e l'attuazione della riforma tariffaria in aderenza ai principi introdotti dalla legge n. 481/95.

Con la delibera n. 13/99 l'Autorità ha disciplinato le condizioni del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica, stabilendo le modalità tecniche ed economiche di accesso al servizio di trasporto per i clienti idonei. Tale disciplina si proponeva tra l'altro di assicurare condizioni non discriminatorie per l'accesso alle reti da parte degli utenti delle reti medesime, oltre che di incentivare gli esercenti delle reti a gestire e sviluppare le stesse in condizioni di efficienza ed economicità.

Con la delibera n. 204/99 l'Autorità ha precisato il nuovo regime tariffario per la fornitura dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato: la sua azione si è basata sul principio della rispondenza delle tariffe ai costi e alla qualità del servizio ricevuto.

Con la delibera n. 205/99 l'Autorità ha definito la regolazione dei prezzi di cessione dell'energia elettrica dai produttori ai distributori e ha stabilito il corrispettivo per il trasporto sulla rete di trasmissione nazionale e sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica acquistata dalle imprese distributrici per la fornitura dei clienti del mercato vincolato.

L'introduzione della nuova disciplina con le delibere nn. 13/99, 204/99 e 205/99 ha consentito di superare il precedente sistema tariffario scarsamente orientato ai costi, rigido e privo di meccanismi di incentivazione al recupero di efficienza (se si esclude la componente a copertura dei costi variabili di produzione già riformata con la delibera n. 70/97).

Si ricorda infatti che il regime tariffario in vigore prima della riforma operata

dall'Autorità aveva le sue origini nei provvedimenti di unificazione delle tariffe emanati dal Comitato interministeriale dei prezzi (CIP) nel 1953 e nel 1961, successivamente modificati, da ultimo con il provvedimento CIP 14 dicembre 1993, n. 15. Tale sistema prevedeva tariffe all'utenza finale fissate in via amministrativa ed era caratterizzato dalla presenza di un numero molto elevato di classi tariffarie (oltre 40 diverse tipologie di utenza). Il processo di liberalizzazione del settore elettrico ha determinato invece l'esigenza di una riforma strutturale del suo sistema tariffario, che mal si adeguava a una prospettiva di graduale apertura del mercato, non permettendo i margini di flessibilità e imprenditorialità necessari per la liberalizzazione dell'offerta del servizio.

Il sistema tariffario precedente era caratterizzato inoltre da prezzi che in molti casi non riflettevano adeguatamente i costi della fornitura del servizio alle diverse tipologie di utenza, come invece dovrebbe accadere. Inoltre, la determinazione delle tariffe avveniva con l'obiettivo di coprire i costi complessivi dei servizi forniti, tramite un criterio sostanzialmente di riconoscimento a piè di lista. La garanzia di copertura a posteriori dei costi sostenuti non forniva adeguati incentivi per l'impresa al contenimento degli stessi, in quanto il loro aumento riflesso nelle tariffe non dà luogo a una minore redditività dell'impresa e, simmetricamente, i benefici di una loro riduzione non si traducono in una più elevata redditività dell'impresa, ma sono trasferiti ai consumatori attraverso una riduzione delle tariffe.

La riforma tariffaria del 1999 ha introdotto invece un sistema ispirato alla aderenza delle tariffe ai costi che promuove l'efficienza degli esercenti il servizio elettrico. Tale sistema presenta diverse caratteristiche che ne evidenziano la natura innovativa: in primo luogo, l'applicazione del meccanismo del *price cap* (in applicazione dell'art. 2, comma 18, della legge n. 481/95) per l'aggiornamento annuale delle tariffe, che introduce un incentivo trasparente e predeterminato al recupero di efficienza da parte dei gestori del servizio; in secondo luogo, l'abbandono della logica di differenziazione del prezzo dell'energia elettrica in base alla destinazione d'uso, in favore di un orientamento della tariffa applicata al costo del servizio sottostante; in terzo luogo, l'abbandono di un sistema di applicazione delle tariffe rigido, sostituito da un altro più flessibile, fondato su opzioni tariffarie proposte dagli esercenti sulla base di vincoli fissati dall'Autorità e da questa verificate. Solo per i clienti domestici la riforma tariffaria del 1999 ha previsto una maggiore protezione rispetto alla generalità dell'utenza. A questo fine la delibera n. 204/99, coerentemente con il principio di copertura dei costi del servizio elettrico, ha fissato una tariffa che le imprese distributrici devono offrire obbligatoriamente ai clienti domestici, pur potendo proporre alternative ulteriori, soggette alla stessa disciplina stabilita per le opzioni tariffarie speciali destinate all'utenza non domestica.

