

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.

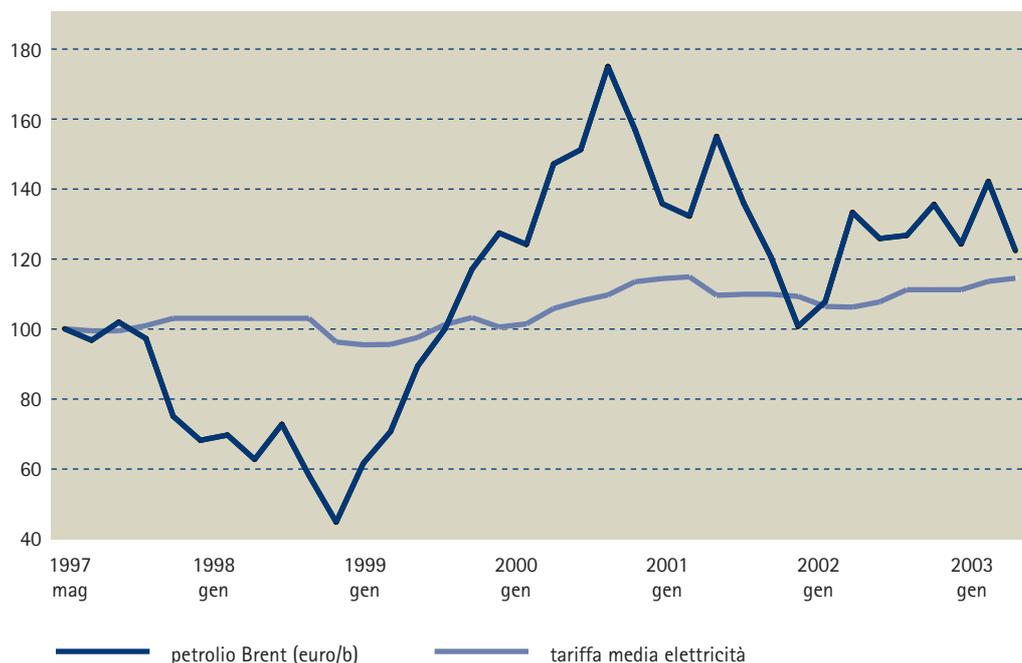
La delibera n. 70/97 da un lato ha razionalizzato la struttura della tariffa elettrica, individuandone chiaramente la parte legata alla variazione del prezzo del combustibile, e dall'altro ha introdotto un innovativo meccanismo di aggiornamento di tale parte, finalizzato a incentivare la gestione efficiente 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 pagato 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, sostitu-

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.

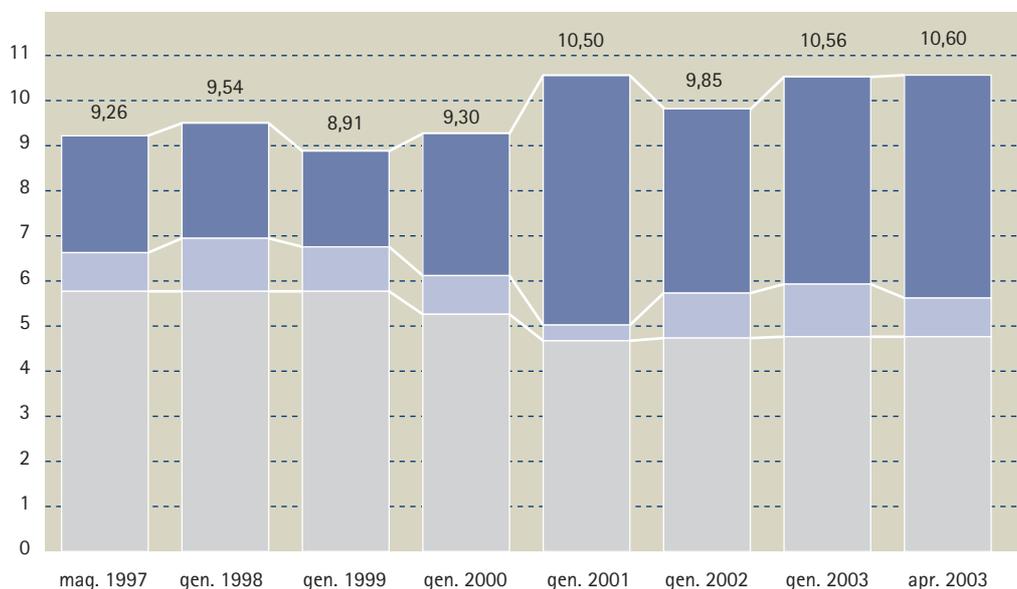
I risultati dell'attività di regolazione possono essere valutati con riferimento a diversi elementi: uno di questi è sicuramente l'analisi dell'andamento dei prezzi finali. A riguardo, il settore elettrico richiede alcune cautele, in particolare

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)**

c€/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

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 1.000 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 Energy	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.

GENERAZIONE E IMPORTAZIONE

Struttura del mercato della produzione nazionale

La struttura della produzione nazionale di energia elettrica è caratterizzata da due aspetti fondamentali: in primo luogo, nonostante il compimento, nel periodo 2001-2003, delle dismissioni della capacità produttiva dell'Enel, prevista dall'art. 8 del decreto legislativo n. 79/99, si riscontra tuttora la presenza di un operatore dominante la cui quota di generazione rimane attorno al 50 per cento della produzione destinata al consumo; in secondo luogo si rileva che una quota importante della produzione nazionale, oltre il 20 per cento, proviene da impianti sotto incentivazione, quasi tutti CIP6, la cui energia è ritirata dal Grtn, ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99.

Tale struttura dovrebbe comunque subire una evoluzione nei prossimi anni, a seguito sia dei piani di conversione a ciclo combinato degli impianti delle società di produzione cedute dall'Enel (già previsti dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 4 agosto 1999), sia delle previste realizzazioni di nuove centrali di produzione sul territorio italiano, da parte di operatori nazionali ed esteri.

Per quanto riguarda il 2002, la produzione nazionale ha risposto solo in parte all'incremento del fabbisogno elettrico, che è stato soddisfatto con un ulteriore aumento delle importazioni.

A fronte della crescita della domanda di energia elettrica dell'1,8 per cento rispetto al 2001, con una richiesta sulla rete nazionale stimata a 310 400 GWh, la produzione nazionale di energia elettrica nel 2002 è aumentata dell'1,6 per cento, mentre le importazioni hanno fatto registrare un incremento del 4,6 per cento.

Nel dettaglio della generazione nazionale la produzione da impianti termoelettrici è salita del 4,8 per cento; il contributo dei derivati petroliferi è cresciuto dell'8 per cento rispetto al 2001, assestandosi a 18,3 Mtep; il gas naturale è incrementato del 2,5 per cento per un totale di 18,5 Mtep; in forte crescita anche i combustibili solidi, con un aumento percentuale dell'8,4 per cento e un contributo alla generazione elettrica pari a 9,2 Mtep. Sul fronte delle energie rinnovabili la generazione geotermica ha conseguito una generazione superiore del 3,4 per cento rispetto allo scorso anno, mentre sia la produzione idroelettrica sia la generazione eolica hanno registrato una contrazione rispettivamente del 10,9 per cento e del 5,3 per cento.

Il 2002 ha visto un ulteriore avvicinamento della punta di domanda estiva a quella invernale. La prima si è infatti assestata a 50 974 MW, in aumento del 4,8 per cento rispetto all'anno precedente, la seconda a 52 590 MW con un incremento contenuto all'1,2 per cento rispetto al 2001. Il fabbisogno nelle ore

TAV. 4.3 PRODUZIONE LORDA DI ENERGIA IN ITALIA PER FONTE 1997-2002

GWh

	1997	1998	1999	2000	2001	2002 ^(A)
Solidi	20 518	23 311	23 812	26 272	31 730	35 800
Gas naturale	60 649	70 213	86 217	97 607	95 906	98 800
Prodotti petroliferi	113 282	107 237	91 286	85 878	75 009	76 100
Altri combustibili	5 600	5 900	5 900	8 800	14 200	15 900
Totale termoelettrico (1)	200 049	206 661	207 215	218 557	216 845	226 600
Pompaggi (2)	4 965	6 232	6 451	6 688	7 064	7 563
Idroelettrico	41 599	41 213	45 358	44 204	46 810	40 500
Eolico	118	232	402	563	1 178	1 109
Fotovoltaico	6	6	6	6	5	6
Geotermico	3 905	4 214	4 403	4 705	4 506	4 700
Biomassa e rifiuti	820	1 228	1 822	1 906	2 587	3 185
Totale rinnovabili (3)	46 448	46 893	51 991	51 384	55 086	49 500
TOTALE (1+2+3)	251 462	259 786	265 657	276 629	278 995	283 663

(A) Valori stimati.

Fonte: Grtn.

di punta è stato coperto per il 12 per cento con il ricorso alle importazioni, con il 62 per cento con l'offerta di impianti termoelettrici, con il 25 per cento con impianti idroelettrici e per il rimanente 1 per cento da impianti geotermici. Anche quest'anno gli aumenti della domanda sono stati più consistenti nel Centro (3 per cento) e nel Sud (2,8 per cento) mentre si sono verificati aumenti più contenuti nelle regioni settentrionali.

Dismissione Interpower

Con la cessione di Interpower si è completato, nel gennaio 2003, il processo di dismissione della capacità produttiva dell'Enel, per un totale di 15 000 MW. I suoi effetti sulla concorrenza nel settore potranno tuttavia manifestarsi solo con il completamento dei lavori di conversione a ciclo combinato degli impianti ceduti dall'Enel.

L'ultima Gen.Co., comprendente 2 548 MW di impianti termoelettrici e 63 MW di impianti idroelettrici, è stata acquisita dalla società VOLT S.p.A., partecipata pariteticamente da Acea Electrabel S.p.A. ed Energia Italia S.p.A. Il prezzo di acquisto è ammontato a 551 milioni di euro, al quale deve essere aggiunto il

debito per 323 milioni di euro per arrivare al valore complessivo della cessione pari a 874 milioni di euro.

TAV. 4.4 I TEMPI DELLA DISMISSIONE, PREZZI E SOCIETÀ ACQUIRENTI DELLE GEN. CO.

NOME GEN.CO.	CLOSING DATE	SOCIETÀ ACQUIRENTE	PREZZO (M€) COMPRENSIVO DEL DEBITO	POTENZA EFFICIENTE NETTA (MW)	NUOVO NOME SOCIETÀ
Elettrogen	Luglio 2001	Endesa 51%, Banco Santander Central Hispanico 34%, Asm Brescia 15%	2 630	5 438 di cui: - 4 424 termo - 1 014 idro	Endesa Italia
Eurogen	Maggio 2002	Edison 40%, Aem Milano 13,4%, Aem Torino 13,3%, Atel 13,3%, Unicredito Italiano 10%, Interbanca 5%, Royal Bank of Scotland 5%	3 700	7 008 di cui: - 6 242 termo - 766 idro	Edipower
Interpower	Gennaio 2003	Acea Electrabel 50%, Energia Italia 50%	874	2 611 di cui: - 2 548 termo - 63 idro	Tirreno Power

Energia Italia al momento dell'acquisizione di Interpower risultava partecipata per il 62 per cento da Energia S.p.A., una società a sua volta controllata al 74 per cento da Cir e partecipata al 26 per cento da Verbund, per l'11 per cento da Hera, per l'11 per cento dall'Amga S.p.A. di Genova, per l'8 per cento dalla Monte Paschi e per il rimanente 8 per cento da Bnl. La *holding* Acea Electrabel è il risultato della *joint venture*, siglata nel dicembre 2002, tra Acea S.p.A. e la società belga Electrabel.

La società acquirente ha di seguito modificato il nome di Interpower in Tirreno Power, con riferimento alla localizzazione sul Mare Tirreno dei quattro impianti che la compongono: Napoli Levante, Civitavecchia Sud, Genova e Vado Ligure. Il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 4 agosto 1999, *Approvazione del piano per le cessioni degli impianti Enel S.p.A.*, individuava gli impianti che Enel avrebbe ceduto entro il 2003. In base a quest'articolo, infatti, proprio a decorrere dall'1 gennaio nessun soggetto avrebbe potuto produrre o importare più del 50 per cento dell'energia elettrica in Italia. Lo stesso decreto, contestualmente al riconoscimento degli impianti attribuiti alle Gen.Co., riportava l'elenco degli impianti convertibili a ciclo combinato insieme a un'ipotesi di programma di trasformazione e allo stato delle procedure autorizzative necessarie alla partenza dei lavori.

Tali programmi risultano in alcuni casi modificati sia nei tempi sia nel tipo di conversione proposto nei piani industriali delle società acquirenti.

TAV. 4.5 STATO DEI PROGRAMMI DI RICONVERSIONE DEGLI IMPIANTI APPARTENENTI ALLE GEN.CO.

SOCIETÀ E IMPIANTI	POTENZA IN MW AL 1999	CONVERSIONI A CCGT NEL DPCM	STATO DI AVANZAMENTO PROCEDURA AMMINISTRATIVA O LAVORI	COMBUSTIBILE		COMPLETAMENTO LAVORI
				PRIMA	DOPO	
Eurogen/Edipower						
S. Filippo Mela	1194 quattro gruppi	–	Lavori di ambientalizzazione	Olio combustibile	Olio combustibile	
Brindisi Nord	1181 quattro gruppi	1200 MW	Modifica per riavvio esercizio			
Chivasso	376 due gruppi	800 MW tre gruppi	Autorizzazione rilasciata nel marzo 2001	Carbone, olio combustibile	Gas	Giugno 2004
Piacenza	624 due gruppi	660 MW	Emissione bandi di gara per realizzazione progetto	Olio combustibile	Gas	
Sermide	1210 quattro gruppi	1200 MW		Olio combusti- bile e gas	Gas	Giugno 2004 per due gruppi
Turbigo	1657 quattro gruppi	–				
Elettrogen/Endesa						
Monfalcone	921 quattro gruppi	800 MW	Richiesta di autorizzazione ottobre 2002 per impiego di carbone su quattro gruppi (anziché conversione a CCGT)	Carbone, olio combustibile	Carbone	
Ostiglia	1251 quattro gruppi	1200 MW	Autorizzazione concessa agosto 2000	Olio combustibile	Gas	Tre gruppi entro fine 2003; per il quarto gruppo è stato richiesto il rinvio dei lavori per garantire la sicurezza
Fiume Santo	–		Siglato accordo con autorità locali per l'impiego del carbone nei quattro gruppi	Carbone e <i>orimulsion</i>	Carbone	Dal luglio 2003 è previsto l'impiego di carbone in tutti i quattro gruppi
Tavazzano	1200 quattro gruppi	1200 MW	Autorizzazione concessa nel 2002 e successiva modifica	Olio combustibile	Gas	Tre gruppi entro il 2005 in sostituzione di due gruppi
Trapani				Gasolio e gas		
Interpower						
Napoli Levante	411 tre gruppi	400 MW	Non ancora richiesta autoriz- zazione; VIA necessaria	Olio combustibile	Gas	
Torrevaldaliga Sud	937 quattro gruppi	1200 MW	Esonero VIA, autorizzazione del 2001, lavori già iniziati	Olio combusti- bile e gas	Gas	
Vado Ligure	1200 quattro gruppi	800 MW	Autorizzazione concessa nel 2002	Olio combustibile e carbone	Gas e carbone	<i>Repowering</i> di due gruppi a gas; due gruppi a carbone funzionano alternativamente

Fonte: Stime dell'Autorità da articoli di stampa.

La tavola 4.5 riporta lo stato delle conversioni come approvato nel decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 4 agosto 1999, lo stato di avanzamento delle procedure autorizzative e dei lavori di conversione, nonché le eventuali modifiche rispetto al piano originario.

Autorizzazioni

Il processo di autorizzazione per la realizzazione di nuove centrali da parte del Ministero delle attività produttive è un tassello fondamentale per il progredire dell'apertura del mercato a nuovi operatori. La normativa per il rilascio delle autorizzazioni è stata modificata nel 2002, nel tentativo di accelerare il processo, anche se, spesso, nella pratica, i progetti riscontrano ritardi nelle concessioni a livello locale. Il ministero, con le modalità previste dalla nuova procedura introdotta dal decreto 9 aprile 2002, n. 55 (il cosiddetto "decreto sblocca centrali" successivamente integrato dalla legge 17 aprile 2003, n. 83), e a conclusione dei procedimenti avviati prima di esso, ha rilasciato sinora numerose nuove autorizzazioni.

I progetti autorizzati riguardano a volte modifiche d'impianto, ma nella maggior parte dei casi la costruzione a nuovo di centrali elettriche, in particolare con la tecnologia a ciclo combinato.

A maggio 2003 il Ministero delle attività produttive aveva rilasciato autorizza-

TAV. 4.6 **AUTORIZZAZIONI RILASCIATE DAL MINISTERO DELLE ATTIVITÀ PRODUTTIVE AL MAGGIO 2003**

REGIONE	NUMERO CENTRALI	MWe	MWt
Lombardia	3 nuove centrali; una trasformazione a ciclo combinato	1 690	3 005
Piemonte	1 nuova centrale	250	470
Friuli V.G.	1 nuova centrale	800	1 500
Liguria	1 trasformazione a ciclo combinato		
Emilia Romagna	2 nuove centrali	1 585	2 770
Toscana	1 modifica per adeguamento ambientale		
Puglia	3 nuove centrali; una modifica per riavvio esercizio	1 920	3 550
Molise	1 nuova centrale	750	1 300
Campania	1 nuova centrale	780	1 340
Calabria	2 nuove centrali	1 600	2 760
Totale Italia	14 nuove centrali, 2 trasformazioni a ciclo combinato, 1 modifica per riavvio esercizio, 1 modifica per adeguamento ambientale	9 375	16 740

Fonte: Ministero delle attività produttive.

zioni per 18 centrali termoelettriche, di cui 14, pari a 9 375 MWe, prevedono la costruzione di nuovi impianti a ciclo combinato e 4 la modifica per conversione, ambientalizzazione o riavvio esercizio di impianti esistenti (Tav. 4.6).

Nel Nord Italia le autorizzazioni sono riferite a 7 nuove centrali, pari a una potenza di 4 325 MWe, e 2 trasformazioni a ciclo combinato; nel Centro Italia le autorizzazioni riguardano una modifica per adeguamento ambientale; nel Sud Italia le autorizzazioni sono per 8 centrali nuove per 5 050 MWe e una modifica per riavvio esercizio.

Vi sono, inoltre, richieste pendenti presso il Ministero delle attività produttive per il rilascio di autorizzazioni per ulteriori 39 013 MWe (Tav. 4.7).

Il completamento delle riconversioni delle centrali delle Gen.Co. (Tav. 4.5) e la messa in funzione delle centrali autorizzate (Tav. 4.6) e in fase di autorizzazione (Tav. 4.7) dovrebbero permettere, nei prossimi anni, una maggiore concorrenza sul lato dell'offerta.

TAV. 4.7 RICHIESTE DI AUTORIZZAZIONE DI NUOVE CENTRALI AL MAGGIO 2003

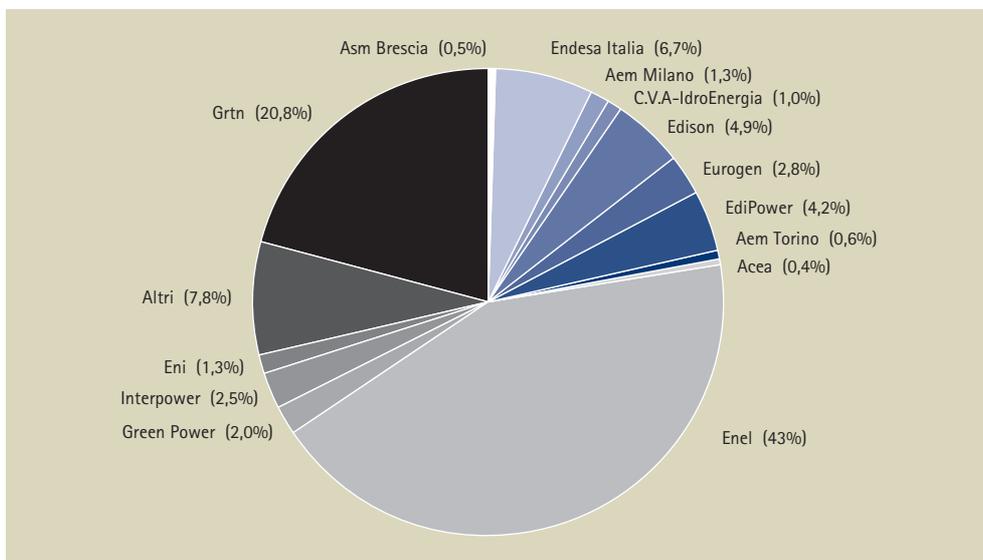
Richieste depositate presso il Ministero delle attività produttive

REGIONE	NUMERO CENTRALI	MWe	MWt
Piemonte	9	5 872	10 267
Lombardia	10 nuove centrali, una riqualificazione, un ampliamento	5 542	10 075
Veneto	5	2 715	4 810
Friuli V.G.	1 nuova centrale e una modifica	400	750
Liguria	3	2 150	4 120
Emilia Romagna	4 nuove centrali, un ampliamento, una trasformazione	2 345	4 210
Toscana	2	650	1 240
Abruzzo	2	1 178	2 150
Molise	2	1 150	2 034
Umbria	1	800	1 400
Lazio	9 centrali e 2 modifiche	5 596	10 035
Campania	5	3 081	5 501
Puglia	4 nuove centrali, una modifica	2 422	4 275
Calabria	6	3 912	6 996
Basilicata	1	1 200	2 200
Totale Italia		39 013	70 063

Fonte: Ministero delle attività produttive

A oggi, infatti, il settore dell'offerta rimane fortemente caratterizzato dalla presenza di Enel, contenuta al di sotto del 50 per cento della produzione destinata al consumo (la produzione netta meno la produzione destinata ai pompaggi) solo includendo nel bilancio elettrico l'energia prodotta in impianti CIP6.