L'intervento di riforma tariffaria ha richiesto una gradualità di applicazione tanto per i clienti non domestici quanto per quelli domestici. Per questi ultimi, in particolare, la riforma ha necessitato di tempi piuttosto lunghi, data anche l'esigenza di coordinamento, ai fini della determinazione di tariffe agevolate, con la definizione da parte del Governo degli obiettivi in materia di accesso a condizioni facilitate di erogazione dei servizi di pubblica utilità per i cittadini in situazione di disagio economico. Al riguardo, nel mese di febbraio 2003, l'Autorità ha pubblicato un Documento per la consultazione contenente le proposte per la definizione di un regime di tutela dei clienti domestici del mercato vincolato in condizioni di svantaggio sociale.

Nel periodo compreso tra il 1999 e il 2001 l'Autorità ha inoltre adottato altri importanti provvedimenti necessari al compiersi del processo di liberalizzazione avviato con il decreto legislativo n. 79/99, tra cui:

- la predisposizione di direttive per le separazioni contabile e amministrativa per i soggetti che operano nel settore dell'energia elettrica (delibera dell'11 maggio 1999, n. 61, successivamente modificata e integrata con la delibera 5 dicembre 2001, n. 310);
- disposizioni riguardanti la definizione delle modalità e delle condizioni delle importazioni di energia elettrica in presenza di capacità di trasporto disponibili insufficienti;
- la predisposizione di Direttive al Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. (Grtn) per l'adozione delle regole tecniche di connessione alla rete di trasmissione nazionale (delibera del 9 marzo 2000, n. 52);
- la predisposizione di Direttive al Grtn per l'adozione di regole tecniche per la misura dell'energia elettrica (delibera del 3 agosto 2000, n. 138);
- la definizione delle condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento da parte del Grtn (delibera del 30 aprile 2001, n. 95).

**La terza fase della
regolazione del settore
elettrico (2002-2003):
le regole per il
completamento della
liberalizzazione**

Nell'autunno 2001 l'Autorità ha adottato il Testo integrato recante disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasporto, di misura e di vendita dell'energia elettrica (delibera n. 228/01). Con esso si è realizzata l'armonizzazione delle norme in ambito tariffario emanate dalla medesima Autorità, in particolare con riferimento alla determinazione e alla regolazione dei corrispettivi per il servizio di trasporto per i clienti finali, per le imprese distributrici e per i produttori, per il servizio di acquisto e vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, nonché con riferimento alla regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica.

Con il Testo integrato viene abrogata la disciplina del vettoriamento, sostitui-

ta da una del trasporto dell'energia elettrica unica per i clienti del mercato libero e per quelli del mercato vincolato, compatibile con l'avvio della borsa elettrica prevista dal decreto legislativo n. 79/99.

Il Testo integrato ha inoltre posto le basi per un'ulteriore evoluzione nella liberalizzazione della filiera elettrica identificando, coerentemente con quanto contemplato dalle concessioni di distribuzione rilasciate, il servizio di misura come separato dalla distribuzione e, quindi, passibile di ristrutturazione e impostazione anche su basi concorrenziali.

Con l'entrata in vigore del Testo integrato, a decorrere dall'1 gennaio 2002, si è concluso il processo di riforma da parte dell'Autorità delle tariffe e delle condizioni tecnico economiche per l'accesso e l'uso delle reti elettriche di trasmissione e di distribuzione.

La terza fase dell'attività di regolazione, dunque, si propone come la premessa a un nuovo e, se possibile ancor più delicato stadio, cioè quello della piena liberalizzazione e dell'avvio del sistema delle offerte previsti dal decreto legislativo n. 79/99. Per esso l'Autorità è chiamata sia a promuovere la concorrenza e l'efficienza, anche tramite interventi miranti a prevenire l'esercizio del potere di mercato, sia a favorire la massima trasparenza nel mercato elettrico. Viene in questo modo a realizzarsi il nuovo ruolo dell'Autorità quale regolatore del mercato in via di formazione.