FIG. 4.3 **CONTRIBUTO PERCENTUALE DELLE MAGGIORI SOCIETÀ ALLA PRODUZIONE DESTINATA AL CONSUMO 2002**

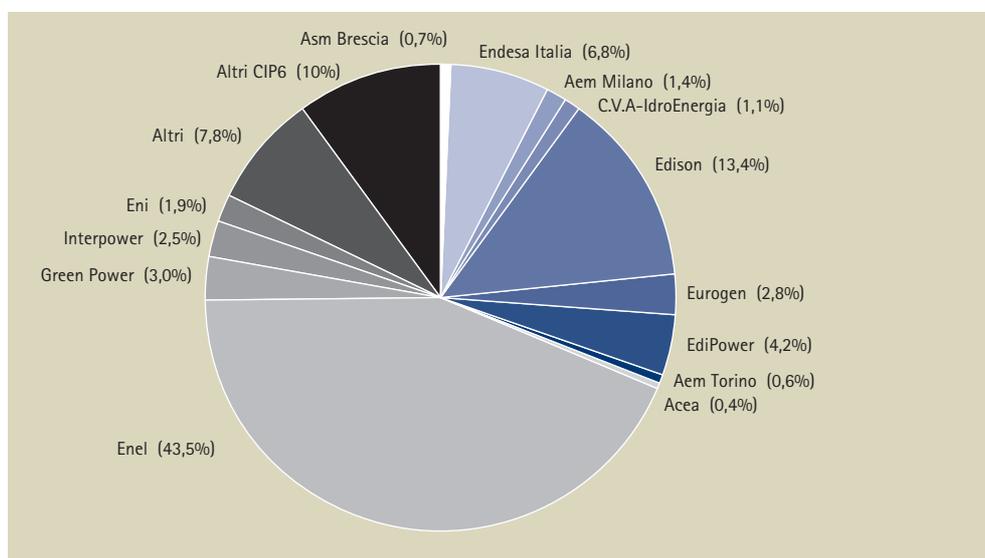


Fonte: Elaborazioni dell'Autorità su dati degli operatori.

La figura 4.3 riporta le percentuali della produzione destinata al consumo delle maggiori società di generazione italiane. Nel 2002 il gruppo Enel comprensivo di Enel Produzione ed Enel Green Power (oggi integrata in Enel Produzione) ha fornito il 45 per cento del fabbisogno; secondo protagonista del mercato è stato il Grtn che ha immesso nel sistema il 21 per cento dell'energia elettrica consumata, corrispondente a quella ritirata dagli impianti sotto convenzione CIP6; le due Gen.Co. cedute, Eurogen (oggi Edipower) ed Elettrogen S.p.A. (oggi Endesa Italia S.p.A.) hanno generato il 7 per cento ciascuna. Seguono Edison con il 5 per cento, Interpower (nel 2002 ancora parte del gruppo Enel) con il 2 per cento, e le varie municipalizzate.

Attribuendo l'energia CIP6 ai produttori di origine anziché al Grtn, lo scenario muta leggermente, la quota di Enel ed Enel Green Power ammonta al 46,5 per cento, secondo produttore nazionale è Edison con oltre il 13 per cento, seguono le due Gen.Co. rimaste al 7 per cento, Interpower, ed Eni S.p.A. È da notare la forte frammentazione degli impianti CIP6 di cui quasi la metà, pari al 10 per cento della produzione destinata al consumo, è distribuita tra numerosi altri produttori.

FIG. 4.4 **CONTRIBUTO PERCENTUALE DELLE MAGGIORI SOCIETÀ ALLA PRODUZIONE DESTINATA AL CONSUMO 2002 COMPRESIVO DELLA GENERAZIONE CIP6**



Fonte: Elaborazioni dell'Autorità su dati degli operatori.

Al netto dell'energia CIP6, ovvero calcolando le percentuali senza includere l'energia elettrica prodotta in impianti CIP6 che non potranno partecipare direttamente alla definizione del prezzo orario nella borsa elettrica, il gruppo Enel copre il 56 per cento del mercato seguito da Endesa Italia ed Edipower con il 9 per cento ciascuna.

Va tuttavia sottolineato che, per parte consistente del 2002, il 21 per cento della capacità di generazione di Endesa Italia e di Edipower non è stato disponibile a causa dell'avvio dei lavori di *repowering*; similmente il 15 per cento circa dalla potenza installata di Enel è stata indisponibile.

TAV. 4.8 **CONTRIBUTO PERCENTUALE DELLE DIVERSE FONTI COMBUSTIBILI NELLE PRIME CINQUE IMPRESE DI GENERAZIONE**

	RINNOVABILI	CARBONE	DERIVATI PETROLIO	GAS NATURALE	ALTRO
Enel ^(A)	24,5	18,8	29,1	27,5	0,1
Edison	12,6	-	1,8	74,4	11,2
Endesa IT	7,3	13,8	49,1	29,8	-
Edipower ^(B)	10,6	6,9	43,1	39,4	-
Interpower	3,4	58,2	21,8	16,6	-
Media nazionale	17,9	13,0	27,6	35,8	5,7

(A) Comprensiva della generazione di Enel Green Power.

(B) Comprensiva della generazione di Eurogen.

Fonte: Elaborazioni dell'Autorità su dati degli operatori.

Il contributo percentuale sul totale della generazione convenzionale è molto differente all'interno delle cinque più grandi società (Tav. 4.8). Il completamento del processo di liberalizzazione del mercato dell'offerta, nella fase di autorizzazione di nuovi impianti, non potrà prescindere dal garantire un equilibrato mix di generazione ai diversi operatori del mercato.

Energia prodotta da impianti sotto incentivazione

L'energia ritirata dal Grtn rappresenta circa il 20 per cento dell'energia elettrica netta prodotta in Italia. Tale energia (Tav. 4.9) viene ritirata dal Grtn agli operatori in base al provvedimento CIP6 o, nel caso si tratti di eccedenze o di energia elettrica prodotta in impianti idroelettrici di potenza inferiore ai 3 MW, secondo i prezzi e le modalità indicate rispettivamente nelle delibere dell'Autorità 28 ottobre 1997, n. 108, e 18 aprile 2002, n. 62.

La generazione di energia elettrica "incentivata" è ammontata nel 2002 a 54 100 GWh, in leggero aumento rispetto ai 53 525 GWh del 2001. In particolare, è cresciuta la generazione sotto convenzione CIP6 e da impianti idroelettrici, la cui cessione è regolata dalla delibera n. 62/02, mentre è drasticamente calata la cessione in qualità di eccedenza disciplinata dalla delibera n. 108/97.

TAV. 4.9 RITIRI DI ENERGIA DA PARTE DEL GRTN DELLA PRODUZIONE DA IMPIANTI INCENTIVATI E IN ECCE DENZA

GWh; energia ritirata da produzioni CIP6, mini idro e in eccedenza

	2001	2002
Produzione CIP6	47 153	49 751
Produzione mini idro (delibera n. 62/02)	2 769	2 899
Cessione eccedenza (delibera n. 108/97)	3 603	1 450
Totale	53 525	54 100

Fonte: Grtn.

L'energia ritirata dal Grtn è stata ceduta per il 29,4 per cento al mercato vincolato al prezzo medio di 5,872 c€/kWh e per il 76,4 per cento al mercato libero, tramite asta, a un prezzo medio di 4,693 c€/kWh (cfr. il paragrafo sulla vendita ai clienti idonei).

La produzione di impianti CIP6 per il 2003 è prevista sugli stessi volumi di energia del 2002, con una leggera diminuzione dei costi determinata dallo scadere degli 8 anni di incentivazione specifica per tecnologia per qualche impianto, e dal permanere delle concessioni di ritiro dell'energia per un periodo superiore agli 8 anni degli stessi impianti.

Il protrarsi delle concessioni CIP6

Il comma 2, dell'art. 15, del decreto legislativo n. 79/99, al fine di definire un quadro temporale certo delle realizzazioni degli impianti CIP6, richiedeva ai soggetti beneficiari delle incentivazioni di presentare all'Autorità, entro l'1 aprile 2000, le autorizzazioni degli impianti non ancora in esercizio, evidenziando che il mancato adempimento a tale obbligo avrebbe comportato la decadenza da ogni diritto alle incentivazioni medesime.

L'Autorità, a seguito dell'istruttoria, con la delibera del 27 novembre 2000, n. 175, ha presentato una prima lista di soggetti adempienti all'obbligo, elencando 115 impianti; quindi con delibera del 26 giugno 2001, n. 144, completava la lista con ulteriori 114 impianti, e con delibera del 5 luglio 2001, n. 151, elencava gli impianti che alla scadenza indicata del decreto n. 79/99 non avevano presentato le necessarie autorizzazioni.

A seguito di tali misure, alcune società per le quali l'Autorità aveva deliberato l'esclusione dalle provvidenze previste dal provvedimento CIP6 erano ricorse al Tribunale amministrativo regionale (TAR), per ottenere l'ammissione alle provvidenze medesime. L'Autorità a sua volta ha deciso di ricorrere al Consiglio di Stato nei casi in cui il TAR aveva dato esito positivo ai ricorsi presentati dagli operatori degli impianti esclusi.

Anche al fine di semplificare le numerose vicende legali pendenti, l'art. 34, recante Semplificazione di oneri burocratici in materia di fonti rinnovabili, della legge 12 dicembre 2002, n. 273, Misure per favorire l'iniziativa privata e lo sviluppo della concorrenza, modifica il comma 2, dell'art. 15, del decreto legislativo n. 79/99, spostando al 31 dicembre 2002 il termine ultimo per presentare all'Autorità le autorizzazioni necessarie alla costruzione degli impianti CIP6. Tali autorizzazioni comunque devono risultare concesse, come già prescritto dal decreto legislativo n. 79/99, entro l'1 aprile 2000.

Con delibera del 15 marzo 2003, n. 19, l'Autorità ha aggiornato le delibere del 27 novembre 2000, n. 175, e del 26 giugno 2001, n. 144. La delibera n. 19/03 riporta nell'allegato A gli impianti che, avvalendosi delle prescrizioni dell'art. 34, possono rientrare nell'ambito di applicazione del provvedimento CIP6. Si tratta di 13 impianti per una potenza totale di 51 MW. Per altri 10 impianti, invece, l'Autorità subordina l'adempimento al comma 2, dell'art. 15, del decreto legislativo n. 79/99, come modificato dall'art. 34 della legge n. 273/02, al pronunciamento del Consiglio di Stato.

TAV. 4.10 **QUANTITÀ E PREZZI MEDI DI RITIRO DELL'ENERGIA ELETTRICA DA PARTE DEL GRTN**

TIPO DI INCENTIVAZIONE	GWh RITIRATI NEL 2002	PREZZO MEDIO DI RITIRO c€/kWh	DI CUI COMPONENTE INCENTIVANTE SPECIFICA PER TECNOLOGIA	DI CUI COSTO EVITATO DI IMPIANTO E COMBUSTIBILE
1) Energia CIP6	49 751	9,348	2,650	6,699
di cui assimilata	41 216	8,548	1,837	6,711
- di cui impianti esistenti assimilati	6 046	6,841	-	6,841
- di cui impianti nuovi assimilati	35 170	8,904	2,152	6,751
di cui rinnovabile	8 528	13,214	6,582	6,638
- di cui impianti esistenti rinnovabili	746	5,780	0,054	5,726
- di cui impianti nuovi rinnovabili	7 782	13,927	7,209	6,726
2) Eccedenze n. 108/97	1 450	6,996	-	-
3) Mini idro n. 62/02	2 899	6,066	-	-
Totale (1+2+3)	54 100	9,109	-	-

Fonte: Grtn.

Struttura delle importazioni

Le importazioni di energia elettrica sono ulteriormente incrementate nel 2002; il transito di maggiori volumi di energia è stato reso possibile grazie sia all'entrata in esercizio della nuova rete di interconnessione sulla frontiera meridionale con la Grecia sia ai miglioramenti tecnici e gestionali promossi dal Grtn sulla frontiera settentrionale. Lo scadere di contratti di lungo termine di Enel ha, inoltre, determinato un incremento sostanziale della capacità di interconnessione destinata al mercato libero.

La capacità di interconnessione con l'estero sulla frontiera settentrionale risulta essere per l'anno 2003 di 6 400 MW, di cui 5 700 sulla frontiera nord ovest e 600 sulla frontiera nord est, ai quali si devono aggiungere 100 MW sulla frontiera slovena senza garanzia di utilizzo.

Nel 2002 è stato inaugurato l'esercizio commerciale, sulla frontiera meridionale, dell'elettrodotto in corrente continua tra la Puglia e la Grecia per una potenza complessiva di 500 MW. Tale collegamento risulta di importanza strategica per l'integrazione del mercato elettrico del Sud Est Europa con il mercato elettrico europeo continentale.

L'interconnessione sulla frontiera meridionale

L'interconnessione Italia Grecia non solo rappresenta un passo in avanti nel processo di integrazione delle reti transeuropee, in linea con le conclusioni del Consiglio europeo di Barcellona, dove gli Stati membri hanno stabilito di raggiungere entro il 2005 un livello di interconnessione con le reti elettriche pari ad almeno il 10 per cento della capacità di generazione installata, ma anche un'ulteriore opportunità per il mercato elettrico nazionale; esso infatti amplifica le proprie possibilità sia di importazione, estendendo l'offerta di energia elettrica in Italia, sia di esportazione, dal momento che i differenziali di prezzo e di capacità produttive nazionali rendono conveniente l'esportazione verso la Grecia nei mesi estivi.

In base agli accordi sottoscritti tra l'Autorità italiana e la Regulatory Authority for Energy of Greece (RAE; l'Autorità di regolazione della Grecia), ciascuna Autorità stabilisce le regole di assegnazione della capacità di trasporto per il 50 per cento della capacità totale dell'elettrodotto nel periodo compreso tra aprile e dicembre 2003. La capacità disponibile, destinata al mercato libero, è di 500 MW verso la Grecia e di 300 MW verso l'Italia.

Poiché la domanda di importazione in Italia supera la capacità di trasporto disponibile, l'Autorità ha definito un sistema di assegnazione pro quota in analogia ai criteri che regolano l'assegnazione delle bande disponibili sulla frontiera del Nord Italia.

La capacità di importazione, pari a 150 MW, è stata spartita tra 50 operatori, mentre si sono aggiudicati i 250 MW di esportazione 8 società.

La destinazione della capacità sulla frontiera settentrionale è notevolmente cambiata dal 2002 al 2003 in ragione di due circostanze: lo scadere di contratti pluriennali di Enel con gli operatori esteri per una potenza di 600 MW e il miglioramento tecnico e di gestione dell'interconnessione, che ha permesso l'impiego di ulteriori 400 MW.

La capacità di importazione, come stabilita dalla delibera dell'Autorità del 21 novembre 2002, n. 190, modificata dalla delibera del 5 dicembre 2002, n. 200, risulta essere così suddivisa tra le varie realtà del mercato elettrico nel 2003:

- il mercato libero ha a disposizione una potenza di 4 145 MW di cui 1 445 assegnati su base annuale a contratti non interrompibili, 1 200 assegnati su base biennale a contratti interrompibili, 1 500 allocati ai gestori esteri;
- Repubblica di San Marino, Corsica e Stato del Vaticano hanno riservata una potenza complessiva di 155 MW;
- i contratti pluriennali di Enel con gli operatori esteri, la cui energia è destinata al mercato vincolato, ammontano nel 2003 a una potenza di 2 000 MW.

Dal 2007 la capacità impegnata sotto contratti pluriennali è destinata a ridursi a 600 MW, mentre a decorrere dal 2011 non ci saranno più contratti pluriennali in essere;

- i clienti del mercato vincolato beneficiano inoltre di una capacità riservata di 100 MW sulla frontiera settentrionale e di ulteriori 100 MW su quella meridionale.

La tavola 4.11 riporta lo schema di suddivisione della capacità di importazione per paese e per destinazione.

TAV. 4.11 ALLOCAZIONE DELLA CAPACITÀ DI IMPORTAZIONE 2002-2003 SULLA FRONTIERA SETTENTRIONALE

FRONTIERA ELETTRICA	ANNO 2002					ANNO 2003				
	F	CH	A	SLO	TOTALE	F	CH	A	SLO	TOTALE
1	Assegnata al mercato libero		2 653	220	380	3 253	3 453	220	480	4 153
	di cui:									
	- Interrompibili		500	100	600	950			250	1 200
	- Allocati ai gestori esteri		-	1 000	110	1 300	-	1 200	110	1 500
	- Non interrompibili		1 153	10	190	1 353	1 303	10	140	1 453
2	Assegnate a San Marino, Corsica, Vaticano		147			147	147			147
3	Contratti pluriennali destinati al mercato vincolato		1 800	800		2 600	1 400	600		2 000
4	Ulteriore capacità assegnata al mercato vincolato						100			100
	Capacità complessiva (1+2+3+4)		5 400	220	380	6 000	5 700	220	480	6 400

Gli obiettivi dell'Autorità nella promozione della concorrenza dell'offerta

L'elevata concentrazione dell'offerta di energia elettrica riscontrabile sul mercato italiano ha confermato nell'attività regolatoria del 2002 la priorità a individuare ulteriori misure idonee ad aumentare la pluralità dei soggetti operanti sul lato dell'offerta. Nell'attesa dell'avvio della borsa elettrica, del completamento del processo di dismissione degli impianti Enel, del loro ammodernamento e dell'entrata in funzione di altri impianti, è risultato opportuno avanzare proposte finalizzate a favorire l'ingresso di nuovi operatori nel mercato. I due ambiti nei quali l'Autorità ha indirizzato la propria attività sono: l'avanza-

mento di proposte mirate a ridurre il potere di mercato dell'operatore dominante, attraverso l'individuazione di misure aggiuntive al vincolo per un singolo operatore di eccedere il 50 per cento della produzione e della importazione nazionale; la promozione di un sistema di accesso prioritario per gli operatori che incrementino la capacità di interconnessione con l'estero, come misura aggiuntiva all'attuale gestione delle linee di interconnessione che permette, grazie all'allocazione pro quota, un incremento dell'offerta proporzionale alla potenza di interconnessione disponibile al netto dei contratti a lungo termine. A tale proposito, rispondendo alle finalità generali di promozione della concorrenza, l'Autorità ha delineato i possibili interventi in materia attraverso due Documenti per la consultazione, e ha inoltrato, l'11 marzo 2002 e il 13 giugno 2002, due segnalazioni a Governo e Parlamento.

I due Documenti per la consultazione avanzati sono:

- *Proposte per l'adozione di misure urgenti per la promozione della concorrenza nell'offerta di energia elettrica per il mercato libero per l'anno 2002 (7 agosto 2001);*
- *Inquadramento e proposte per interventi in materia di linee dirette per lo scambio di energia elettrica con l'estero (27 febbraio 2002).*

Il primo Documento era incentrato principalmente sulla disciplina delle importazioni di energia elettrica e sullo strumento dei *Virtual Power Plant* (VPP; cessione di disponibilità di capacità produttiva senza alienazione della proprietà); mentre il secondo verteva sulla disciplina delle cosiddette linee dirette di importazione.

Le importazioni: dal Documento per la consultazione all'attività regolatoria

In materia di importazioni, il Documento per la consultazione del 7 agosto 2001 sottolineava le principali problematiche connesse alla allocazione della capacità di interconnessione con l'estero e ne proponeva il superamento attraverso diversi metodi alternativi di allocazione della capacità di importazione. L'Autorità si impegnava contestualmente a promuovere accordi con le Autorità di regolazione dei paesi confinanti, al fine di pervenire all'allocazione congiunta della capacità di trasporto. Ciò ha condotto, nel corso del 2001, alla sottoscrizione di un accordo, a valere per l'anno 2002, con la *Commission de regulation de l'électricité* (l'Autorità di regolazione della Francia) per la formazione di un'area di libero scambio dell'energia elettrica. In base all'accordo veniva assegnata congiuntamente al Grtn e al *Reseau de transport de l'électricité* (il gestore di rete della Francia) tutta la capacità di trasporto della rete di interconnessione tra l'Italia e la Francia, oltre che la parte della capacità di trasporto della rete di interconnessione tra l'Italia e la Svizzera assegnabile da parte dell'Italia, ovvero, per il 2002, 1 653 MW su 2 653 MW disponibili.

**La delibera n. 190/02,
e la regolazione delle
attività di importazione
per l'anno 2003**

Con la delibera n. 190/02, l'Autorità ha definito le modalità e le condizioni per l'assegnazione della capacità di trasporto sulla frontiera settentrionale per il 2003, prevedendo in particolare:

- la conferma per il 2003 della creazione di un'area di libero scambio costituita dalle linee di interconnessione tra l'Italia e la Francia e del 50 per cento delle linee disponibili tra l'Italia e la Svizzera. Per tale capacità è stata confermata l'assegnazione congiunta ai clienti finali con determinati requisiti, effettuata da parte del Grtn e del *Reseau de transport de l'électricité* mediante un metodo di razionamento pro quota;
- l'assegnazione del 50 per cento, mediante un metodo di razionamento pro quota, delle capacità di trasporto sulle reti di interconnessione tra l'Italia e l'Austria e tra l'Italia e la Slovenia;
- la possibilità di richiedere bande di capacità di trasporto per transitare l'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale (importazione e contestuale esportazione dell'energia elettrica importata);
- l'assegnazione coordinata tra Grtn e *Austrian Power Grid* (il gestore di rete dell'Austria) ed *Eles* (il gestore di rete della Slovenia) di eventuali capacità di trasporto su base annuale messe a disposizione, in maniera speculare, dai predetti gestori;
- un meccanismo di negoziazione secondaria, basato su metodi di mercato, per assegnare la capacità di trasporto che si rende disponibile su un orizzonte temporale inferiore all'anno (assegnazione di breve termine).

Nel mese di maggio 2002, a seguito dell'entrata in esercizio del collegamento tra Grecia e Italia, l'Autorità e la RAE hanno sottoscritto un accordo contenente i principi di una procedura congiunta per la gestione della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione tra l'Italia e la Grecia; tale accordo prevede:

- l'assegnazione congiunta da parte del Grtn e di *Hellenic Transmission System Operator* (il gestore di rete della Grecia), mediante un metodo di razionamento pro quota, delle richieste di capacità di trasporto;
- richieste, in misura massima del 35 per cento, della capacità totale di trasporto assegnabile;
- due distinte assegnazioni con riferimento alle due possibili direzioni di scambio dell'energia elettrica (una per le importazioni e una per le esportazioni).

Le procedure di assegnazione dell'anno 2002 hanno risentito del carattere sperimentale che ha accompagnato il primo periodo di esercizio commerciale del collegamento (*Test Operation Period – TOP*). Ciò ha comportato la rivisitazio-

ne dell'accordo sottoscritto nell'anno 2002 dall'Autorità e dalla RAE, al fine di apportare i necessari interventi correttivi per l'assegnazione di capacità di trasporto nel corso dell'anno 2003 (vedi riquadro nelle pagine precedenti).

Sempre in tema di importazioni, l'art. 35 della legge 12 dicembre 2002, n. 273, *Disposizioni in materia di importazioni e fornitura di energia elettrica*, prevede la possibilità di garantire l'allocazione prioritaria delle bande d'importazione per tre tipologie di utenti con particolari requisiti. Le quote di capacità riservate per le assegnazione prioritarie dovranno essere definite con provvedimenti successivi da parte del Ministero delle attività produttive.

Conseguentemente, con l'approvazione di tale articolo, le modalità e le condizioni di allocazione della capacità d'importazione non sono più unicamente di competenza dell'Autorità come prescritto dal comma 2, dell'art. 10 del decreto legislativo n. 79/99.

Ulteriori misure per la promozione della concorrenza: il Documento per la consultazione, le segnalazioni al Governo e al Parlamento

In materia di produzione nazionale, il Documento per la consultazione del 7 agosto 2001 proponeva l'introduzione dei VPP, cioè contratti in base ai quali il proprietario dell'impianto si impegna a renderlo disponibile per la produzione, e la controparte acquista il diritto a formulare l'offerta sul mercato all'ingrosso relativamente all'energia elettrica producibile dal medesimo. Tali contratti hanno il pregio di favorire la pluralità dell'offerta senza indurre variazioni dell'assetto proprietario, consentendo il pieno sfruttamento delle economie di scala presenti nell'attività di generazione e preservando la competitività delle imprese in vista di un mercato concorrenziale europeo.

L'Autorità, rifacendosi ad analoghe esperienze maturate all'estero, in particolare in Francia, in Irlanda e in Canada, suggeriva che l'operatore dominante, ed eventualmente altri soggetti, sottoscrivessero contratti tipo VPP con riferimento a una quota della loro capacità produttiva.

Nel corso del 2002, tuttavia, durante i lavori parlamentari sul disegno di legge AS 1125 di conversione del decreto legge 7 febbraio 2002, n. 7, recante *Misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico*, veniva avanzata la possibilità di introdurre un tetto del 50 per cento alla dotazione di potenza installata sul territorio nazionale nella disponibilità di un unico soggetto. L'introduzione di un simile vincolo avrebbe permesso di ridurre la concentrazione della proprietà nel settore della generazione elettrica a un livello più incisivo rispetto a quanto prescritto dal decreto legislativo n. 79/99.

La segnalazione dell'Autorità al Governo e al Parlamento dell'11 marzo 2002, relativa al suddetto disegno di legge, esprimeva pertanto un pieno assenso a tale intervento. L'Autorità contestualmente suggeriva di individuare i circa 5 000 MW di capacità che Enel avrebbe dovuto cedere a terzi in impianti di

modulazione e di punta, data la loro importanza strategica nel definire il prezzo dell'energia elettrica.

L'introduzione del nuovo tetto avrebbe, nei fatti, reso inutile il ricorso ai VPP, ma l'articolo relativo al citato intervento veniva successivamente stralciato dal disegno di legge AS 1125, rendendo necessaria l'individuazione di ulteriori misure per accelerare il processo di liberalizzazione nell'offerta di energia elettrica. Nuovamente, in occasione della segnalazione al Governo su possibili misure per la promozione della concorrenza nel mercato dell'energia elettrica trasmessa con delibera del 13 giugno 2002, n. 106, venivano avanzate numerose proposte per limitare il potere di mercato dell'operatore dominante.

In particolare, si sottolineava la necessità di rivedere e integrare le quote stabilite dal decreto legislativo n. 79/99, considerando l'articolazione del mercato in zone geografiche, quindi, in presenza di vincoli di trasporto sulla rete nazionale, la possibilità di concentrazione dell'offerta su scala regionale; si faceva inoltre rilevare che rimanevano quasi esclusivamente di proprietà del gruppo Enel gli impianti di modulazione e di punta, fondamentali nel definire i prezzi dell'energia elettrica sul mercato.

Per ovviare a questi aspetti anticompetitivi la segnalazione avanzava la proposta di:

- introdurre, per i soggetti già operanti prima del decreto legislativo n. 79/99, un tetto massimo del 40 per cento di produzione e importazione, al netto dell'autoproduzione e dell'energia incentivata di cui all'art 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99, a decorrere dall'1 gennaio 2006; per i nuovi soggetti veniva chiesto invece un tetto del 20 per cento;
- introdurre soluzioni che in via transitoria sottraessero a Enel parte della disponibilità di energia generata in impianti di modulazione e di picco, ricorrendo ai VPP, o a contratti di produzione in conto terzi, disciplinati dall'Autorità; oppure affidando la disponibilità di energia da impianti di modulazione e di picco a un soggetto terzo, quale, per esempio, il Grtn;
- rivedere, con riferimento al decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 4 agosto 1999, le clausole riguardanti il periodo minimo di mantenimento delle attività di produzione nell'ambito delle società che hanno acquisito i 15 000 MW di impianti dismessi da Enel.

La delibera 1 agosto 2002, n. 151, e le linee dirette e di accesso prioritario all'interconnessione con l'estero

Il Documento per la consultazione del 27 febbraio 2002 era stato preparato con l'intento di giungere alla definizione di modalità che favorissero gli interventi per l'attivazione di linee dirette per lo scambio di energia elettrica con l'estero. Il Documento definisce una "linea diretta per lo scambio con l'estero" come una rete senza obbligo di connessione di terzi, che collega una zona di rete inter-

connessa di competenza di un gestore estero con la rete di trasmissione italiana a mezzo di un solo sito di connessione, stabilito sul territorio nazionale. A giudizio dell'Autorità, in una fase transitoria, la realizzazione di queste linee dirette potrebbe sia contribuire alla formazione della concorrenza nell'offerta di energia elettrica per il mercato libero, sia soprattutto, ampliare la quantità di energia elettrica importata dall'estero oltre i limiti posti dalla capacità di trasporto della rete di interconnessione facente parte della rete di trasmissione nazionale.

Tuttavia è prerogativa del Ministero delle attività produttive definire gli obiettivi e le linee di politica generale che consentono di precisare le esigenze di incremento della capacità di scambio con l'estero e il grado di concorrenza nell'offerta di energia elettrica importante per la determinazione della durata della fase transitoria.

Ai fini della promozione della concorrenza, l'Autorità ha provveduto a emanare un provvedimento (delibera n. 151/02) contenente disposizioni in tema di accesso prioritario alla capacità di trasporto sulla rete di interconnessione con l'estero in seguito alla realizzazione di interventi di sviluppo diretto della rete di interconnessione. La delibera n. 151/02, vista l'eccezionale scarsità della capacità di importazione di energia elettrica, ha introdotto una fattispecie di accesso regolato per la quale:

- ai soggetti che realizzano interventi di sviluppo diretto della rete di trasmissione nazionale di interconnessione con l'estero è riconosciuto l'accesso a titolo prioritario, per un periodo di 10 anni, a una quota pari all'80 per cento dell'incremento di capacità determinato dall'infrastruttura oggetto dell'intervento di sviluppo diretto;
- in detto periodo non è riconosciuta alcuna remunerazione ai soggetti se non quella implicita derivante dall'assegnazione dei diritti di accesso a titolo prioritario;
- le infrastrutture oggetto degli interventi di sviluppo diretto sono parte della rete di trasmissione nazionale e, come tali, vengono gestite dal Grtn.

Aste CIP6

In conformità alle disposizioni del decreto del Ministro delle attività produttive del 22 novembre 2002, l'Autorità ha provveduto anche per l'anno 2003 a disciplinare le procedure concorsuali per la cessione dell'energia ritirata dal Grtn, ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99.

La scelta di cedere ai clienti idonei l'energia ritirata dal Grtn in base alle concessioni CIP6 ha rappresentato, anche quest'anno, uno strumento di promozione della concorrenza in un contesto caratterizzato da una limitata scelta nelle

alternative di approvvigionamento.

Le modalità di assegnazione tramite asta, tuttavia, hanno garantito soltanto per alcune categorie di utenti un approvvigionamento di energia elettrica a basso costo, facendo ricadere sulla collettività la differenza tra i ricavi delle procedure concorsuali (Tav. 4.15) e il costo di acquisto sostenuto dal Grtn per il ritiro (Tav. 4.10).

SERVIZIO DI TRASPORTO E DISPACCIAMENTO DELL'ENERGIA

I tempi dell'avvio del dispacciamento di merito economico

Il decreto legislativo n. 79/99, all'art. 5, comma 1, prevedeva che entro l'1 gennaio 2001 avesse luogo la transizione da un regime di dispacciamento passante a un regime di dispacciamento di merito economico.

Al momento in cui si scrive rimane ancora in vigore il criterio di dispacciamento passante, dal momento che il quadro delle regole indispensabili all'avvio del dispacciamento di merito economico e del sistema delle offerte non è ancora stato completato.

Con la delibera 30 aprile 2001, n. 97, l'Autorità aveva trasmesso al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, ai sensi dell'art. 5 del decreto legislativo n. 79/99, il proprio parere relativamente allo schema di disciplina del mercato elettrico, predisposto dal Gestore del mercato S.p.A. (Gme). Seppure favorevole, l'Autorità ha richiesto che il Gme modificasse lo schema, integrando alcuni elementi ritenuti essenziali ai fini di un corretto funzionamento dei meccanismi di mercato e del rispetto delle condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento come definite con sua delibera n. 95/01.

Visto il parere dell'Autorità, il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, con decreto del 9 maggio 2001, ha approvato la disciplina del mercato elettrico, la quale stabilisce che le norme attuative e procedurali siano precisate nelle sue Istruzioni e nelle disposizioni tecniche di funzionamento.

Nel gennaio 2002, il Gme ha inviato le Istruzioni al Ministro delle attività produttive che, nel mese seguente, le ha trasmesse all'Autorità, la quale, il 23 aprile 2002 con delibera n. 72, ha rilasciato il proprio parere favorevole, specificando la necessità di integrare alcuni interventi e modificarne altri.

Al momento in cui si scrive il testo delle Istruzioni predisposto dal Gme sulla base delle osservazioni dell'Autorità è ancora all'esame del Ministro delle attività produttive, mentre la sezione relativa alla contrattazione dei certificati verdi è stata scorporata e approvata separatamente con decreto ministeriale del 14 marzo 2003.

Per quanto riguarda le disposizioni tecniche di funzionamento del mercato, con la delibera n. 95/01, l'Autorità aveva definito le condizioni per l'erogazione, da parte del Grtn, del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale, secondo criteri di merito economico.

La delibera disciplina sia le modalità di approvvigionamento, da parte del Grtn, delle risorse necessarie al mantenimento dell'equilibrio delle immissioni e dei prelievi nel sistema elettrico e alla gestione delle congestioni di rete, sia le condizioni per l'assegnazione agli operatori dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto dell'energia elettrica.

Il 31 ottobre 2001 il Grtn aveva trasmesso lo schema delle regole per il dispacciamento all'Autorità, che si è pronunciata, con delibera 8 maggio 2002, n. 87, formulando osservazioni vincolanti, recepite dal Grtn nella versione finale delle Regole per il dispacciamento di merito economico, approvata dal consiglio di amministrazione della medesima società in data 12 luglio 2002.

L'avvio del sistema delle offerte non può prescindere dall'approvazione delle Istruzioni alla disciplina del mercato da parte del Ministro delle attività produttive. Contemporaneamente è necessario completare la normativa per quanto attiene in particolare:

- la definizione delle modalità di autorizzazione dei contratti bilaterali in deroga al sistema delle offerte, al fine di consentire agli operatori il ricorso a modalità di scambio alternative alla borsa dell'elettricità;
- la definizione di un sistema per l'attribuzione convenzionale di un profilo di prelievo orario dell'energia elettrica presa nei punti che non sono dotati di misuratore orario (sistema di *load profiling*), così da assicurare la potenziale partecipazione attiva al sistema delle offerte di tutta la domanda del sistema elettrico.

Quest'ultimo punto ha interessato in particolar modo le attività dell'Autorità durante il 2002. In agosto è stato emanato un Documento per la consultazione sulla *Determinazione convenzionale dei profili di prelievo di energia elettrica per i clienti finali non dotati di misuratore orario e definizione dei flussi informativi necessari alla previsione e alla consuntivazione dei prelievi di energia elettrica*.

L'Autorità, partendo da una analisi delle due principali metodologie adottate in ambito internazionale per l'implementazione delle procedure di *load profiling*, per area e per categoria, avanza, per il sistema italiano, la proposta di adozione del meccanismo del *load profiling* per area, opportunamente accompagnato da un'analisi dei flussi informativi necessaria per attivare la soluzione proposta.

Gli esiti del procedimento per la consultazione hanno portato l'Autorità a formulare una successiva proposta semplificata di applicazione del meccanismo di

load profiling per area, presentata ai soggetti interessati durante il mese di ottobre 2002. Dando seguito alle osservazioni emerse in tale sede è stato costituito un gruppo di lavoro informale, comprendente l'Autorità, le imprese di distribuzione e il Grtn, che si propone di analizzare le problematiche connesse con lo scambio di informazioni necessarie alle procedure di *load profiling* tra clienti finali, distributori e Grtn.

La disciplina del dispacciamento transitorio

In attesa dell'avvio di un servizio di dispacciamento di merito economico, è risultato necessario prevedere una disciplina per il servizio di dispacciamento transitorio. Essa è stata introdotta con la delibera del 7 marzo 2002, n. 36, dove vengono specificate le modalità di corresponsione degli oneri per i servizi di bilanciamento e di scambio di energia elettrica.

L'applicazione della delibera n. 36/02 ha tuttavia evidenziato alcuni problemi di contabilizzazione e di liquidazione delle partite economiche. Sono emerse, in modo particolare, inefficienze nella gestione dei flussi di informazioni relativi ai contratti stipulati, tipicamente, misure di immissioni e di prelievi di energia elettrica e ripartizione della medesima tra i vari contratti; oltre che diverse omissioni dagli obblighi di stipula dei contratti di bilanciamento e di scambio, cui erano tenuti i clienti idonei.

Pertanto l'Autorità ha ritenuto opportuno provvedere alla consultazione degli operatori mediante pubblicazione, in data 12 febbraio 2003, del Documento per la consultazione su *Modificazione delle condizioni transitorie per l'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica e spunti in materia di approvvigionamento delle risorse per il medesimo servizio*, così da superare i problemi emersi durante l'anno e avanzare una proposta migliorativa di regolazione.

In tale Documento si proponeva una riforma della disciplina del dispacciamento transitorio che abbia come punti qualificanti:

- la subordinazione della stipula del contratto di trasporto per i punti di prelievo alla conclusione dei contratti di bilanciamento e scambio per i medesimi punti;
- il vincolo del mandatario unico per la stipula dei contratti di trasporto, bilanciamento e scambio;
- l'obbligo di raggruppare in un solo rapporto contrattuale tutti i punti di prelievo nella disponibilità per ambito di competenza di un'impresa di distribuzione;
- la fatturazione in acconto dei corrispettivi per il bilanciamento sulla base delle attestazioni dei titolari del bilanciamento;

- il computo dei saldi preliminari dei contratti di scambio sulla base delle attestazioni del relativo titolare e la fatturazione in acconto dei medesimi qualora negativi.

Nel Documento per la consultazione sono stati forniti anche molteplici spunti di riflessione riguardo l'opportunità di revisione dei meccanismi di remunerazione amministrata delle risorse per il dispacciamento, nel momento in cui con la frammentazione della produzione su più operatori a seguito della dismissione delle Gen.Co. da parte dell'Enel può verificarsi una divaricazione fra i corrispettivi riconosciuti per la fornitura delle suddette risorse ai singoli operatori e i costi sostenuti dai medesimi.

Il Documento per la consultazione 12 febbraio 2003 ha trovato attuazione, limitatamente alle condizioni transitorie per l'erogazione del servizio di dispacciamento, con la pubblicazione dell'allegato A alla delibera dell'Autorità 1 aprile 2003, n. 27, concernente modificazioni, a decorrere dall'1 aprile 2003, della delibera dell'Autorità n. 36/02.

Attività di regolazione tecnica ed economica del servizio

L'aggiornamento dei corrispettivi del servizio di trasporto

Come previsto dalla delibera n. 228/01, l'Autorità è tenuta ad aggiornare annualmente i parametri tariffari relativi al servizio di trasporto, distribuzione e vendita dell'energia elettrica. Per il 2003, tale aggiornamento è stato effettuato con la delibera dell'1 agosto 2002, n. 152. Il risultato dell'andamento contrastante dei diversi parametri è un leggero aumento dei costi di trasporto per tutte le tipologie di utenti finali.

I costi riconosciuti relativi alle attività di vendita dell'energia elettrica e di misura (transitoriamente compresa nel servizio di trasporto) per l'anno 2003 si riducono dell'1,5 per cento rispetto all'anno 2002. Tale variazione risulta dalla differenza tra il tasso di recupero di produttività, fissato dall'Autorità al -4 per cento annuo per il periodo di regolazione 2000-2003, e il tasso di inflazione rilevato dall'Istat pari, per il 2002, al 2,5 per cento.