Bilancio dell'attività di regolazione e sue prospettive

I sei anni trascorsi dall'istituzione dell'Autorità si delineano come un periodo di grande fermento e innovazione, certamente il più dinamico dalla nazionalizzazione del 1962 del settore elettrico in Italia. In tale contesto essa ha dovuto confrontarsi con la necessità di superare le inevitabili resistenze al cambiamento e con l'assoluta novità degli obiettivi da perseguire, dunque con l'esigenza di affinare progressivamente gli strumenti e le strategie di regolazione, anche in relazione all'evolvere del mandato legislativo.

L'Autorità si è confrontata con un delicato esercizio di bilanciamento tra le esigenze di innovazione e riforma e quelle di stabilità e certezza, al fine di attrarre un sufficiente livello di investimenti e favorire così lo sviluppo della concorrenza; oltre che di tutelare i clienti finali contenendo il livello dei prezzi e assicurando la qualità del servizio. Tali preoccupazioni si sono tramutate in scelte di riforma graduale (come nel caso del sistema tariffario), tali da consentire a clienti e operatori i necessari tempi di apprendimento e adattamento al nuovo sistema.

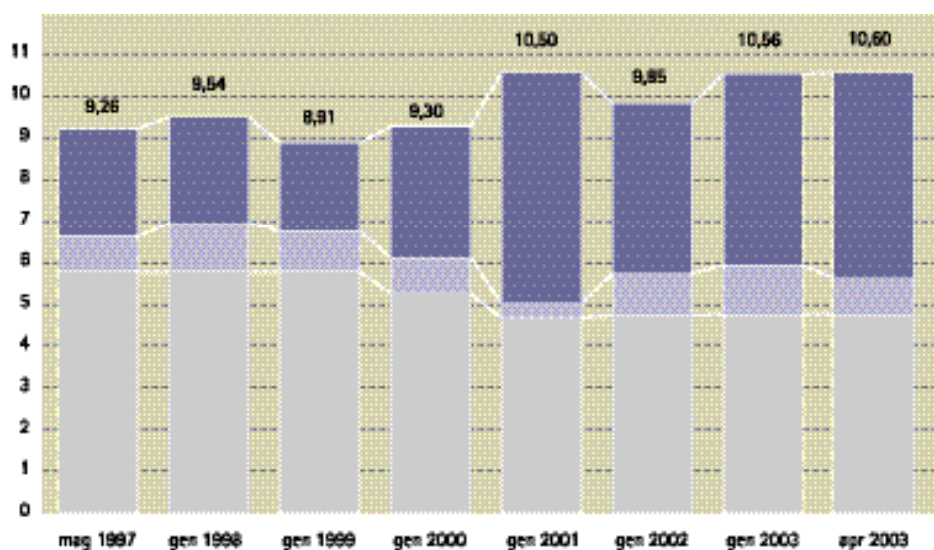
I risultati dell'attività di regolazione possono essere valutati con riferimento a diversi elementi: uno di questi è sicuramente l'analisi dell'andamento dei prezzi finali. A riguardo, il settore elettrico richiede alcune cautele, in particolare

in relazione alla necessità di individuare e differenziare gli ambiti in cui la possibilità di intervento del regolatore è più diretta (come nel caso del prezzo regolamentato di servizi eserciti in regime di monopolio), da quelli in cui i fattori esogeni assumono carattere prevalente e rispetto ai quali il regolatore, in attesa della piena liberalizzazione del settore, può porsi quasi esclusivamente obiettivi di trasferimento efficiente del segnale di prezzo sui consumatori (è questo il caso della componente di prezzo a copertura dei costi variabili di produzione per i clienti vincolati).

L'evoluzione dei dati, in tal senso, sembra indicare un impatto generalmente positivo dell'attività di regolazione, più evidente nel contenimento dei prezzi relativi ai servizi di trasporto (più direttamente esposti all'azione del regolatore), ma importante anche per la componente tariffaria connessa al costo di combustibile, soprattutto in termini di limitazione della variabilità a cui sono stati esposti i clienti finali.