I costi riconosciuti relativi all'attività di distribuzione, invece, aumentano dell'1,7 per cento rispetto all'anno 2002, grazie all'applicazione dei tassi che esprimono l'andamento dell'inflazione, i recuperi di produttività, i costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio incrementati di circa il 2,9 per cento, i costi relativi a interventi di controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse, circa 0,3 per cento. Proprio la voce relativa ai costi riconosciuti come incentivazione dei recuperi di qualità del servizio, passati da 75 milioni di euro nel 2002 ai circa 110 milioni di euro, ha determinato il maggiore incremento dei costi di distribuzione.

I costi riconosciuti relativi all'attività di trasmissione per l'anno 2003 aumentano del 4 per cento rispetto all'anno 2002. Tale variazione, oltre all'applicazione dei tassi che esprimono l'andamento dell'inflazione e i recuperi di produttività, dipende dal valore assunto dal tasso di variazione dei costi riconosciuti derivanti da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale. In particolare, a determinare l'aumento dei costi riconosciuti concorrono:

- gli oneri che derivano dalla variazione del perimetro della rete di trasmissione, attuata con decreto del Ministro delle attività produttive 23 dicembre 2002 (2,7 per cento);
- gli oneri relativi agli accordi internazionali per i transiti transfrontalieri nel 2002 (*cross border tariff*) (1,9 per cento);
- gli oneri derivati da un aggiustamento dei costi riconosciuti per l'attività propria del Grtn, necessario per adeguare il corrispettivo al consolidarsi della sua organizzazione e della sua struttura (0,9 per cento).

TAV. 4.12 **TARIFFA MEDIA PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO PER LE DIVERSE TIPOLOGIE CONTRATTUALI**

Tariffa media al netto delle imposte e delle componenti A; c€/kWh

TIPOLOGIE	ANNO 2002	ANNO 2003	DIFFERENZA 2003-2002	VARIAZIONE % 2003-2002
BT domestici	4,923	4,947	0,024	0,5
BT illuminazione pubblica	1,790	1,822	0,032	1,8
BT altri usi	3,985	4,018	0,033	0,8
MT illuminazione pubblica	1,050	1,072	0,022	2,1
MT altri usi	1,471	1,493	0,021	1,4
AT	0,445	0,455	0,011	2,4

Le descritte variazioni dei costi riconosciuti hanno condotto all'aggiornamento dei parametri del vincolo V1 (vincolo ai ricavi conseguibili da ciascun distributore per ogni tipologia contrattuale), comportando una variazione media dei corrispettivi applicabili ai clienti finali pari a quanto riportato nella tavola 4.12. Per quanto riguarda i corrispettivi per il servizio di trasporto dell'energia elettrica per le imprese distributrici e per i produttori (titolo 2, sezione 2, del Testo integrato) la variazione dei costi riconosciuti ha implicato un aumento medio del 3 per cento della componente a carico dei distributori (CTR) e un aumento del 4,1 per cento del corrispettivo gravante sui produttori.

VENDITA AI CLIENTI IDONEI

Il mercato della vendita di energia elettrica ai clienti idonei

L'apertura del mercato è proseguita con la consueta vivacità durante il 2002 e nei primi mesi del 2003, come si può rilevare dalla tavola 4.13¹, che riporta la suddivisione dei clienti idonei per tipo di idoneità e per regione assieme al consumo (i dati di consumo si riferiscono ai prelievi dalla rete, più l'eventuale autoproduzione, meno le cessioni alla rete dell'energia in eccesso).

I quantitativi di energia coinvolti negli acquisti sul mercato libero riguardano evidentemente i soli prelievi, anche se l'entità di energia effettivamente autoprodotta può risentire dei prezzi spuntati sul mercato. L'incidenza dell'autoproduzione sui consumi è significativa, come viene indicato nella tavola 4.14. Gli autoconsumi degli autoproduttori contribuiscono nel complesso a circa il 15 per cento dei consumi dei clienti idonei. L'apporto dell'autoproduzione ai consumi dei clienti finali è particolarmente rilevante per i clienti multisito nazionali, per i clienti finali e per le società consortili, spesso dotate di impianti di autoproduzione a livello consortile. Risulta invece trascurabile per le imprese societarie, per i gruppi e per i consorzi. L'incidenza dell'autoproduzione sui consumi dei clienti idonei varia molto anche a livello regionale, raggiungendo i valori massimi in Sicilia dove l'autoconsumo rappresenta il 43 per cento dei consumi dei clienti idonei.

L'insufficienza dell'offerta sul mercato libero viene evidenziata dal confronto tra i dati riportati in questa tavola e quelli riguardanti le vendite sul mercato libero, presentati nel bilancio elettrico della tavola 4.1. A fronte di un fabbisogno elettrico del mercato libero nel 2002, pari a poco più di 117 TWh in termini dei soli prelievi dalla rete, le vendite da parte dei grossisti (escludendo gli autoconsumi) ammontano a circa 98 TWh. Il rimanente fabbisogno elettrico dei clienti idonei, circa 20 TWh o il 15 per cento del totale, è stato coperto sul mercato vincolato, probabilmente perché i prezzi proposti sul mercato libero non erano sufficientemente attraenti.

Ai fini della descrizione dell'evoluzione dei clienti idonei nell'anno trascorso è opportuno distinguere tra due periodi prima e dopo l'abbassamento della soglia

¹ I dati relativi ad aprile 2002 presentati in questa tavola non corrispondono a quelli riportati nella *Relazione Annuale 2002* per via del ritardo di circa un mese nel recapito postale del riconoscimento di idoneità. Inoltre, differenze nei consumi possono sussistere in quanto le dichiarazioni dei distributori sono talvolta riferite a periodi inferiori all'anno solare.

di idoneità a 0,1 GWh avvenuta il 29 aprile 2003. Per motivi di sinteticità, nel seguito si farà riferimento all'aprile 2003 per indicare il 28 aprile, ultimo giorno del precedente regime di idoneità, e a maggio 2003 per indicare il periodo immediatamente successivo.

Fino al 28 aprile 2003

Tra la fine di aprile 2002 e aprile 2003 il numero di clienti idonei è aumentato da 11205 a 13475 e il relativo consumo da 124,8 a 136,7 TWh. I dati evidenziano una crescita più forte delle imprese societarie e dei clienti multisito nazionali, mentre i gruppi hanno avuto un incremento limitato per via della evoluzione di molte imprese in clienti multisito nazionali. Il consumo medio per sito ha continuato il calo già evidenziato negli anni precedenti, ma più velocemente che nel passato (da 11,1 a 10,1 GWh), indicando un più forte contributo di siti con consumi inferiori alla soglia di idoneità di 9 GWh (componenti soprattutto di imprese societarie e multisito nazionali). Vi sono tuttavia sostanziali differenze tra le diverse tipologie di idoneità: i consumi medi delle imprese societarie si sono notevolmente abbassati, stabili sono quelli dei gruppi, in leggero aumento quelli dei clienti multisito nazionali. Molto significativo è inoltre il divario esistente tra il consumo medio delle diverse tipologie di idoneità: per i clienti finali circa 6 volte maggiore di quello dei raggruppamenti di imprese, che a loro volta hanno un consumo medio triplicato rispetto alle imprese consorziate.

Gli incrementi differenziati tra le varie regioni sembrano legati alla difformità della composizione produttiva e delle dimensioni delle imprese, più che a una diversa logica imprenditoriale. Il numero di siti è aumentato da un minimo del 10 per cento in Molise a un massimo del 32 per cento in Basilicata, se si esclude la Val d'Aosta che ha pochi clienti idonei con consumi superiori a 1 GWh. Anche il consumo medio per sito è diminuito in quasi tutte le regioni. Fanno eccezione Trentino Alto Adige, Marche, Molise e Calabria con un leggero aumento. Generalmente il calo maggiore è avvenuto dove è più forte la crescita del numero di clienti idonei. Permane comunque una notevole differenziazione tra le regioni: i consumi medi per sito variano da valori minimi attorno a 6 GWh nelle Marche e in Calabria, con una preponderanza di piccole e medie imprese, e valori massimi superiori a 40 GWh in Sicilia e Sardegna, caratterizzate da una prevalenza di grandi impianti ad alto consumo energetico.

TAV. 4.13 EVOLUZIONE DEL MERCATO LIBERO 2002-2003

	APRILE 2002			APRILE 2003			MAGGIO 2003		
	NUMERO SITI	CONSUMO (TWh)	CONSUMO PER SITO (GWh)	NUMERO SITI	CONSUMO (TWh)	CONSUMO PER SITO (GWh)	NUMERO SITI	CONSUMO (TWh)	CONSUMO PER SITO (GWh)
Per tipo di idoneità									
Clienti finali	688	62,4	90,7	817	65,3	79,9	n.d.	n.d.	-
Imprese societarie	421	5,9	14,0	611	6,9	11,2	n.d.	n.d.	-
Gruppi	526	7,5	14,3	555	7,9	14,2	n.d.	n.d.	-
Multisito nazionali	824	12,8	15,6	1 059	17,0	16,1	n.d.	n.d.	-
Consorzi	7 073	27,8	3,9	8 434	31,1	3,7	n.d.	n.d.	-
Società consortili	1 673	8,4	5,0	1 999	8,5	4,3	n.d.	n.d.	-
Per regione									
Val d'Aosta	5	0,3	53,5	11	0,3	30,0	239	0,4	1,7
Piemonte	1 207	13,9	11,5	1 410	14,9	10,6	11 688	19,1	1,6
Lombardia	3 298	30,7	9,3	3 906	33,0	8,5	34 245	45,9	1,3
Liguria	178	1,7	9,3	227	1,8	7,8	3 033	3,5	1,1
Veneto	1 598	13,8	8,6	1 892	14,8	7,8	15 976	20,0	1,3
Trentino Alto Adige	266	2,0	7,4	296	2,4	8,1	3 558	3,6	1,0
Friuli Venezia Giulia	408	5,3	13,1	482	5,6	11,6	3 810	7,1	1,9
Emilia Romagna	1 215	9,9	8,2	1 535	11,6	7,6	14 390	17,8	1,2
Toscana	792	7,3	9,2	931	7,6	8,2	10 301	11,0	1,1
Marche	364	2,0	5,5	424	2,4	5,6	4 498	4,0	0,9
Umbria	131	2,8	21,6	171	3,1	18,4	1 277	3,8	2,9
Lazio	526	4,7	8,9	691	5,5	8,0	8 926	9,3	1,0
Abruzzo	216	2,7	12,7	253	3,0	12,0	2 612	4,1	1,6
Molise	59	0,6	9,8	65	0,7	10,3	517	0,9	1,7
Campania	272	5,2	19,0	346	5,8	16,8	7 397	9,1	1,2
Puglia	233	4,7	20,3	284	5,2	18,5	6 449	7,3	1,1
Basilicata	43	0,9	21,5	57	1,1	19,5	1 056	1,5	1,4
Calabria	102	0,6	6,0	115	0,7	6,0	2 751	1,5	0,5
Sicilia	176	8,8	50,0	230	9,4	41,1	7 787	12,4	1,6
Sardegna	116	6,8	59,0	149	7,5	50,5	3 306	8,7	2,6
Per classe di consumo (GWh)									
0,1 - 0,2	0	0,0	-	0	0,0	-	67 590	9,5	0,1
0,2 - 0,5	0	0,0	-	0	0,0	-	40 474	12,6	0,3
5,0 - 1,0	0	0,0	-	0	0,0	-	14 966	10,6	0,7
1,0 - 2,0	4 172	5,6	1,3	5 363	6,9	1,3	10 105	13,4	1,3
2,0 - 5,0	3 772	11,8	3,1	4 397	13,7	3,1	6 296	19,5	3,1
5,0 - 10,0	1 564	10,9	7,0	1 792	12,5	7,0	2 276	15,8	6,9
10,0 - 20,0	847	11,7	13,8	987	13,7	13,9	1 115	15,5	13,9
20,0 - 50,0	496	15,2	30,7	562	17,1	30,4	597	18,1	30,3
50,0 - 100,0	183	12,5	68,5	194	13,4	68,8	208	14,3	69,0
> 100,0	171	57,0	333,4	180	59,4	329,8	189	61,9	327,4
Totale	11 205	124,8	11,1	13 475	136,7	10,1	143 816	191,1	1,3

Fonte: Banca dati dei clienti idonei.

TAV. 4.14 **INCIDENZA DELL'AUTOPRODUZIONE SUI CONSUMI DEI CLIENTI IDONEI
A FINE APRILE 2003**

Miliardi di kWh

	PRELIEVO	PRODUZIONE	CESSIONE	CONSUMO
Per tipo di idoneità				
Clienti finali	52,7	18,0	5,3	65,3
Imprese societarie	6,3	0,7	0,1	6,9
Gruppi	7,5	0,5	0,1	7,9
Multisito nazionali	13,0	23,8	19,8	17,0
Consorzi	30,2	1,3	0,3	31,1
Società consortili	7,9	2,7	2,0	8,5
Per regione				
Val d'Aosta	0,3	0,0	0,0	0,3
Piemonte	13,0	3,9	2,0	14,9
Lombardia	30,0	13,3	10,2	33,0
Liguria	1,6	0,2	0,0	1,8
Veneto	13,5	1,5	0,2	14,8
Trentino Alto Adige	2,1	0,4	0,0	2,4
Friuli Venezia Giulia	4,6	1,6	0,6	5,6
Emilia Romagna	9,6	5,5	3,5	11,6
Toscana	6,7	2,4	1,4	7,6
Marche	2,2	0,7	0,5	2,4
Umbria	3,1	0,0	0,0	3,1
Lazio	5,1	0,4	0,0	5,5
Abruzzo	2,7	0,6	0,3	3,0
Molise	0,7	0,0	0,0	0,7
Campania	5,5	0,4	0,0	5,8
Puglia	3,9	3,6	2,2	5,2
Basilicata	0,9	0,3	0,1	1,1
Calabria	0,7	0,0	0,0	0,7
Sicilia	5,4	10,7	6,7	9,4
Sardegna	6,0	1,6	0,1	7,5
Totale	117,5	47,0	27,8	136,7

Fonte: Banca dati dei clienti idonei.

Dal 29 aprile 2003

Il quadro dei clienti idonei cambia notevolmente con l'abbassamento della soglia di idoneità a consumi pari a 100 000 kWh annui a partire dal 29 aprile 2003, ovvero dopo 90 dalla vendita di Interpower (legge 5 marzo 2001, n. 57). I dati disponibili già dai primi giorni del mese di maggio evidenziano una decuplicazione dei clienti idonei, diventati quasi 144000 per un consumo complessivo di 191 TWh riferito al 2002, in corrispondenza di circa il 66 per cento dei consumi finali di energia elettrica del paese. È molto significativa la distribuzione dei clienti idonei tra classi di consumo: quasi un terzo dei consumi è dovuto a siti con consumi maggiori di 100 GWh, mentre più o meno la metà deriva da siti con consumi superiori a 20 GWh; i siti dei nuovi clienti idonei con consumi inferiori a 1 GWh contribuiscono nel complesso ad appena il 17 per cento dei consumi del mercato libero. L'85 per cento dei clienti idonei ha consumi minori di 1 GWh e il 75 per cento più bassi di 0,5 GWh. È infine opportuno evidenziare l'incidenza dei nuovi clienti idonei con consumi superiori a 1 GWh nel 2002, ovvero quei clienti finali che avrebbero già potuto entrare nel mercato libero prima del 29 aprile se avessero fatto richiesta. Stimati in 7 300, avevano nel 2002 un consumo complessivo di circa 22 TWh, cioè il 40 per cento dell'incremento del mercato libero, e un sorprendente numero di siti con consumi molto elevati: 35 con consumi superiori a 20 GWh e ben 9 con consumi maggiori di 100 GWh².

Il contributo delle aste CIP6 e delle importazioni per incrementare l'offerta nel mercato libero

L'energia totale delle aste CIP6 destinata al mercato libero, nel 2002, ammonta a 39 052 GWh, pari al 40 per cento circa del totale della domanda del mercato libero. L'energia è stata ceduta dal Grtn tramite tre aste differenziate per tipologia di cliente finale: cliente finale interrompibile senza preavviso, cliente finale interrompibile con preavviso e clienti idonei non interrompibili, di cui all'art. 2 della delibera dell'Autorità 30 giugno 1999, n. 91. Le bande di ampiezza costante di 10 MW sono state assegnate su base annuale. Nella tavola 4.15 vengono riportati la potenza CIP6 attribuita per l'anno 2002 al mercato libero per diversa tipologia di cliente finale e il prezzo medio formatosi sulle aste.

Il decreto del Ministero delle attività produttive del 22 novembre 2002 individua, per il 2003, una diversa classificazione dei clienti finali ai quali destinare l'energia CIP6 e dedica loro 4 400 MW da assegnare su base annuale e 200 MW da assegnare su base mensile. Le novità rispetto al 2002 sono:

2 Questi contributi si possono ricavare dalle differenze tra i valori riportati nella tavola 4.14 per i mesi di aprile e maggio 2003.

- la sostituzione della categoria “interrompibile senza preavviso” con quella di cliente finale con almeno il 55 per cento dei suoi consumi in fascia F4;
- la disponibilità di 200 MW di potenza da assegnarsi su base mensile.

Con delibera del 12 dicembre 2002, n. 204, l’Autorità ha definito le procedure concorsuali e i prezzi base d’asta per le diverse categorie individuate dal decreto ministeriale sopra citato.

Importazioni

La capacità destinata al mercato libero è aumentata (Tav. 4.11) da 3 253 MW del 2002 a 4 153 MW nel 2003. Di questi il Grtn, congiuntamente al *Reseau de transport de l’électricité* francese, ne ha assegnati 2 053 secondo le modalità specificate nella delibera n. 190/02, ovvero con il metodo pro quota (Tav. 4.17). Quindi, 1 500 MW sono stati allocati ai gestori esteri, mentre i rimanenti 600 erano stati allocati nel 2002 sulla base di contratti interrompibili a scadenza biennale. Le bande a disposizione del Grtn sono state divise in 1 453 MW per l’assegnazione

TAV. 4.15 QUANTITÀ E PREZZO MEDIO DI ACQUISTO DELL’ENERGIA ELETTRICA ASSEGNATA NEL 2002 NELLE ASTE CIP6

CLIENTI FINALI	MW ASSEGNATI	PREZZO MEDIO DI ACQUISTO c€/kWh
Non interrompibili	3 180	4,9843
Interrompibili con preavviso	820	4,0497
Interrompibili senza preavviso	500	3,8998
Totale assegnazioni	4 500	4,6935

Fonte: Grtn.

TAV. 4.16 QUANTITÀ DI ENERGIA ASSEGNATA NEL 2003 E PREZZO BASE NELLE ASTE CIP6

CLIENTI FINALI	MW ASSEGNATI	PREZZO BASE FISSATO DALL’AUTORITÀ
Con assegnazione annuale	4 400	
- di cui non interrompibili	3 000	$2,43+0.659 \cdot Ct$
- di cui interrompibili con preavviso	1 000	$1,80+0.659 \cdot Ct$
- di cui col 55% dei consumi in F4	400	$1,98+0.659 \cdot Ct$
Con assegnazione mensile	200	$2,43+0.659 \cdot Ct^*$ coefficiente mensile A_M
Totale	4 600	

Fonte: Grtn.

annuale a clienti finali non interrompibili e 600 MW per l'assegnazione biennale a clienti interrompibili, che vanno ad aggiungersi ai 600 MW che erano stati assegnati lo scorso anno con contratti a durata biennale. Tutta la capacità è stata assegnata per bande di 1 MW ciascuno in base al criterio pro quota.

Dei 1 453 MW, la capacità disponibile sulla frontiera nord ovest, cioè 1 303 MW, è stata spartita tra 48 operatori, mentre la capacità della frontiera nord est è stata assegnata a 16 operatori.

Dei 600 MW disponibili con caratteristiche di interrompibilità, la capacità sulla frontiera nord ovest è stata assegnata a 77 operatori, mentre quella a nord est, cioè 150 MW, a 57 operatori.

TAV. 4.17 ASSEGNAZIONE DI CAPACITÀ DISPONIBILE SULLA FRONTIERA SETTENTRIONALE PER IL 2003

	FRONTIERA NORD OVEST		FRONTIERA NORD EST		TOTALE
	MW	NUMERO ASSEGNATARI	MW	NUMERO ASSEGNATARI	MW
Clienti non interrompibili	1303	48	150	16	1453
Clienti interrompibili	450	77	150	57	600
Totale	1753	125	300	73	2 053

Fonte: Grtn.

Le azioni dell'Autorità per la semplificazione delle procedure di riconoscimento dell'idoneità

Con la delibera 13 marzo 2003, n. 20, l'Autorità ha ridefinito le procedure per la certificazione e il riconoscimento di idoneità per l'accesso al mercato libero dell'energia elettrica. Come noto, l'art. 10, comma 4, della legge 5 marzo 2001, n. 57, ha abbassato la soglia di idoneità a 0,1 GWh "a decorrere dal novantesimo giorno dalla cessione, da parte dell'Enel di non meno di 15 000 MW di capacità produttiva". La cessione di capacità produttiva è avvenuta in data 29 gennaio 2003; pertanto l'abbassamento della soglia, ai fini del riconoscimento della qualifica di cliente idoneo, si è prodotto a partire dal 29 aprile 2003.

Oltre all'abbassamento della soglia, la disposizione ha portato altre due importanti modifiche per i clienti finali idonei rispetto all'art. 14 del decreto legislativo n. 79/99:

- in precedenza i clienti finali con consumi superiori alla soglia di 9 GWh (di 1 GWh nel caso di appartenenza a raggruppamenti) avevano diritto a partecipare al mercato libero; invece, ai sensi dell'art. 14, comma 5 *bis*, del decre-

to legislativo n. 79/99, i clienti finali il cui consumo sia risultato superiore a 0,1 GWh nell'anno solare precedente, sono a tutti gli effetti idonei a decorrere dal 29 aprile 2003. Pur avendo la qualifica di idoneità, sono tuttavia liberi di non esercitare il diritto di recesso di cui all'art. 2 della delibera 20 ottobre 1999, n. 158, e rimanere nel mercato vincolato;

- diversamente dal regime precedente, non è più prevista la possibilità di raggiungere la soglia di idoneità mediante associazione tra clienti finali con consumi inferiori a essa. L'appartenenza a consorzi, società consortili, gruppi di impresa, imprese costituite in forma societaria e raggruppamenti societari su scala nazionale diventa una caratteristica puramente accessoria la cui ragione d'essere non è più la possibilità di partecipare al mercato libero ma, per esempio, la convenienza di appartenere a un gruppo di maggiori dimensioni per meglio sfruttare le opportunità offerte dal mercato.

Con l'abbassamento della soglia, il numero di clienti finali idonei è più che decuplicato, passando da circa 13 000 a oltre 150 000. Il riconoscimento di idoneità a un così grande numero di clienti finali, utilizzando la metodologia di certificazione cartacea stabilita con la delibera n. 91/99, sarebbe stato impraticabile nei tempi ragionevolmente brevi richiesti dal mercato. L'Autorità ha ritenuto che per assicurare l'entrata nel mercato libero a tutti i clienti finali idonei a partire dalla stessa data (il 29 aprile) era necessario che i gestori delle reti le comunicassero entro il 28 aprile i dati dei clienti finali allacciati alle loro reti in possesso dei requisiti di idoneità.

Il ricorso alle dichiarazioni dei distributori non è tuttavia sufficiente per garantire l'idoneità a tutti i clienti finali che ne hanno diritto. Si possono infatti verificare situazioni nelle quali i distributori non sono a conoscenza dello stato di idoneità di un loro cliente o la cui conoscenza comporta costi eccessivi. Si tratta, per esempio, di:

- autoproduttori i cui prelievi dalla rete di distribuzione nel corso del 2002 sono stati inferiori a 0,1 GWh;
- siti con più punti di prelievo e con prelievi singoli nell'anno solare 2002 inferiori a 0,1 GWh ma la cui somma è superiore a 0,1 GWh;
- siti con durata dei prelievi inferiore a 365 giorni e per i quali la soglia di 0,1 GWh è raggiungibile solo in proporzione alla durata effettiva dei prelievi (metodo del pro rata giorno).

Tra i siti con più punti di prelievo vi sono le reti (telematiche, irrigue, di acquedotti ecc.) che spaziano su aree territoriali estese anche su due e più distributori distinti. Per risolvere tutti questi e altri casi, è stato predisposto un sistema di autocertificazione per via telematica mediante collegamento al sito Internet dell'Autorità.

Grazie a esso i clienti finali che ne hanno diritto ma che non appaiono sull'elenco possono accedere al mercato libero semplicemente iscrivendosi sul sito Internet.

Rimane immutato il sistema di verifica e di controllo a posteriori delle condizioni di idoneità, stabilito con la delibera n. 91/99. In particolare, entro il 31 marzo di ogni anno i distributori trasmettono all'Autorità i dati relativi ai prelievi e alle immissioni di energia elettrica effettuati, nell'anno solare precedente, da tutti i clienti finali allacciati alla propria rete che sono inseriti nell'elenco dei clienti finali idonei. Inoltre, entro la stessa data gli autoproduttori trasmettono all'Autorità una dichiarazione da cui risultano i dati relativi alla quantità di energia elettrica prodotta all'interno del sito di consumo.

In base a queste informazioni l'Autorità può accertare la sussistenza dei requisiti di idoneità dei clienti finali compresi nell'elenco, tenendo conto anche dei quantitativi di energia autoprodotta e ceduta alla rete, dell'esistenza di più punti di misura nella disponibilità del soggetto, anche dislocati sul territorio e su più reti di distribuzione.

Sono rimasti invariati anche gli altri obblighi di informazione previsti dalla delibera n. 91/99, relativi alle vendite di energia elettrica da parte di distributori e grossisti ad altri clienti idonei, necessari all'Autorità per il monitoraggio dello sviluppo del mercato libero. Allo stesso scopo sono stati introdotti nuovi doveri di informazione sulle vendite ai clienti idonei effettuate da parte dei consorzi e delle società consortili, nonché dei produttori con oltre 10 MW di potenza installata. Le dichiarazioni di tutti questi soggetti devono essere trasmesse all'Autorità entro il 31 gennaio di ogni anno.

Con l'occasione della modifica delle procedure di riconoscimento della qualifica di idoneità, al fine di garantire la più ampia conoscenza dei soggetti operanti sul mercato elettrico e pertanto di facilitare la liberalizzazione dello stesso, l'Autorità ha ritenuto opportuno istituire elenchi distinti per clienti finali idonei, distributori e acquirenti grossisti, clienti esteri, consorzi e società consortili, produttori. Questi elenchi sono pubblicati per facilitare i contatti tra acquirenti e venditori e, quindi, per promuovere la concorrenza sul mercato.

DISTRIBUZIONE E VENDITA AL MERCATO VINCOLATO

Il monopolio locale della distribuzione e il mercato della fornitura ai clienti vincolati

Completamento del processo di cessione delle reti di distribuzione

Nel corso del 2002 e dei primi mesi del 2003 è avanzato il processo di razionalizzazione della distribuzione dell'energia elettrica secondo le disposizioni dell'art. 9 del decreto legislativo n. 79/99. Nella seconda metà del 2002, il Ministero delle attività produttive ha rilasciato 27 concessioni di distribuzione

ad altrettanti Comuni e 6 a isole. La procedura di rilascio non è tuttavia ancora stata completata per diverse imprese di distribuzione, tra le quali Enel Distribuzione.

Parallelamente al rilascio delle concessioni sono continuate le cessioni da parte di Enel Distribuzione di porzioni di rete: esse hanno tra l'altro riguardato Milano, Verona, Vercelli e Gorizia. La tavola 4.18 elenca le cessioni di porzioni

TAV. 4.18 **CESSIONI DI PORZIONI DI RETE DI DISTRIBUZIONE DA PARTE DI ENEL DISTRIBUZIONE ALL'1 MARZO 2003**

IMPRESA ACQUIRENTE	CITTÀ	N. COMUNI OGGETTO DI CESSIONE	STIPULA DEL CONTRATTO	EFFICACIA DEL CONTRATTO
A.S.P. Polverigi	Polverigi (AN)	1	19/12/02	01/01/03
A.S.P.M. Soresina	Soresina (CR)	1	28/02/02	01/03/02
A.S.S.M Tolentino	Tolentino (MC)	1	21/12/01	01/01/02
A.S.SE.M. San Severino Marche	San Severino Marche (MC)	1	01/03/02	01/03/02
A.T.En.A.	Vercelli	1	20/12/02	01/01/03
ACEGAS	Trieste	1	29/03/00	31/03/00
ACEA Distribuzione	Roma	2	27/06/02	01/07/01
AEM Cremona	Cremona	1	21/03/02	01/04/02
AEM Milano	Milano	2	29/10/02	31/10/02
AEM Tirano	Tirano (SO)	1	24/05/01	01/06/01
AEM Torino	Torino	1	21/12/01	31/12/01
AGSM Verona	Verona	2	29/11/02	01/12/02
AMET	Trani (BA)	1	31/01/03	01/02/03
AMG	Gorizia	1	28/02/03	01/03/03
AMI Imola	Imola (BO)	4	28/06/02	01/07/02
AMIAS Selvino	Selvino (BG)	1	23/09/00	12/12/00
AMPS Parma	Parma	1	27/12/00	31/12/00
AMSP Seregno	Seregno	1	29/03/01	31/03/01
ASM Sondrio	Sondrio	1	28/03/02	01/04/02
Idroelettrica Valcanale	Tarvisio (UD)	1	19/12/02	01/01/03
SEM Morbegno	Morbegno (SO)	4	23/04/02	01/05/02
SIEC Chiavenna	Chiavenna (SO)	2	28/06/02	01/07/02

Fonte: Elaborazioni su dati di Enel Distribuzione.

di rete di Enel Distribuzione concluse, all'1 marzo 2003, per un totale di oltre 1,5 milioni di clienti.

In altri ambiti comunali, tra i quali Terni, Modena e Vicenza, sono state avviate le procedure di arbitraggio finalizzate alla cessione della porzione di rete di Enel Distribuzione. In alcuni casi, come emerge dalla tavola 4.19, esse hanno

TAV. 4.19 **IMPRESSE CHE HANNO AVVIATO LA PROCEDURA DI ARBITRAGGIO PER L'ACQUISIZIONE DI PORZIONI DI RETE DI ENEL DISTRIBUZIONE**

IMPRESA ACQUIRENTE	CITTÀ	N. COMUNI OGGETTO DI CESSIONE	DATA SOTTOSCRIZIONE ACCORDO
A.M.E.A. Paliano	Paliano (FR)	1	24/09/02
AEC Salbertrand	Salbertrand (TO)	1	08/05/01
AIM Vicenza	Vicenza	1	14/01/03
AMAIE	Sanremo (IM)	1	n.s.
ASM Terni	Terni	1	n.s.
ASPEA	Osimo (AN)	1	n.s.
AST	Recanati (MC)	1	n.s.
Camuna Energia	Cedegolo (BS)	2	n.s.
Coop. Agricola Forza e Luce	Aosta	3	10/12/02
Meta	Modena	1	n.s.

n.s.: nessun accordo sottoscritto

Fonte: Elaborazioni su dati di Enel Distribuzione.

TAV. 4.20 **IMPRESSE CHE HANNO CEDUTO COMPLETAMENTE L'ATTIVITÀ DI DISTRIBUZIONE A ENEL DISTRIBUZIONE**

IMPRESA CEDENTE	CITTÀ	N. COMUNI OGGETTO DI CESSIONE	STIPULA DEL CONTRATTO	EFFICACIA DEL CONTRATTO
AEC Arrone	Arrone (TR)	1	20/04/01	01/05/01
AEC Jenne	Jenne (Roma)	1	08/11/01	01/01/02
AEC Montefranco	Montefranco (TR)	1	24/07/00	25/07/00
AEC Pozzomaggiore	Pozzomaggiore (SS)	1	28/02/02	28/02/02
AEC San Gemini	San Gemini (TR)	2	21/12/01	01/03/02
AEM Montecompatri	Montecompatri (Roma)	1	02/05/02	01/05/02
AEM Vigo di Cadore	Vigo di Cadore (BL)	1	26/07/02	01/08/02
Ditta Compassi Gelindo	Dogna (UD)	1	21/06/02	01/10/02
SEM Musellarese di E. Sarra	Musellaro (Pescara)	3	04/06/01	01/07/01

Fonte: Elaborazioni su dati di Enel Distribuzione.

già condotto alla sottoscrizione di un accordo preliminare alla stipula del contratto definitivo di cessione.

La stessa Enel Distribuzione, in altri ambiti comunali, ha invece acquisito porzioni di rete di distribuzione o ha rilevato completamente l'attività. Le tavole 4.20 e 4.21 riassumono gli accordi già sottoscritti, che riguardano poco meno di 15 000 clienti.

TAV. 4.21 IMPRESE CHE HANNO CEDUTO PORZIONI DI RETE A ENEL DISTRIBUZIONE

IMPRESA CEDENTE	CITTÀ	N. COMUNI OGGETTO DI CESSIONE	STIPULA DEL CONTRATTO	EFFICACIA DEL CONTRATTO
A.S.P. Polverigi	Polverigi (AN)	3	19/12/02	01/01/03
A.S.P.M. Soresina	Soresina (CR)	2	28/02/02	01/03/02
A.S.S.M. Tolentino	Tolentino (MC)	6	21/12/01	01/03/02
A.S.SE.M. San Severino Marche	San Severino Marche (MC)	1	01/03/02	01/03/03
AEM Tirano	Tirano (SO)	1	24/05/01	01/06/01
AMI Imola	Imola (BO)	10	28/06/02	01/07/02
ASM Sondrio	Sondrio	2	28/03/02	01/04/02
Idroelettrica Valcanale	Tarvisio (UD)	1	19/12/02	01/01/03
SEM Morbegno	Morbegno (SO)	3	23/04/02	01/05/02
SIEC Chiavenna	Chiavenna (SO)	4	28/06/02	01/07/02

Fonte: Elaborazioni su dati di Enel Distribuzione.

Attività di regolazione economica della distribuzione

Approvazione delle opzioni tariffarie

Con l'aggiornamento dei parametri tariffari relativi al servizio di trasporto avvenuto con la delibera n. 152/02, l'Autorità ha rideterminato i vincoli tariffari (V1 e V2) nell'ambito dei quali i distributori hanno potuto predisporre e proporre, per l'approvazione, le proprie opzioni tariffarie per l'anno 2003.

Ai fini della proposta delle opzioni tariffarie 2003, l'Autorità ha reso disponibile ai distributori un sistema telematico mediante il quale registrare e inoltrare elettronicamente le offerte. Con riferimento al servizio di trasporto dell'energia elettrica, i distributori hanno presentato all'Autorità, entro il 31 ottobre 2002, le proposte relative alle opzioni tariffarie base e speciali per l'anno 2003, delle quali l'Autorità ha poi verificato la compatibilità con le disposizioni del Testo integrato. Con delibera del 19 dicembre 2002, n. 211, l'Autorità ha quindi provveduto ad approvarle tutte, introducendo anche un regime tariffario integrativo destinato a sopperire alla mancata proposta per il 2003 da parte di 7 esercenti.

Nel complesso, l'Autorità ha valutato 886 opzioni tariffarie base presentate da 172 distributori e 99 opzioni tariffarie speciali proposte da 32 distributori. Tutte le opzioni sia base sia speciali sono risultate conformi alle disposizioni del Testo integrato, e sono state pubblicate sul sito Internet dell'Autorità, come previsto dallo stesso.

La procedura di proposta e approvazione delle opzioni tariffarie risulta essersi ormai consolidata nel sistema tariffario italiano: il numero di distributori che non ha aderito è infatti passato dai 21 del 2000 (opzioni 2001) a soli 7 esercenti del 2002 (opzioni 2003). Allo stesso tempo le opzioni proposte nel 2002 per l'anno 2003 sono risultate tutte conformi alle disposizioni vigenti, diversamente da quanto verificatosi nel 2000 e nel 2001.

Regolazione economica della vendita ai clienti del mercato vincolato

Nel corso del 2002 e nei primi mesi del 2003, riguardo alla regolazione economica della vendita ai clienti del mercato vincolato, l'Autorità si è dedicata da un lato al consueto aggiornamento dei parametri tariffari, dall'altro all'integrazione delle novità legislative circa le modalità di recepimento dei costi dei combustibili nella parte variabile della tariffa e all'inclusione di una nuova componente a copertura degli oneri di acquisto dei certificati verdi. Infine, per portare a compimento la riforma tariffaria e contemporaneamente garantire l'accesso al servizio ai consumatori domestici economicamente disagiati, nel febbraio 2003 l'Autorità ha diffuso un Documento per la consultazione per l'introduzione di una tariffa sociale.

Determinazione del prezzo all'ingrosso per il mercato vincolato

A partire dall'1 gennaio 2003, e a valere sino all'effettivo avvio del sistema delle offerte di acquisto e di vendita dell'energia elettrica, l'Autorità ha definito, con delibera 12 dicembre 2002, n. 203, il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso per l'anno 2003.

Tale intervento si è reso necessario, in linea con quanto adottato negli anni 2000-2002, poiché il contesto normativo e di mercato richiede ancora una regolazione diretta dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso, al fine di creare un assetto che, prevenendo l'esercizio di potere di mercato da parte dell'operatore in posizione dominante nell'attività di produzione, consenta il formarsi di prezzi efficienti. La regolazione diretta permette all'impresa produttrice distributrice la copertura dei propri costi riconosciuti, stante il quadro normativo vigente. Infine, detta regolazione è stata concepita per il funzionamento del sistema in assenza dell'operatività dell'Acquirente Unico S.p.A. quale garante della fornitura ai clienti del mercato vincolato.

La metodologia utilizzata per la determinazione del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato per il 2003 è equivalente a quella adottata nel 2002. La componente a copertura dei costi fissi di produzione è determinata rapportando il livello dei costi riconosciuti a un livello di produzione di riferimento relativo agli impianti termoelettrici, in modo sia da rendere compatibili i prezzi con un mercato dell'energia elettrica all'ingrosso efficiente, sia da garantire l'equilibrio economico finanziario delle imprese sulla base dei costi di produzione riconosciuti agli impianti termoelettrici e a livelli di produzione di riferimento.

Per l'anno 2003 tale componente, in ciascuna fascia oraria, risulta sostanzialmente allineata ai valori dell'anno 2002, collocandosi però sotto quelli relativi all'anno 2000.

I nuovi criteri di definizione del Ct

In seguito alla conversione in legge del decreto 4 settembre 2002, n. 193 (legge 28 ottobre 2002, n. 238) e all'approvazione del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 31 ottobre 2002, recante criteri integrativi per la definizione delle tariffe dell'elettricità e del gas da parte dell'Autorità, la medesima Autorità, con delibera n. 194/02, ha provveduto a definire nuove modalità per l'aggiornamento della componente della tariffa elettrica a copertura dei costi variabili di generazione. Con tale provvedimento l'Autorità ha inteso applicare quanto disposto dal richiamato decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, con riferimento in particolare all'esigenza di definire metodologie di aggiornamento delle tariffe dei servizi di pubblica utilità che ne minimizzino l'impatto inflazionistico. Per una trattazione più estesa del quadro normativo che ha portato alla revisione dei meccanismi di indicizzazione si veda il riquadro corrispondente nel Capitolo 5.

Più precisamente, la delibera n. 194/02 introduce modifiche alle modalità di aggiornamento del parametro Ct, costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici alimentati a combustibili fossili commerciali, che viene rivisto periodicamente dall'Autorità e utilizzato per adeguare le componenti tariffarie CCA e PV applicate rispettivamente ai clienti non domestici vincolati e ai clienti domestici. Le modifiche introdotte riguardano 3 parametri di indicizzazione, vale a dire:

- il periodo di indicizzazione: anteriormente all'entrata in vigore della delibera n. 194/02, il parametro Ct veniva rivisto sulla base della media degli ultimi 4 mesi del prezzo del paniere di combustibili fossili utilizzato quale riferimento. Con le nuove modalità di aggiornamento il periodo di indicizzazione è stato aumentato da 4 a 6 mesi;

- la soglia di invarianza: la delibera n. 194/02 dispone che il parametro Ct venga aggiornato qualora si registrino variazioni, in aumento o in diminuzione, maggiori del 3 per cento del parametro Vt, definito come il costo unitario riconosciuto dei combustibili (art. 6, comma 5, della delibera n. 70/97). La soglia di invarianza era precedentemente fissata al 2 per cento;
- la periodicità dell'aggiornamento: la delibera n. 194/02 ha previsto che questa abbia cadenza trimestrale e non più bimestrale.