FIG. 4.2 COMPOSIZIONE DELLA TARIFFA ELETTRICA 1997-2003(A)

Centesimi di euro per kWh



(A) Sino al 2001 il valore medio della componente a copertura dei costi fissi di generazione, trasporto e distribuzione è calcolato sull'insieme dei clienti liberi e vincolati, mentre dal 2002 è calcolato sui soli clienti vincolati.

- COMPONENTE A COPERTURA DEI COSTI RELATIVI AL SERVIZIO DI TRASPORTO E DEI COSTI FISSI DI GENERAZIONE
- COMPONENTE A COPERTURA DEI COSTI SOSTENUTI NELL'INTERESSE GENERALE
- COMPONENTE A COPERTURA DEL COSTO DEL COMBUSTIBILE

Tali considerazioni devono, comunque, diventare un punto di partenza anziché di arrivo per la nuova fase di regolazione, caratterizzata da alcune priorità chiare, che attende l'Autorità. In primo luogo è necessaria la definizione di un quadro di regolazione che favorisca il completamento del processo di liberalizzazione avviato dal decreto legislativo n. 79/99, con l'entrata in operatività di mercati organizzati per le contrattazioni *spot* dell'energia elettrica e per quelle a termine, e con una maggiore apertura del mercato dal lato della domanda. Ciò implica sia la prevenzione dei comportamenti anticompetitivi da parte degli operatori, sia la definizione di norme per il nuovo periodo di regolazione tariffaria (che avrà inizio nel 2004), tali da rimuovere ogni possibile ostacolo residuo alla liberalizzazione, quale l'insufficiente disponibilità di informazioni o il controllo delle stesse da parte di soggetti interessati a rallentare il processo. A tali interventi dovrà poi aggiungersi una crescente attenzione alle nuove problematiche che il settore elettrico andrà ad affrontare con il consolidarsi dei meccanismi di mercato, tra cui la garanzia della sicurezza della fornitura a prezzi ragionevoli.

L'EVOLUZIONE DEL MERCATO NEL 2002

Il bilancio degli operatori riportato nella tavola 4.1 sintetizza la presenza, nel 2002, delle diverse categorie di operatori nelle varie fasi del ciclo, evidenziando gli scambi di energia tra queste. Esso non è direttamente confrontabile con quello relativo al 2001. Se la struttura per fasi è rimasta essenzialmente invariata, il contesto in cui operano le imprese elettriche, e in una certa misura loro stesse, sono cambiati e necessitano di una nuova chiave di lettura. Il bilancio evidenzia 9 categorie di operatori in relazione alle loro capacità di generazione e alle loro caratteristiche di intermediazione dell'energia.

Per quanto riguarda i produttori, il bilancio rileva in disparte Enel S.p.A., in quanto operatore di riferimento con quasi il 54 per cento della generazione elettrica netta (comprensiva di pompaggi e perdite) e il 66 per cento delle vendite finali nel 2002; questo gruppo include oltre a Enel Produzione S.p.A., anche Enel Green Power S.p.A., Eurogen S.p.A. (fino al mese di maggio) e Interpower S.p.A., nonché i *trader* Enel Trade S.p.A. ed Enel Energia S.p.A. I principali concorrenti uniscono Edison S.p.A. con le aziende elettriche cedute da Enel; nel 2002 include Endesa S.p.A., Edipower S.p.A. (a partire dal mese di maggio) e le relative società di *trading*. Nel 2002 questo gruppo contribuiva per il 24 per cento alla generazione, ma solo per il 5 per cento alle vendite dirette a clienti finali. Gli altri produttori maggiori aggregano le rimanenti aziende con incidenza sulla generazione totale compresa tra lo 0,5 e il 2 per cento; si tratta

XIV LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

TAV. 4.1 BILANCIO DELL'ENERGIA ELETTRICA NEL 2002(A)