Copertura degli oneri di acquisto dei certificati verdi

Con la delibera del 23 dicembre 2002, n. 227, l'Autorità ha definito le modalità di copertura degli oneri derivanti dall'applicazione dell'art.11 del decreto legislativo n. 79/99, con riferimento all'energia elettrica destinata al mercato vincolato. Detto articolo, al fine di incentivare l'uso delle energie rinnovabili, prevede che gli importatori e i soggetti responsabili degli impianti i quali, in ciascun anno, importino o producano energia elettrica da fonti non rinnovabili, immettano nel sistema elettrico nazionale, nell'anno successivo, una quota prodotta da impianti da fonti rinnovabili. I soggetti possono adempiere al suddetto obbligo anche acquistando certificati verdi (certificati che attestano la produzione di energia elettrica da parte di impianti alimentati da fonti rinnovabili) da altri soggetti o dal Grtn.

Con riferimento all'energia elettrica destinata al mercato libero, il trasferimento sui clienti finali degli oneri derivanti dall'obbligo di acquistare i certificati verdi avviene, secondo una logica di mercato, mediante l'incorporazione di tali oneri nel prezzo di vendita, liberamente stabilito tra le parti. Per i clienti finali del mercato vincolato, invece, il trasferimento degli oneri può verificarsi solo nei limiti consentiti dalle tariffe amministrative definite dall'Autorità, nell'ambito del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso. Per tale ragione, la delibera n. 227/02 ha istituito un'apposita componente tariffaria, VE, espressa in centesimi di euro per kilowattora, da incorporare nella CCA (la componente tariffaria a copertura dei costi di acquisto e vendita dell'energia elettrica per i clienti del mercato vincolato con contratti diversi da quelli per l'utenza domestica), e nel PV (la componente tariffaria a copertura dei costi di combustibile per l'utenza domestica).

La medesima delibera ha istituito un apposito conto presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico al quale verrà destinato il gettito derivante dall'applicazione della componente VE. Non sono ancora state definite, invece, le modalità secondo le quali i fondi raccolti andranno ai beneficiari. Resta inteso che tali modalità dovranno consentire ai produttori e agli importatori un riconoscimento dei costi differenziato in funzione dell'effettivo onere sostenuto.

Direttive all'Acquirente Unico

L'art. 4 del decreto legislativo n. 79/99 attribuisce all'Acquirente Unico la funzione di assicurare la fornitura di energia elettrica per i clienti del mercato vincolato in condizioni di continuità, sicurezza, efficienza e parità di trattamento. Il medesimo articolo prevede che, sulla base delle direttive impartite dall'Autorità, l'Acquirente Unico stipuli contratti di vendita con i distributori a condizioni non discriminatorie, consentendo l'applicazione della tariffa unica al mercato vincolato e garantendo il proprio equilibrio di bilancio.

In ottemperanza al disposto dell'art. 4, l'Autorità, con la delibera del 17 luglio 2002, n. 136, ha avviato un procedimento volto all'acquisizione degli elementi utili all'emanazione delle suddette direttive, nell'ambito del quale è prevista la costituzione di gruppi di lavoro per predisporre strumenti normativi afferenti a materie specialistiche.

Il servizio di vendita per i clienti vincolati non domestici

Per i clienti del mercato vincolato con contratti diversi da quelli per l'utenza domestica, il servizio di vendita dell'energia elettrica viene erogato secondo quanto disposto dal Testo integrato, dando luogo all'applicazione della componente CCA a copertura dei costi di acquisto e vendita dell'energia elettrica. Tale componente è stata fissata e aggiornata periodicamente dall'Autorità in funzione della variazione del parametro Ct (si veda in proposito il paragrafo *I criteri di definizione del nuovo Ct*).

In base alle disposizioni del Testo integrato, inoltre, ai distributori è lasciata la facoltà di offrire ai propri clienti anche opzioni tariffarie ulteriori per il servizio di vendita, che essi potranno scegliere in alternativa alla componente CCA. Per l'anno 2003, 11 distributori hanno deciso di proporre opzioni ulteriori di vendita (per un totale di 13 opzioni tariffarie); l'Autorità ha verificato preventivamente tali opzioni e le ha approvate con delibera n. 211/02. Le opzioni tariffarie ulteriori di vendita proposte e approvate sono state pubblicate sul sito Internet dell'Autorità.

Il servizio di vendita per i clienti domestici

Il sistema tariffario per i clienti domestici previsto dal Testo integrato si basa su tariffe fissate e aggiornate dall'Autorità, al fine di garantire loro una maggior tutela. In particolare sono previste le seguenti tariffe domestiche:

- D2, destinata a essere applicata ai contratti stipulati nelle abitazioni di residenza anagrafica, con impegno di potenza non superiore a 3 kW;
- D3, destinata a essere applicata ai contratti stipulati nelle abitazioni di residenza anagrafica con impegno di potenza superiore a 3 kW e ai contratti per le abitazioni non di residenza;

- D1, tariffa di riferimento che non viene applicata ai clienti finali; essendo definita come tariffa che copre i costi del servizio, assolve una funzione di mero riferimento per la determinazione dei ricavi spettanti agli esercenti, che saranno stabiliti in funzione sua.

Le tariffe domestiche per il 2003, a esclusione della componente PV, sono state aggiornate con delibera dell'1 agosto 2002, n. 153, che ha tra l'altro disposto la proroga dell'applicazione delle tariffe D2 e D3 rimandando all'1 gennaio 2004 l'entrata in vigore della tariffa D1 per tutti i clienti domestici, inizialmente prevista all'1 gennaio 2003. Ciò anche in ragione della necessità di coordinare l'entrata in vigore della tariffa D1 con la definizione di regimi di tutela dei clienti domestici del mercato vincolato in condizioni di disagio economico. Sempre con riferimento al mercato dei clienti domestici, inoltre, occorre ricordare che le disposizioni del Testo integrato prevedono la possibilità, per i distributori, di offrire opzioni ulteriori, quale alternativa alle tariffe D2 e D3. Anche per l'anno 2003 alcuni distributori si sono avvalsi di questa possibilità.

Aggiornamenti bimestrali

L'andamento favorevole dei prezzi internazionali dei combustibili registrato nel 2001, che aveva consentito riduzioni pari a circa il 30 per cento del parametro V_t , si è interrotto all'inizio del 2002, nonostante la rivalutazione dell'euro nei confronti della moneta americana. Questa inversione di tendenza si è tradotta in un aumento del parametro C_t , che è passato da 3,514 c€/kWh del secondo bimestre 2002 a 4,106 c€/kWh del primo trimestre 2003.

La variazione del C_t intervenuta nel periodo marzo 2002-marzo 2003, pari a un aumento del 16,8 per cento, è stata relativamente contenuta se paragonata a quella dei prezzi dei combustibili, anche per effetto dell'emanazione del decreto legge n. 193/02, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale*, Serie generale, n. 207 del 4 settembre 2002, convertito senza modificazioni nella legge n. 238/02; essa ha di fatto bloccato le tariffe ai livelli previsti per il quarto bimestre del 2002 fino al termine dell'anno e ha portato alla definizione da parte dell'Autorità di nuovi criteri di aggiornamento delle tariffe elettriche (si veda in proposito il paragrafo *I nuovi criteri di definizione del C_t*).

In relazione al citato decreto legge n. 193/02, occorre rilevare come i suoi effetti in termini di blocco delle tariffe si siano dispiegati sulle sole tariffe fissate dall'Autorità relativamente a servizi di pubblica utilità. Il decreto legge, pertanto, non ha prodotto effetti diretti sui prezzi non fissati in via amministrativa quali, per esempio, quello delle forniture di energia elettrica sul mercato libero. Gli effetti su tale mercato sono stati, piuttosto, indiretti e legati, per esempio, a clausole contrattuali che prevedevano l'aggiornamento del prez-

zo dell'energia elettrica fornita a un cliente libero sulla base dell'andamento del parametro Ct fissato dall'Autorità.

Nel corso del 2002 e del primo trimestre 2003, l'Autorità ha provveduto anche ad aggiornare le aliquote delle componenti tariffarie A e UC. In particolare, nel periodo considerato, le modifiche hanno riguardato esclusivamente la componente tariffaria A3, che alimenta il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate. L'aliquota media di tale componente tariffaria è passata da 0,75 c€/kWh nel primo bimestre 2002 a 0,92 c€/kWh, con un aumento di 0,17 c€/kWh. L'incremento della componente tariffaria A3 si è reso necessario principalmente per due ordini di motivi. In primo luogo per tener conto del maggior onere da produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate e oggetto di incentivazione a norma del provvedimento CIP6, onere determinato dall'esito delle procedure concorsuali per la cessione su base annuale dell'energia elettrica di cui all'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99 (energia elettrica prodotta ai sensi del provvedimento CIP6). L'adeguamento della componente A3, inoltre, è da ricondursi alla previsione di minori entrate derivanti dall'applicazione della componente tariffaria A7, la cosiddetta "rendita idroelettrica". L'effetto congiunto dell'esito delle procedure concorsuali e della diminuzione del gettito della componente tariffaria A7, tra l'altro, ha comportato anche una maggiore esposizione IVA del Grtn, incrementando ulteriormente la necessità di gettito.

Occorre comunque rilevare che l'incremento complessivo della componente tariffaria A3 è stato limitato da un apposito intervento dell'Autorità, che con delibera 26 giugno 2002, n. 124, ha modificato le modalità di imposizione, esazione e gestione delle componenti A2, A3, A5 e A6 (si veda in merito il paragrafo *Aggiornamento degli oneri di sistema*).

Tariffa sociale e tariffa per terremotati

Il 20 febbraio 2003 l'Autorità ha diffuso un Documento per la consultazione relativo alla definizione di tariffe per la fornitura di energia elettrica ai clienti domestici in bassa tensione economicamente disagiati. Tale Documento, predisposto nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 15 novembre 2001, n. 264, integrata con la delibera 5 dicembre 2002, n. 199, rappresenta un importante passaggio nell'armonizzazione degli obbiettivi economico finanziari degli esercenti con quelli generali di carattere sociale, secondo le prescrizioni della legge n. 481/95.

La proposta contenuta in tale Documento individua un sistema tariffario che consenta la fruizione del servizio elettrico alle fasce economicamente deboli della popolazione a prezzi contenuti, senza oneri per il bilancio dello Stato e attraverso un limitato ricorso al trasferimento di reddito dagli altri clienti del

servizio. Secondo quanto proposto, l'accesso alla tariffa sociale avverrà in base a un meccanismo oggettivo di verifica dello stato di disagio economico, l'Indicatore della situazione economica equivalente (ISEE), strumento predisposto dal Governo per la fornitura agevolata di servizi essenziali.

La tariffa sociale proposta è caratterizzata da prezzi fortemente ridotti. Più precisamente, si prevedono sia l'azzeramento, o la forte diminuzione, della componente tariffaria espressa in centesimi di euro per punto di prelievo, sia il mantenimento di una componente espressa in centesimi di euro per kilowatt impegnato in modo da poter modulare l'onere per il cliente in funzione dell'impegno di potenza. Le agevolazioni sulle componenti tariffarie non dipendenti dai consumi saranno uguali per tutti i clienti e non dipenderanno dalla numerosità del nucleo familiare. Sulle componenti tariffarie legate ai consumi l'Autorità intende, invece, introdurre differenziazioni delle agevolazioni essendo accertata una correlazione tra consumo di energia elettrica e numerosità del nucleo familiare. La percentuale di sconto accordata dipenderà dalla quantità di energia elettrica corrispondente al consumo normale di una famiglia, tenuto conto della sua composizione. In questo modo si identificherà una fascia protetta di consumo, nell'ambito della quale il cliente in stato di disagio godrà di una certa agevolazione.

Con la definizione della tariffa sociale l'Autorità porterà a compimento la riforma dell'ordinamento tariffario dell'energia elettrica destinata ai clienti domestici avviata nel 2000. Una volta adottata la tariffa sociale, pertanto, potrà essere ridefinito il processo di convergenza delle tariffe domestiche D2 e D3 verso una tariffa unica, rispondente ai costi del servizio (oggi identificata dalla tariffa di riferimento D1).

Coerentemente con il proprio mandato, nel corso del 2002 e dei primi mesi del 2003, in seguito alla dichiarazione dello stato di emergenza da parte del Dipartimento della protezione civile e alle successive richieste formulate dal Commissario delegato all'emergenza, l'Autorità ha provveduto a emanare provvedimenti tariffari a carattere speciale in favore delle popolazioni colpite da calamità naturali.

In particolare, con delibera 29 novembre 2002, n. 197, l'Autorità ha disposto l'applicazione di tariffe fortemente ridotte per le forniture di energia elettrica effettuate alle popolazioni colpite dal sisma del 31 ottobre 2002 nelle province di Campobasso e Foggia. Identico provvedimento è stato adottato con delibera 23 gennaio 2003, n. 5, in favore delle popolazioni colpite dall'attività vulcanica dell'Etna nel territorio della provincia di Catania e dagli eventi sismici nella medesima area.

PREZZI E TARIFFE DELL'ENERGIA ELETTRICA

L'andamento degli indici Istat

Grazie al favorevole andamento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi nel corso del 2001, a partire dal secondo trimestre dello stesso anno il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane ha registrato ripetute riduzioni.

L'anno si è chiuso con un indice³ tornato sui valori dell'autunno 2000 e con una dinamica di segno nettamente negativo (-2,6 per cento rispetto al dicembre 2000). Il contributo dell'energia elettrica all'inflazione complessiva si è infatti azzerato nei mesi estivi per divenire negativo a partire da settembre.

TAV. 4.22 INDICI MENSILI DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA

Numeri indice 1995=100 e variazioni percentuali

MESI	2001				2002			
	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2001-2000	PREZZO REALE ^(A)	VAR. % 2001-2000	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2002-2001	PREZZO REALE ^(A)	VAR. % 2002-2001
Gennaio	103,2	9,3	90,1	6,1	98,1	-4,9	83,6	-7,1
Febbraio	103,2	9,3	89,7	6,1	98,1	-4,9	83,2	-7,3
Marzo	103,4	9,3	89,8	6,2	98,0	-5,2	83,1	-7,5
Aprile	103,4	9,3	89,4	5,9	98,0	-5,2	82,8	-7,5
Maggio	100,3	2,7	86,5	-0,4	99,0	-1,3	83,4	-3,6
Giugno	100,3	2,7	86,3	-0,3	99,0	-1,3	83,4	-3,4
Luglio	100,5	1,0	86,5	-1,9	101,3	0,8	85,2	-1,5
Agosto	100,5	1,0	86,5	-1,8	101,3	0,8	85,1	-1,7
Settembre	100,5	-0,1	86,4	-2,7	101,3	0,8	84,9	-1,7
Ottobre	100,5	-0,1	86,3	-2,6	101,3	0,8	84,7	-1,8
Novembre	100,4	-2,6	86,0	-4,9	101,3	0,9	84,4	-1,9
Dicembre	100,4	-2,6	86,0	-4,9	101,3	0,9	84,3	-1,9
Media annua	101,4	3,1	87,5	0,3	99,8	-1,5	84,0	-3,9

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

Fonte: Elaborazioni su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – indici nazionali.

3 Nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), l'Istat rileva mensilmente il prezzo dell'energia elettrica, posto all'interno della categoria "Spesa per l'abitazione" (circa la procedura di rilevazione dell'indice elementare del prezzo dell'energia elettrica, vedi le precedenti *Relazioni Annuali*).

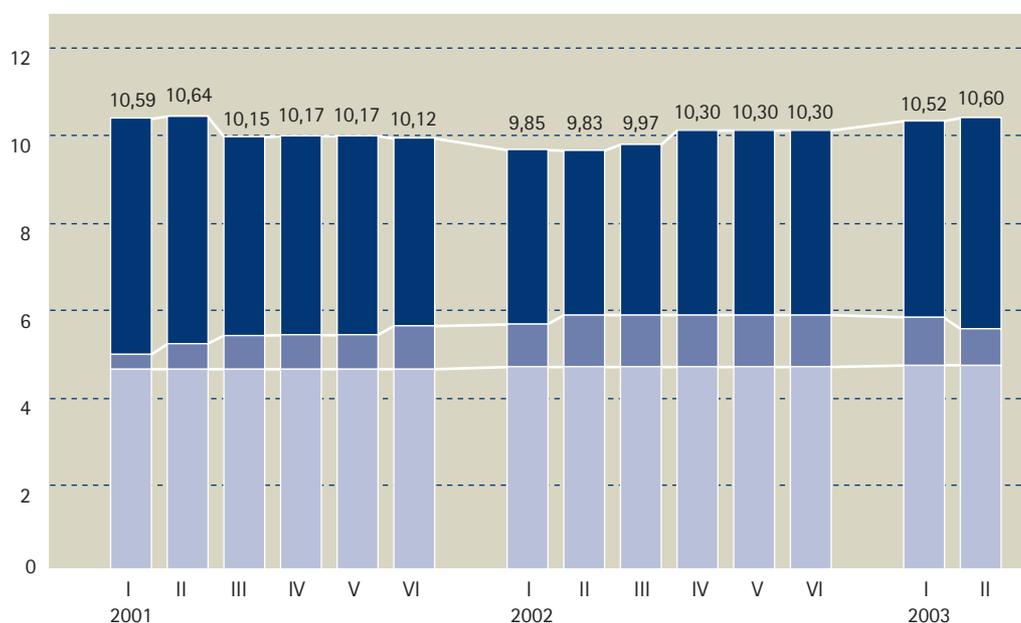
Considerato in termini reali, il prezzo dell'energia elettrica risulta essersi ridotto in misura ancora maggiore: in dicembre l'indice è inferiore quasi del 5 per cento rispetto al dato dell'anno precedente.

I valori elevati con cui si era aperto il 2001 hanno tuttavia pesato sulla media annua che, rispetto al 2000, ha registrato ancora un aumento pari al 3,1 per cento (0,3 per cento in termini reali).

La successiva sensibile ripresa delle quotazioni internazionali, specialmente a partire dal secondo trimestre del 2002, ha portato il valore del prezzo dell'energia elettrica a registrare nel mese di luglio un rincaro del 2,3 per cento rispetto al mese precedente. Il prezzo di luglio è poi rimasto invariato sino alla fine dell'anno, per effetto del provvedimento di blocco tariffario deciso dal Governo mediante il decreto legge n. 193/02 (convertito dalla legge n. 238/02). L'anno si è chiuso con una dinamica di segno positivo (0,9 per cento rispetto a dicembre 2001), destinata a salire ancora a causa del continuo aumentare del prezzo internazionale del greggio.

FIG. 4.5 **COMPOSIZIONE DELLA TARIFFA ELETTRICA MEDIA NAZIONALE AL NETTO DELLE IMPOSTE NEGLI ULTIMI DUE ANNI**

c€/kWh



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, TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE
- COMPONENTE A COPERTURA DEI COSTI SOSTENUTI NELL'INTERESSE GENERALE
- COMPONENTE A COPERTURA DEL COSTO DEL COMBUSTIBILE

Tuttavia, confrontandosi con un livello generale, il prezzo dell'energia elettrica in termini reali nella seconda parte del 2002 ha registrato continui cali, così che a dicembre 2002 risultava ancora di quasi due punti percentuali inferiore al dicembre 2001.

Il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane nel 2002 è quindi diminuito dell'1,5 per cento rispetto al 2001, ovvero di quasi 4 punti percentuali se misurato in termini reali.

Analisi per componenti della tariffa elettrica media nazionale

Gli andamenti appena visti attraverso l'indice Istat dei prezzi al consumo trovano conferma nel movimento della tariffa media nazionale al netto delle imposte calcolata dall'Autorità.

Il suo valore pari a 10,30 c€/kWh nel secondo trimestre 2003 appare infatti sostanzialmente invariato rispetto a quello del primo bimestre 2001 (10,59 c€/kWh). Ciò è il risultato di una sensibile e costante discesa registrata sino al secondo bimestre 2002, periodo a partire dal quale la tariffa media ha ripreso a salire, per giungere rapidamente al livello di due anni prima.

L'analisi per componenti della tariffa elettrica media nazionale al netto delle imposte, illustrata nella figura 4.5, mostra come l'evoluzione complessiva nel corso degli ultimi due anni sia però il risultato di andamenti differenziati al suo interno. A fronte di una riduzione nella componente a copertura del costo dei combustibili e di una sostanziale stabilità di quella a copertura dei costi fissi (sulla quale attualmente interviene l'Autorità, ma che in futuro sarà determinata dall'operare della concorrenza), la componente a copertura degli oneri generali di sistema è invece tendenzialmente cresciuta nel tempo.