tWh

	GRUPPO ENEL	PRINCIPALI GRUPPI CONCORRENTI	ALTRI PRODUTTORI MAGGIORI	PRODUTTORI MINORI	AUTO PRODUTTORI	GROSSISTI INDIPENDENTI	GROSSISTI ESTERI	CONSORZI GROSSISTI	CLIENTI FINALI	TOTALE
Produzione nazionale netta	145,0	65,0	16,7	22,6	21,0	0,0	0,0	0,0	0,0	270,3
Di cui: CIP6	4,0	22,1	2,1	20,2	5,8	0,0	0,0	0,0	0,0	54,1
Energia destinata ai pompaggi	10,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,6
Saldo estero	23,0	2,1	1,5	0,1	0,0	5,7	6,6	4,7	7,0	50,6
Contratti Enel	22,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,5
Assegnato dal Grtn	0,0	1,3	1,2	0,0	0,0	4,8	1,7	1,8	6,0	16,9
Assegnato dai Gestori esteri	0,5	0,8	0,2	0,1	0,0	0,8	4,8	2,9	1,0	11,2
Trasferimenti netti	48,3	-51,0	-1,1	-18,3	-2,8	5,2	1,9	7,1	10,6	0,0
Di cui: CIP6	29,1	5,3	2,2	0,2	0,0	3,7	1,8	1,4	10,6	54,1
Perdite	13,2	1,0	1,1	0,3	1,2	0,7	0,5	0,8	1,1	19,9
Totale risorse	192,7	15,1	16,0	4,1	17,1	10,2	7,9	11,0	16,4	290,5
Mercato vincolato	162,9	0,0	10,4	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	175,2
Mercato libero	29,8	15,1	5,6	2,1	17,1	10,2	7,9	11,0	16,4	115,3
DI CUI:										
<i>Vendite dirette e autoconsumi</i>	<i>20,1</i>	<i>5,2</i>	<i>3,7</i>	<i>0,8</i>	<i>17,1</i>	<i>4,7</i>	<i>7,5</i>	<i>4,9</i>	<i>16,4</i>	<i>80,4</i>
<i>Vendite tramite consorzi</i>	<i>9,7</i>	<i>9,9</i>	<i>1,9</i>	<i>1,3</i>	<i>0,0</i>	<i>5,5</i>	<i>0,5</i>	<i>6,1</i>	<i>0,0</i>	<i>34,9</i>
Vendite e consumi finali	192,7	15,1	16,0	4,1	17,1	10,2	7,9	11,0	16,4	290,5

(A) Le somme dei dati parziali possono non corrispondere ai totali a causa degli arrotondamenti.

Fonte: Dichiarazioni degli operatori ed elaborazioni su dati del Grtn.

di Eni Power S.p.A. e delle maggiori aziende municipali (Aem Milano S.p.A., CVA Idroenergia S.p.A., Asm Brescia S.p.A., Aem Torino S.p.A. e Acea Roma S.p.A.) con le loro società di commercializzazione. I produttori minori raccolgono la realtà ancora molto frammentata delle rimanenti aziende degli enti locali. Gli autoproduttori corrispondono agli oltre 1000 impianti che producono prevalentemente per usi propri. Maggiori approfondimenti sulla generazione elettrica nel 2002 sono riportati più avanti nel capitolo.

Per quanto riguarda i grossisti, il bilancio introduce una distinzione in funzione della logica del mercato a monte e a valle: quelli esteri sono associati ad aziende elettriche con sede estera; i consorzi grossisti agiscono prioritariamente per conto dei loro consorzi di acquisto; quasi tutti i consorzi di mag-

TAV. 4.2 **STRUTTURA DELLE VENDITE DEI PRINCIPALI GROSSISTI SUL MERCATO LIBERO DELL'ENERGIA ELETTRICA**

TWh; anno 2002

GROSSISTA	VENDITE A CLIENTI FINALI	VENDITE AD ALTRI GROSSISTI	TOTALE
Enel Energia (ex ENEL Trade)	30,0	0,3	30,4
Edison Energia	14,6	0,2	14,8
EGL Italia	5,7	1,8	7,5
Energia	5,2	0,0	5,2
Dalmine Energie	2,7	0,1	2,8
EniPower Trading	2,5	0,2	2,7
NET	0,4	2,1	2,5
ASM Energia	0,7	1,3	2,0
Alpenergie Italia	1,2	0,6	1,8
Assoenergia	1,8	0,0	1,8
Energetic Source	0,5	1,3	1,8
AEM Energia	1,3	0,3	1,6
EDF Energia Italia (ex EDF Italia)	0,6	1,0	1,6
T.P.E. Trading per l'Energia	0,0	1,6	1,6
ElectrONE	0,5	1,0	1,5
Electra Italia	0,9	0,6	1,5
TecnoEnergia	0,7	0,7	1,3
Centomilacandele	1,2	0,1	1,3
Totale (grossisti con vendite > 1,0 TWh)	70,5	13,1	83,6
Altri (54 grossisti)	11,6	10,3	21,8
TOTALE	82,1	23,4	105,4

Fonte: Dichiarazioni dei grossisti ai sensi della delibera n. 91/99.

giori dimensioni hanno istituito una società grossista o sono in procinto di farlo. Infine, la categoria dei grossisti indipendenti raccoglie tutti quelli rimanenti che non hanno significativi legami di proprietà o di associazione con produttori o con altri operatori del settore elettrico. L'elenco dei principali grossisti che coprono circa l'80 per cento delle vendite di energia è riportato nella tavola 4.2, in ordine decrescente per quanto riguarda le vendite totali. I dati riportati indicano una forte concentrazione delle vendite in 4 grossisti con oltre il 55 per cento del mercato. Inoltre, sono evidenti l'incidenza crescente delle vendite ad altri grossisti e la diminuzione delle vendite complessive; per i primi 18 grossisti (con vendite maggiori di 1 TWh) le vendite ai clienti finali costituiscono l'84 per cento di quelle totali (oltre 98 per cento

per Enel Energia ed Edison Energia); per i restanti 54 grossisti (con vendite inferiori a 1 TWh) tale valore cala a 53 per cento.

Per ultimo viene esplicitato anche un comparto dei clienti finali che include le imprese in genere grandi consumatrici di energia elettrica, operanti direttamente sul mercato per l'assegnazione di capacità di importazione e/o di bande CIP6. Come viene evidenziato nelle ultime righe del bilancio, produttori e/o grossisti si assicurano la maggior parte dei consumi finali.

Un approfondimento particolare meritano i trasferimenti tra i vari operatori, composti dalla somma di sei principali voci con il segno positivo per energia ricevuta e negativo per energia ceduta: i trasferimenti di bande di potenza CIP6 al Grtn, evidenziate nella seconda riga del bilancio; le assegnazioni di energia da parte del Grtn al mercato libero nelle aste CIP6; l'attribuzione delle rimanenze di bande CIP6 al mercato vincolato; gli scambi di energia sul mercato libero tra grossisti con vendite di energia in eccesso e acquisto di energia in difetto; infine, le vendite ai distributori per la fornitura sul mercato vincolato. Contribuiscono al trasferimento netto molto positivo del gruppo Enel sia le assegnazioni CIP6 per il mercato libero e vincolato, sia l'acquisto dai principali gruppi concorrenti di energia (circa la metà di quella prodotta) per la rivendita sul mercato vincolato. Il valore fortemente negativo dei trasferimenti di questi ultimi è dovuto all'elevata cessione di energia CIP6 al Grtn, a fronte di assegnazioni molto più limitate e scambi trascurabili. Questo notevole trasferimento spiega anche il valore estremamente negativo delle cessioni dei produttori minori. Le assegnazioni di energia CIP6 chiariscono la maggior parte dei trasferimenti ai grossisti indipendenti ed esteri, mentre per i consorzi grossisti la maggioranza delle cessioni deriva dai loro interscambi. Infine, i trasferimenti fortemente positivi della categoria dei clienti finali sono essenzialmente le assegnazioni CIP6 con contratti interrompibili.

Sommando la produzione nazionale al saldo estero e ai trasferimenti netti, e sottraendo l'energia destinata ai pompaggi e le perdite, si ottengono le risorse totali disponibili per la vendita sul mercato finale. Le vendite sul mercato libero (escludendo gli autoconsumi degli autoproduttori) sono aumentate del 30 per cento rispetto al 2001. Le vendite dirette ai clienti finali rappresentano poco meno del 65 per cento di quelle complessive sul mercato libero; di queste, il 26 per cento è costituito dagli approvvigionamenti autonomi dei clienti finali mediante assegnazioni di bande di importazione e di energia CIP6. Il principale fornitore sul mercato delle vendite dirette è il gruppo Enel con il 32 per cento del mercato (esclusi gli autoproduttori), seguito a distanza dai grossisti esteri. I clienti finali componenti di consorzi vengono riforniti in prevalenza dal gruppo Enel e dai principali gruppi concorrenti (56 per cento); i consorzi grossisti coprono appena il 17 per cento delle vendite finali totali ai consorzi.