Costo dei combustibili

La componente relativa al costo dei combustibili, che riflette l'andamento delle fonti primarie a partire dalle quali l'energia elettrica viene generata, ha registrato nel corso del 2001 una significativa discesa, ma è poi tornata a salire nel 2002 e si manterrà in ascesa anche nella prima parte del 2003. Dal 52,4 per cento del primo bimestre 2001, l'incidenza, al netto delle imposte, di questa componente sulla tariffa media ha infatti raggiunto un minimo, pari al 39,4 per cento, nel secondo bimestre 2002 ed è poi tornata a crescere sino al 46,8 per cento del secondo trimestre 2003. L'incremento del costo dei combustibili nel 2002 è dovuto ai continui notevoli rincari delle quotazioni internazionali (descritti nella prima sezione di questa *Relazione Annuale*), solo parzialmente attenuati dal contemporaneo apprezzamento dell'euro sul dollaro. La dimensione e la costanza nel tempo dei rincari sono state tali da influire anche sul nuovo sistema di indicizzazione messo a punto dall'Autorità nel novembre 2002 (si

veda il paragrafo sulla regolazione economica della vendita ai clienti del mercato vincolato), che ha disposto la periodicità di aggiornamento trimestrale, anziché bimestrale, il calcolo delle variazioni sulla media dei prezzi internazionali degli ultimi 6 mesi anziché degli ultimi 4 mesi, nonché l'innalzamento della soglia di invarianza dal 2 al 3 per cento.

Costi fissi

La componente relativa ai costi fissi del sistema elettrico è oggi pari a 4,78 c€/kWh e incide complessivamente per il 45,1 per cento sulla tariffa elettrica media. Rispetto al 2001 questa componente è cresciuta poco in termini assoluti (in quell'anno era pari a 4,69 c€/kWh), mentre la sua incidenza è aumentata di circa 2 punti percentuali a causa del ridursi del peso della parte a copertura del costo dei combustibili. La componente relativa ai costi fissi dipende dall'andamento di diverse classi di costo, che possono essere sintetizzate in due categorie: costi fissi di generazione e costi fissi di trasporto (trasmissione e distribuzione). Nell'attesa che si sviluppi la borsa elettrica, i primi sono stati fissati dall'Autorità (attraverso una stima del costo standard) in 2,26 c€/kWh. La componente relativa ai costi fissi di trasporto, unica per tutto il territorio nazionale, ammonta a 2,52 c€/kWh, di cui 0,34 sono relativi ai costi di trasmissione sulla rete in alta tensione e 2,18 a quelli di distribuzione. L'Autorità ha definito i corrispettivi di trasmissione tenendo conto sia del costo dell'infrastruttura, sia dei costi di congestione, mentre in passato erano stabiliti in base a una tariffa "da punto a punto", vale a dire rispetto al percorso compiuto dall'energia lungo la rete (che – oltre a essere poco rilevante nella determinazione dei costi – era di difficile identificazione). I corrispettivi relativi alla distribuzione dell'energia in media e bassa tensione sono stati definiti dall'Autorità a partire dal contributo degli utenti alla formazione della richiesta di punta.

Oneri generali di sistema

Nel secondo trimestre 2003 gli oneri generali di sistema ammontano in media a 0,86 c€/kWh e influiscono sulla tariffa complessiva per l'8,1 per cento. Come si vede dalla figura, l'entità di tali costi e la loro incidenza sono molto cresciute nel tempo: nel primo bimestre 2001 tale componente valeva infatti 0,35 c€/kWh e incideva solo per il 3,3 per cento sulla tariffa totale.

Questa componente tariffaria, determinata in base a provvedimenti governativi, è relativa a diverse voci di costo, in particolare a:

- oneri derivanti dalla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate, pari a 0,60 c€/kWh; si tratta della componente più onerosa nell'ambito degli oneri di sistema, che serve a compensare la differenza tra il

prezzo di ritiro dell'energia CIP6 da parte del Grtn e i ricavi della vendita della stessa al mercato vincolato e al mercato idoneo tramite asta;

- costi incagliati o *stranded cost*, pari a 0,14 c€/kWh; si tratta dei rimborsi per gli investimenti effettuati e gli impegni assunti dall'impresa già monopolista e dalle altre imprese produttrici distributrici prima dell'avvento della liberalizzazione, che il mercato concorrenziale può non consentire di ammortizzare o onorare. In base a un decreto emanato dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica nell'aprile del 2001, il riconoscimento dei costi incagliati avviene partendo da consuntivi di fine anno, per un periodo di 7 anni. Il recente decreto ministeriale del 18 marzo 2003, tuttavia, sospende il rimborso degli *stranded cost* a partire dall'1 gennaio 2004;
- costi connessi con lo smantellamento delle centrali e con la chiusura del ciclo di combustibile nucleare, pari a 0,06 c€/kWh;
- oneri destinati a coprire attività di ricerca svolte dalle imprese nell'interesse generale del paese, pari a 0,03 c€/kWh;
- oneri destinati al finanziamento di integrazioni tariffarie concesse alle imprese elettriche minori per garantirne l'equilibrio finanziario, disposte dalla legge 9 gennaio 1991, n. 10, che ammontano a 0,03 c€/kWh.

ONERI DI SISTEMA

Gestione del gettito delle componenti A

Nel corso del 2002 l'Autorità è intervenuta con propria delibera n. 124/02 a modificare le modalità di imposizione, esazione e gestione delle componenti A2, A3, A5 e A6. Tale intervento si è reso necessario per limitare gli effetti derivanti dall'esposizione del Grtn in relazione agli oneri finanziari e fiscali conseguenti alle compravendite di energia elettrica cui è tenuto ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99 (oneri destinati a essere coperti dalla componente tariffaria A3).

La crescente esposizione del Grtn è da ricondursi sostanzialmente all'effetto congiunto dell'entrata in operatività, nell'anno 2002, di nuova capacità di generazione ammessa al regime e della riduzione del gettito della componente A7 imposta ai titolari di impianti idroelettrici. In particolare, l'aumento della capacità di generazione ammessa al regime ha determinato un aumento della quantità di energia elettrica che il Grtn è tenuto a ritirare, con il conseguente incremento dello sbilancio economico tra i costi di acquisto della suddetta energia elettrica e i ricavi derivanti dalla vendita della medesima. Parallelamente, la situazione con-

giunturale dei primi mesi dell'anno 2002, con particolare riferimento allo sfavorevole andamento idrologico che ha, di fatto, ridotto la producibilità degli impianti di generazione idroelettrici installati sul territorio nazionale, ha fortemente condizionato gli effetti dell'applicazione del regime della compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici (cosiddetta estrazione della rendita idroelettrica), deprimendo il gettito della componente A7 applicata ai titolari di impianti idroelettrici quale adeguamento dei corrispettivi dagli stessi dovuti al Grtn per il servizio di trasporto.

Le modifiche introdotte dall'Autorità con la richiamata delibera n. 124/02 hanno riguardato esazione, imposizione e gestione delle componenti tariffarie A sia per i clienti liberi sia per quelli vincolati. Per quanto riguarda i clienti del mercato libero, si è previsto che le componenti tariffarie A2, A3, A5 e A6 non siano applicate come maggiorazione ai corrispettivi del servizio di trasporto versati da questi ultimi all'impresa distributrice per ambito territoriale di competenza, ma ai corrispettivi per il bilanciamento erogato agli stessi clienti dal Grtn. In tal modo è stato possibile consentire al Grtn di trattenere, a titolo di acconto sui versamenti a esso dovuti ai sensi del comma 42.6 del Testo integrato, il gettito generato dall'imposizione della componente tariffaria A3. Con riferimento alle componenti tariffarie A applicate ai clienti del mercato vincolato, invece, la delibera n. 124/02 ha autorizzato la Cassa conguaglio per il settore elettrico a delegare alle imprese distributrici il versamento diretto al Grtn di una percentuale del gettito della componente A3 dalle stesse riscossa, percentuale definita dalla medesima Cassa in relazione alle esigenze di gettito.

Stranded cost

Le disposizioni riguardanti gli *stranded cost*, rendita idroelettrica e rimborso dei costi non recuperabili da gas nigeriano, riportati nel box, modificano quantitativamente i prelievi tariffari destinati a coprire tali oneri.

L'esito complessivo delle disposizioni del decreto è difficilmente quantificabile. L'effetto positivo, che potrebbe risultare dalla soppressione dei conti non recuperabili con tre anni di anticipo, è mitigato dalle conseguenze negative alle modifiche apportate alle modalità di calcolo dei medesimi e alla soppressione del prelievo sulla produzione di energia idroelettrica dall'1 gennaio 2002. A tale effetto di entità e di segno incerti va sommato quello sicuramente negativo ottenuto dalle variazioni apportate dal decreto al metodo di definizione dei costi derivanti dall'impiego del gas nigeriano.

I finanziamenti del settore elettrico: A5

Con la delibera n. 55/02 è stato approvato il Regolamento del Fondo per il finanziamento delle attività di ricerca del settore elettrico, predisposto dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico. La stessa delibera precisa, integrando le disposizioni della delibera n. 158/01, che l'Autorità decide l'ammissibilità al finanziamento del Fondo dei progetti di ricerca, determina la misura, parziale o totale, del finanziamento e provvede alla verifica dei programmi di ricerca sulla base di istruttorie realizzate da esperti nominati dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico.

Con la delibera n. 144/02 l'Autorità ha disposto che, per l'anno 2001, la Cassa conguaglio per il settore elettrico conceda alla società Cesi un acconto, integrante quelli già erogati, fino a un valore pari alla competenza del primo semestre 2001 del Fondo per il finanziamento dell'attività di ricerca, a copertura dei finanziamenti riconosciuti ai progetti di ricerca conclusi negli anni 2000 e 2001 e ai progetti in corso o avviati durante il 2001; questo, salvo verifiche con esito positivo effettuate dall'Autorità ai sensi del decreto ministeriale 17 aprile 2001 secondo le procedure stabilite con la delibera n. 158/01.

Stranded cost, rendita idroelettrica e gas nigeriano

La memoria per l'audizione presso la X Commissione attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati, in occasione della conversione del decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25, recante Disposizioni urgenti in materia di oneri generali del sistema elettrico, costituisce un documento di sintesi della vicenda riguardante il prelievo della rendita idroelettrica e il riconoscimento sia degli stranded cost, sia dei costi non recuperabili da gas nigeriano.

Stranded cost

Il riconoscimento degli stranded cost, praticato in molti Stati dell'Unione europea, è previsto dalla Direttiva europea 96/92/CE e dal decreto legislativo n. 79/99.

Il diritto a percepire il rimborso agli stranded cost, ovvero ai costi non recuperabili (CNR), è giustificato dal fatto che nel contesto di mercato monopolistico, l'operatore pubblico può essersi trovato nella condizione di far gravare sui propri costi di produzione oneri aggiuntivi determinati da obblighi di servizio. Il processo di liberalizzazione del mercato, con la necessaria perdita di quote per l'ex monopolista, non permette a quest'ultimo il recupero dei maggiori costi sostenuti prima della liberalizzazione.

Sulla base di proposte formulate dall'Autorità, la disciplina dei CNR è stata introdotta a partire dal 2000 e doveva durare fino al 2006.

Il principio su cui essa si basa è quello di un rimborso non determinato a priori,

ma commisurato all'emergere dei CNR a seguito dello sviluppo del mercato, quindi precisato annualmente a posteriori. Infatti l'alto livello dei costi di produzione nazionale, nonché le modalità e i tempi del processo di liberalizzazione non permettevano di prevedere significative riduzioni dei ricavi o rapide perdite di quote di mercato da parte dell'ex monopolista; un rimborso dei CNR definito a priori avrebbe comportato il rischio per i consumatori di pagare una seconda volta costi già saldati nel tempo attraverso le tariffe.

L'esperienza del biennio 2000-2001, durante il quale il complessivo ammontare dei costi da reintegrare alle imprese produttrici distributrici non è stato particolarmente rilevante, e le previsioni sull'andamento del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica nei prossimi anni inducono a ritenere che il rimborso dei CNR non si presenta come significativo; può quindi essere soppresso, con vantaggi in termini di semplicità, prevedibilità, minor onere per i consumatori, minori distorsioni nel mercato.

Il decreto legge n. 25/03 interviene sui meccanismi di rimborso dei CNR connessi a impianti di generazione, cambiandone sia le modalità di calcolo sia la durata rispetto a quanto previsto dalla normativa introdotta con decreto ministeriale 26 gennaio 2000, modificato dal decreto ministeriale 17 aprile 2001 e successive delibere dell'Autorità.

Riguardo alle modalità di calcolo dei CNR, il decreto legge introduce due disposizioni che determinano un loro aumento rispetto ai criteri di calcolo seguiti dall'Autorità. Infatti, il decreto prevede una riduzione dei ricavi che vengono imputati a copertura dei costi riconosciuti con conseguente aumento di quelli non recuperati, cioè dei CNR da rimborsare.

In primo luogo, è eliminata la compensazione tra società, cioè tra Enel e acquirenti delle Gen.Co.: le società proprietarie di impianti di generazione ammessi al meccanismo di rimborso per le quali i ricavi sono stati superiori a quelli riconosciuti, e che quindi hanno avuto CNR negativi, non dovranno contribuire al finanziamento dei CNR positivi di altre società.

In secondo luogo, la disponibilità totale di energia rispetto alla quale viene misurata la parte di ricavi a copertura dei costi fissi di impianto deve essere calcolata al netto dell'energia elettrica eventualmente acquistata alle aste dell'energia incentivata ai sensi del provvedimento CIP6.

Il periodo per il quale sono riconosciuti i CNR viene ridotto di 3 anni con termine al 2003 anziché al 2006. L'onere per i consumatori per il periodo 2004-2006 sarà pertanto nullo.

Rendita idroelettrica

Il prelievo sulla rendita idroelettrica era stato introdotto considerando che la liberalizzazione avesse determinato plusvalenze negli impianti idroelettrici. Nel

contesto monopolistico, infatti, l'energia idroelettrica era remunerata in base al suo costo, senza il rimborso del cosiddetto "onere termico", mentre nel contesto attuale essa riceve lo stesso prezzo dell'energia di origine termoelettrica. Una parte di tale plusvalenza, che ha il carattere di una rendita, viene prelevata in misura via via decrescente, e va ad alimentare il Fondo dal quale si pagano i CNR o altri oneri di sistema.

In seguito al decreto legge n. 25/03, il prelievo sulla rendita idroelettrica viene sospeso a partire dal 2002 e quindi con 2 anni di anticipo rispetto a quanto precedentemente disposto.

Il rimborso sui costi non recuperabili da gas nigeriano

Nel solo caso dell'Enel, a CNR per spese d'investimento si aggiungono stranded cost, derivanti dall'impiego del gas nigeriano, che viene liquefatto per il trasporto e poi rigassificato. Tale processo risulta particolarmente costoso a seguito della mancata costruzione di terminali di rigassificazione in Italia e quindi alla necessità di avvalersi di un contratto con Gas de France; i maggiori costi imputabili a tale mancata costruzione sono rimborsati fino al 2010.

Il rimborso è stato calcolato dall'Autorità come pari agli oneri contrattuali di rigassificazione in Francia e trasporto, al netto del costo stimato della rigassificazione in Italia nell'ipotesi di terminale a Montalto di Castro. Il decreto legge dispone il metodo di definizione dei costi: non si deve tener conto del costo della rigassificazione in Francia e non si deve dedurre quello ipotetico della rigassificazione in Italia. Poiché quest'ultimo è stimato molto maggiore del primo, l'effetto del decreto legge è quello di accrescere l'importo del rimborso.

5. STRUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE DEL SETTORE DEL GAS NATURALE

IL BILANCIO DELLA REGOLAZIONE DAL 1996 A OGGI

Il primo gennaio 2003 è stata completata la liberalizzazione del mercato del gas naturale: i tempi possono essere considerati maturi per un primo bilancio dell'attività di regolazione nel settore.

La liberalizzazione si è svolta nel quadro degli indirizzi di politica energetica formulati dal Governo e secondo il mandato della legge 14 novembre 1995, n. 481, mirando in particolare all'applicazione del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, con il quale è stata recepita nell'ordinamento nazionale la normativa comunitaria di liberalizzazione del settore del gas. Queste norme hanno impresso un notevole mutamento di rotta, rispetto al passato, all'attività di regolazione, dato che hanno posto al centro dell'agenda del regolatore gli obiettivi di efficienza dei servizi di pubblica utilità e di promozione della concorrenza. Tale cambiamento corrisponde al superamento della concezione dell'impresa pubblica come strumento principale di controllo dei servizi di pubblica utilità, tenuto conto delle politiche di privatizzazione attuate.

Nello scorso decennio, la trasformazione delle imprese pubbliche in società per azioni quotate in borsa ha posto all'attenzione dei mercati la questione dell'equilibrio economico e finanziario di queste imprese. Al contempo, continuando le stesse a fornire servizi di pubblica utilità in condizioni di monopolio, è sorta la necessità di assicurare la tutela degli utenti, garantendo universalità del servizio, prezzi contenuti e qualità elevata delle prestazioni. L'istituzione di un'Autorità indipendente di regolazione e il decreto di liberalizzazione del settore hanno costituito una risposta a tali necessità nell'ambito dell'industria del gas naturale. Essendo mutata la veste delle imprese di pubblica utilità e potendo ormai dirsi soddisfacente l'estensione dei servizi dell'elettricità e del gas naturale sul territorio nazionale, è cambiato anche il compito dell'Autorità incaricata della regolazione delle tariffe e dei prezzi. Quest'ultima non poteva più fondarsi sul criterio del rimborso a piè di lista dei costi all'impresa, né limitarsi a essere uno strumento di controllo dell'inflazione, così come era accaduto soprattutto negli anni Settanta. Piuttosto, l'accento posto sulla scarsità di risorse economiche e finanziarie ha indotto a introdurre il criterio di efficienza nell'uso delle risorse come nuovo principio ispiratore del controllo dei prezzi.

La concorrenza fra le imprese è il mezzo migliore per raggiungere obiettivi di efficienza. Tuttavia il settore del gas è stato tradizionalmente dominato da imprese monopolistiche verticalmente integrate in tutte le fasi della filiera. Il dispiegarsi della concorrenza richiede provvedimenti di liberalizzazione che si concretizzano:

- nell'apertura graduale del mercato nelle fasi in cui la concorrenza fra più

imprese è tecnicamente possibile (per esempio, la produzione, l'importazione e la vendita);

- nel disciplinare il libero accesso alle fasi nelle quali siano presenti infrastrutture essenziali per tutte le imprese operanti a monte e a valle, distinguendo quelle che sono destinate a rimanere in regime di monopolio (trasporto in alta pressione e distribuzione locale di gas naturale) da quelle potenzialmente concorrenziali (stoccaggio).

Lo stimolo della concorrenza nel settore del gas ha richiesto un'intensa attività di regolazione, mirata sia a una corretta separazione fra attività monopolistiche e concorrenziali presenti nella stessa impresa (*unbundling*), sia al libero accesso alle reti di trasporto e distribuzione nonché ai giacimenti di stoccaggio, che restano sostanzialmente *essential facilities* oggetto di monopolio. L'attività di regolazione dell'accesso alle infrastrutture essenziali si è tradotta nell'emanazione sia del Codice di rete per il trasporto, sia di disposizioni transitorie per l'accesso ai giacimenti di stoccaggio, in vista della pubblicazione del relativo Codice. È attualmente in preparazione il modello di riferimento per il Codice di rete per l'accesso e l'uso delle reti di distribuzione, al quale dovranno conformarsi i Codici emanati dai numerosi operatori di questo segmento. Gli obiettivi fondamentali della regolazione dell'accesso riguardano il raggiungimento di effettive condizioni di neutralità delle infrastrutture essenziali rispetto alle altre fasi della filiera, tenuto conto della presenza sia di operatori che, almeno dal punto di vista del controllo proprietario, restano verticalmente integrati in tutte le fasi (è il caso di Eni S.p.A., l'impresa tuttora dominante), sia di altri che operano invece solo in alcune di esse. Il raggiungimento di effettive condizioni di neutralità delle infrastrutture essenziali è uno dei requisiti che consente di garantire l'accesso non discriminatorio di tutte le imprese alle infrastrutture stesse. Tuttavia la loro completa neutralità dipende anche da disposizioni sul controllo della proprietà, che vanno oltre l'attività di regolazione. Quest'ultima, nell'ambito di un sistema caratterizzato da scarse capacità, sia di trasporto sia di stoccaggio del gas, è chiamata invece a stabilire priorità di accesso basate su principi non discriminatori e che consentano anche ai nuovi entranti di affermarsi nell'ambito delle fasi potenzialmente concorrenziali della filiera: l'importazione e la vendita.

La prima Direttiva europea relativa alla liberalizzazione del mercato del gas naturale prevedeva l'opzione fra accesso regolato e accesso negoziato alle infrastrutture essenziali. L'Italia optò allora per l'accesso regolato sia alla rete di trasporto sia ai servizi di stoccaggio di gas naturale. La nuova proposta di Direttiva conferma tale scelta, restringendo l'opzione di accesso negoziato ad alcuni casi particolari. A due anni dal decreto di liberalizzazione il mercato ita-

liano del gas è completamente aperto dal lato della domanda, ma la concorrenza effettiva tra operatori dal lato dell'offerta stenta a decollare data i vincoli e le strozzature infrastrutturali sul versante dell'approvvigionamento estero. Nel disciplinare l'accesso, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha quindi valutato un *trade off* fra l'incentivazione degli investimenti infrastrutturali, mediante la concessione di diritti esclusivi di lungo termine alle imprese che incrementano la capacità disponibile, e la necessità di ridurre l'entità della capacità soggetta a tali diritti, allo scopo di favorire l'accesso alle infrastrutture essenziali anche ad altre imprese. Da un lato, infatti, l'incremento di capacità è benefico anche dal punto di vista collettivo, dato che la scarsità di offerta di capacità rispetto ai fabbisogni di un mercato liberalizzato costituisce comunque un ostacolo alla concorrenza; dall'altro, invece, i benefici collettivi si riducono nella misura in cui si restringe il libero accesso mediante conferimento ad alcune imprese di diritti esclusivi di lungo termine relativamente ad ampie quote dell'incremento stesso di capacità. Perciò nella regolazione degli accessi a nuove infrastrutture (terminali di GPL e nuovi gasdotti di importazione), l'Autorità, in deroga al principio dell'accesso regolato, ha riservato per un periodo di tempo determinato un accesso prioritario (80 per cento della capacità per 25 anni) alle imprese che investono in nuove infrastrutture.

L'accesso regolamentato alle infrastrutture essenziali implica l'obbligo da parte dell'Autorità di fissare le tariffe di trasporto e di stoccaggio del gas. Fino all'avvio della completa liberalizzazione del mercato del gas naturale, avvenuta l'1 gennaio 2003, l'Autorità ha conservato il controllo delle tariffe sia di vendita agli utenti finali sia di utilizzo delle infrastrutture essenziali: trasporto, stoccaggio e distribuzione. Con la completa liberalizzazione del mercato, la concorrenza dovrebbe progressivamente sostituire la regolazione delle tariffe di vendita finale nel contenere i prezzi pagati dagli utenti. Tuttavia, l'attuale assenza di concorrenza nella vendita all'ingrosso e al minuto di gas naturale richiede il mantenimento di forme di controllo sui prezzi finali da parte dell'Autorità, almeno fino a quando non si sia sviluppato un grado sufficiente di competizione. Anche il controllo delle tariffe di stoccaggio potrebbe lasciare il passo alla concorrenza, se si determinerà un grado sufficiente di competizione pure in questa fase della filiera, non caratterizzata strutturalmente da monopolio naturale ma dominata in Italia da un monopolio di fatto. Le tariffe di trasporto e distribuzione sono oggetto di regolazione, trattandosi di settori caratterizzati da monopolio naturale.

Prima di analizzare la struttura e l'andamento delle tariffe regolate dall'Autorità, è utile ricordare i criteri di riferimento per la fissazione e l'aggiornamento delle tariffe, tenendo conto dei principi economici recepiti dalla normativa attualmente in vigore.

Il primo prevede che l'Autorità fissi le tariffe sulla base dei costi efficienti sostenuti dalle imprese (efficienza allocativa). Se, infatti, il prezzo del servizio è legato al costo, gli utenti pagheranno una somma corrispondente al valore delle risorse (fattori della produzione) destinate alla produzione di quel servizio. Tuttavia, l'evidenza puramente contabile del costo non assicura di per sé che l'impresa abbia seguito un comportamento efficiente nell'uso delle risorse a sua disposizione (efficienza produttiva). Nel far ciò l'Autorità si accerta che i costi sulla base dei quali vengono a formarsi le tariffe corrispondano realmente a un uso efficiente delle risorse all'interno delle imprese. Non è possibile infatti stabilire a priori che l'impresa abbia minimizzato i costi, e comunque essa non sarebbe indotta a farlo quando fosse certa della copertura a piè di lista. È dunque opportuno, ove possibile, fissare le tariffe sulla base di un costo standard, che dovrebbe riflettere l'impiego di una combinazione di fattori produttivi ritenuta tecnicamente ed economicamente soddisfacente da parte dell'Autorità di regolazione, per quanto suscettibile di ulteriori miglioramenti nel tempo, anche attraverso le innovazioni rese possibili dai progressi tecnici e organizzativi.

Nel caso dei servizi pubblici offerti in condizioni di monopolio locale, come la distribuzione del gas in bassa pressione, l'Autorità dispone della possibilità di comparare numerose imprese fra di loro, molte delle quali prestano lo stesso servizio in condizioni analoghe. In simili casi l'Autorità può giungere alla definizione di un costo standard sulla cui base articolare la tariffa. Se nel settore sono presenti imprese ancora più efficienti, queste sono destinate a ottenere extra profitti, grazie al prezzo regolato sulla base del costo standard. Nel caso invece di imprese caratterizzate da minore efficienza, la regolazione sulla base del costo standard non consentirà loro di coprire tutti i costi, ed esse dovranno procedere a ristrutturazioni o altre strategie di alleanza e concentrazione. Qualora il criterio del costo standard non possa essere impiegato, la regolazione deve procedere a uno scrutinio attento delle evidenze contabili della singola impresa per determinare il livello dei costi su cui fondare le tariffe. Questo è stato, per esempio, il caso delle tariffe sia di trasporto sia di stoccaggio del gas. È inevitabile in queste circostanze lasciare all'impresa regolata una rendita dovuta alla sua maggiore informazione sui costi. Compito dell'Autorità è quello di ridurre al massimo tale rendita, in maniera da avvicinare il più possibile i prezzi ai costi e minimizzare così lo spreco di risorse.

Il metodo di aggiornamento delle tariffe, prescritto dalla legge istitutiva dell'Autorità, basato su un meccanismo di *price cap*, è volto a favorire l'uso efficiente delle risorse interne all'impresa, cioè l'efficienza produttiva. Tale metodo prevede che la variazione consentita del prezzo non possa prescindere dal raggiungimento di un certo obiettivo di efficienza, espresso dal tasso

annuale di variazione della produttività dei fattori, tasso che l'Autorità ha avuto il potere di fissare discrezionalmente, in base alle sue competenze tecniche. L'aggiornamento annuale delle tariffe si basa quindi sulla variazione di un indice medio dei prezzi, dalla quale viene però sottratta la variazione "obbligata" di produttività che si ritiene ragionevolmente raggiungibile dall'impresa. Il guadagno di produttività prestabilito viene così trasferito ai consumatori, che subiscono una variazione dei prezzi minore rispetto al tasso medio di inflazione. D'altra parte ogni ulteriore guadagno di produttività – superiore cioè al livello prefissato – non contribuirà a ridurre ulteriormente i prezzi e potrà perciò essere trattenuto dall'impresa a beneficio della riduzione dei suoi costi e quindi dell'aumento dei suoi profitti. Esiste dunque l'incentivo per le imprese a ridurre i costi nel tempo per aumentare i profitti. Nelle revisioni pluriennali del livello dei prezzi è l'Autorità a valutare i guadagni di produttività concretamente ottenuti dalle imprese e a scegliere di traslare un'ulteriore parte dell'aumento di tali guadagni sui clienti finali, in termini di riduzioni dei prezzi. Per tracciare un primo bilancio dell'attività di regolazione in campo tariffario si può guardare alla struttura e all'andamento della tariffa di fornitura finale pagata dagli utenti vincolati. Le tariffe del gas naturale prevedono 3 componenti fondamentali: una relativa al costo della materia prima (comprendente quindi anche i costi di importazione e commercializzazione del gas dall'estero), una riguardante i costi fissi (di trasporto, stoccaggio, distribuzione e vendita) e infine una relativa alle imposte. Quest'ultima è particolarmente onerosa nel caso del gas naturale, soprattutto per i consumatori domestici. Infatti essa incide in media per il 45,4 per cento e costituisce la risultante della somma fra imposte di consumo, addizionali regionali e imposta sul valore aggiunto (IVA). Si noti fra l'altro che la base imponibile di quest'ultima comprende anche le due imposte precedenti. Tenendo inoltre conto che l'addizionale regionale varia da regione a regione, si può verificare che stilando una classifica fra le principali città italiane in merito al livello dei prezzi finali del gas naturale, l'ordinamento muta completamente quando si passa dal prezzo al netto delle imposte a quello al lordo delle stesse. Dunque, su quasi metà del prezzo finale la regolazione è ininfluenza e il livello del prezzo finale dipende piuttosto dalle decisioni di politica fiscale. Da questo punto di vista è venuta a crearsi anche una discrasia fra l'imposizione indiretta sul gas, che continua a essere strutturata per fasce di consumo riconducibili ai suoi diversi usi – così come lo era la "vecchia" tariffa di vendita agli utenti finali – e la tariffa attualmente in vigore, la cui struttura è indipendente dagli usi.

La componente materia prima nell'ambito della tariffa media in vigore alla fine del 2002 incideva per il 21,5 per cento sul totale (23,8 per cento nel secondo trimestre 2003). Rispetto a tale componente occorre ricordare che anche il

prezzo del gas risente dell'andamento dei prezzi petroliferi. Nei contratti internazionali di importazione esistono clausole di indicizzazione del prezzo di acquisto del gas al prezzo del petrolio greggio e dei suoi derivati. Anche il prezzo di consumo finale, attraverso la "quota materia prima", è quindi collegato all'andamento dei prezzi petroliferi. Il meccanismo di indicizzazione preesistente all'istituzione dell'Autorità, basato unicamente sull'andamento del prezzo del gasolio (in quanto sostituto del gas) sul ristretto mercato nazionale, determinava aumenti di prezzo non giustificati in relazione alle quotazioni internazionali del gasolio stesso. Dopo aver immediatamente ancorato il prezzo del gas al prezzo internazionale del gasolio (1998), l'Autorità è intervenuta con un provvedimento di modifica dei criteri di indicizzazione (1999), individuando all'interno del costo riconosciuto della materia prima una quota che corrisponde al costo di acquisto del gas all'estero e scegliendo per l'indicizzazione di tale quota un paniere composto da prezzi dei greggi, del gasolio e dell'olio combustibile. Allo scopo di diluire le impennate dei prezzi petroliferi, l'Autorità ha scelto di calcolare le variazioni dell'indice dei prezzi con un meccanismo di medie semestrali, adeguato a stemperare nel tempo le variazioni dei prezzi stessi, tenendo conto al contempo del ritardo temporale di variazione dei prezzi nei contratti internazionali di approvvigionamento del gas (pari appunto a 6 mesi). Le preoccupazioni sull'andamento dell'inflazione italiana hanno spinto a un'ulteriore revisione di tale sistema di indicizzazione. Per il gas, la delibera 29 novembre 2002, n. 195, ha disposto che – a partire dal gennaio 2003 – la periodicità di aggiornamento tariffario divenga trimestrale, anziché bimestrale; che il calcolo delle variazioni sia effettuato sulla media dei prezzi internazionali degli ultimi 9 mesi rispetto al mese precedente il trimestre di applicazione, anziché degli ultimi 6 mesi; mentre ha mantenuto la soglia di invarianza al 5 per cento. L'insieme dei provvedimenti contribuirà a ridurre ulteriormente la variabilità del prezzo finale pagato dai consumatori, cioè a renderlo meno volatile rispetto al prezzo del petrolio da cui in parte dipende. Dal 1998 al 2002 questa componente del prezzo è cresciuta del 44 per cento (la crescita sale al 66 per cento se si considerano anche i primi due trimestri del 2003).

La componente relativa ai costi fissi incideva per il 33,2 per cento sulla tariffa media in vigore alla fine del 2002 (32 per cento nel secondo trimestre del 2003). Per effetto dei provvedimenti adottati dall'Autorità tale componente si è ridotta del 6 per cento rispetto al valore del 1998. La componente dei costi fissi comprende due parti: i costi relativi all'attività di trasporto e stoccaggio, che incidono per il 45 per cento, e i costi relativi all'attività di distribuzione locale (comprensivi anche dei costi di vendita all'utente finale), che rappresentano il restante 55 per cento dei costi fissi. Alla fine del 1999 l'Autorità è inter-

venuta con un provvedimento di riduzione della componente relativa ai costi fissi dopo aver accertato che i costi dei servizi di trasporto in metanodotto, stoccaggio in giacimento, bilanciamento e vendita del gas all'ingrosso, complessivamente pagati alla società Snam S.p.A., erano del 12 per cento superiori rispetto alle più prudenti stime di costo, desumibili dai bilanci di questa società. La conseguente riduzione del prezzo finale è stata pari a 23,7 lire al m³ (equivalenti a 1,22 centesimi di euro al m³) a partire dall'1 gennaio 2000. L'Autorità è successivamente intervenuta sulle singole componenti dei costi fissi, allo scopo di definire le tariffe di trasporto e rigassificazione, di stoccaggio e di distribuzione in base ai costi effettivi di questi servizi. I provvedimenti relativi assumono un duplice significato per il mercato del gas. I precedenti servizi richiedono una tariffa regolata in quanto sono prestati ancora in condizioni di monopolio; ma, in base alla liberalizzazione, sono ora accessibili a tutte le imprese autorizzate a utilizzarli per poter svolgere l'importazione e la vendita del gas all'ingrosso e al minuto. Fissando tariffe che non discriminano fra le imprese e che sono basate sui costi efficienti, l'Autorità contribuisce a rendere concreta ed effettiva la concorrenza nella vendita di gas; si prevencono così gli abusi di posizione dominante da parte dei gruppi industriali che, essendo storicamente attivi in tutte le fasi della filiera, potrebbero perseguire strategie di esclusione dei potenziali concorrenti stabilendo tariffe troppo elevate per gli indispensabili servizi di trasporto e stoccaggio. La riformulazione di queste singole tariffe è destinata a riversarsi a valle in termini di minori prezzi per l'utente finale. Infatti, i minori prezzi per il trasporto e lo stoccaggio contribuiscono a ridurre i costi delle imprese che utilizzano tali servizi per vendere gas. La concorrenza nell'ambito della vendita dovrebbe costituire il meccanismo atto a trasferire ai consumatori finali tale riduzione dei costi in termini di abbassamento dei prezzi. Tuttavia, il mancato decollo dei meccanismi concorrenziali non ha ancora consentito di trasmettere ai consumatori i benefici delle riduzioni tariffarie nei segmenti del trasporto e dello stoccaggio già deliberate dall'Autorità. Pertanto, di tali riduzioni beneficiano attualmente soltanto i clienti del mercato all'ingrosso, cioè i grandi clienti industriali e le imprese di distribuzione urbana del gas. L'attività di vigilanza sui contratti sottoscritti da queste imprese ha infatti evidenziato la presenza di sconti sul prezzo della materia prima, riconducibili alle riduzioni delle tariffe di trasporto e stoccaggio disposte dall'Autorità.

In particolare per quanto riguarda le tariffe di trasporto del gas, l'Autorità ha modificato il precedente meccanismo tariffario basato sulla distanza fra punti di immissione e punti di prelievo del gas, definendone uno nuovo che attenua l'impatto del fattore distanza e si fonda prioritariamente sulla capacità di trasporto prenotata in entrata e in uscita sui metanodotti ad alta pressione e sul

flusso di energia vettoriata. Sulla parte finale della rete regionale dei metanodotti a media pressione vige invece una tariffa a “francobollo” completamente indipendente dalla distanza (sopra i 15 km). La tariffa è strutturata in modo tale da incentivare la società di trasporto ad aumentare il flusso di gas vettoriato, coerentemente con l’obiettivo della liberalizzazione di estendere le quantità di gas commercializzate dai nuovi entranti nell’industria. Le nuove tariffe di trasporto approvate dall’Autorità per l’anno termico 2002-2003 vedono una riduzione media complessiva di alcuni punti percentuali rispetto alle tariffe dell’anno precedente. La riduzione poteva essere influenzata dalla traslazione in tariffa della tassa regionale sui metanodotti, deliberata dalla Regione Sicilia nel marzo 2002. Tuttavia, ritenuta illegittima tale tassa, che si configurava come un dazio sugli scambi di gas, l’Autorità non ha riconosciuto alla società di trasporto il trasferimento dell’onere tributario in tariffa, evitando i relativi incrementi del prezzo del trasporto (salvo il caso in cui, nell’accertamento definitivo, il tributo risultasse effettivamente dovuto).

Nell’industria del gas lo stoccaggio ha una funzione sia strategica, per far fronte al rischio di interruzioni delle importazioni dall’estero, sia di modulazione stagionale delle forniture, consentendo di immettere gas nei giacimenti adibiti a questa funzione, per poi prelevarlo nei periodi di punta invernale. In Italia l’attività di stoccaggio è svolta in un regime di monopolio di fatto da Stogit S.p.A., una società controllata dal gruppo Eni. L’Autorità ha definito le nuove tariffe di stoccaggio con l’obiettivo sia di incentivare l’ingresso di nuove imprese in una fase della filiera dove la concorrenza è possibile, sia di controllare il monopolio di fatto con la determinazione di una tariffa regolata che rimuove il precedente meccanismo di discriminazione dei prezzi su base stagionale, messo in atto dal monopolista per massimizzare i suoi profitti. La nuova tariffa, basata sui costi risultanti da evidenze contabili, prevede corrispettivi di capacità, correlati ai costi per detenere il gas nei giacimenti e per ottenere la disponibilità massima di punta da prelevare nei periodi più freddi; nonché corrispettivi variabili per l’effettiva iniezione ed erogazione di gas. Disponendo l’Italia di giacimenti di stoccaggio a costi ridotti rispetto ad altri paesi europei, la definizione di corrispettivi fondati sui costi ha permesso di ridurre le tariffe pagate dalle imprese, che richiedono i servizi di stoccaggio per poter svolgere efficacemente le attività di importazione e vendita del gas. Inoltre la struttura dei corrispettivi di capacità impegnata è tale che l’applicazione del meccanismo del *price cap* induce l’impresa di stoccaggio a migliorare l’efficienza produttiva attraverso l’aumento di capacità disponibile a parità di costo, rendendo così disponibile agli utenti maggiori quantità di una risorsa ritenuta tuttora scarsa in relazione ai fabbisogni della filiera del gas.

L’Autorità ha altresì definito le nuove tariffe per la distribuzione del gas, ora

separata dall'attività di vendita ai clienti finali. L'attività di distribuzione, essendo un monopolio naturale locale, continuerà a essere regolamentata con una propria tariffa. Poiché il servizio di distribuzione viene svolto in Italia da una molteplicità di operatori, comprendenti imprese pubbliche e private, nonché Comuni che prestano il servizio in economia, l'Autorità nel definire le nuove tariffe ha messo in atto un meccanismo di "concorrenza comparativa"; ciò con lo scopo di stimare i parametri fondamentali da cui dipende il costo di distribuzione in base al confronto fra i costi effettivi di un campione rappresentativo di imprese, prendendo poi come base per le tariffe i costi di quell'insieme di imprese che si sono rivelate più efficienti, applicando così il principio del costo standard. Successivamente tale metodo è stato integrato per tenere conto di alcune sentenze della magistratura amministrativa, che hanno rilevato l'opportunità di determinare i valori tariffari sulla base dei costi di investimento dichiarati dalle imprese che dispongono di bilanci certificati. Naturalmente, tale integrazione ha creato una distorsione degli incentivi all'efficienza produttiva, soprattutto nel caso dei maggiori operatori del settore, essendo quelli che ricorrono alla certificazione di bilancio. Ulteriori margini di riduzione delle tariffe di distribuzione potrebbero essere raggiunti in seguito allo sfruttamento delle economie di scala che si manifesterebbero per effetto della fusione degli operatori minori presenti in tale segmento della filiera (oltre 700). A questo livello dovrebbero però incidere anche norme diverse rispetto a quelle di regolazione, come, per esempio, quelle relative alla riforma dei servizi pubblici locali tuttora dibattuta in Parlamento in relazione all'emanazione del regolamento attuativo dell'art. 35 della legge finanziaria 2002.

Le precedenti valutazioni sulla composizione della tariffa media del gas naturale e sull'andamento delle principali componenti devono essere integrate alla luce dei meccanismi di regolazione introdotti prima della legge n. 481/95 e miranti a favorire la massima estensione della metanizzazione nel nostro paese. In base a un meccanismo noto come "sventagliamento", il prezzo della materia prima pagato dalle aziende di distribuzione locale sul mercato all'ingrosso veniva corretto secondo l'andamento dei consumi medi: più elevati nel Nord Italia e nelle zone interne del Sud, più bassi nelle altre zone del Sud e anche in alcune zone rivierasche del Nord, a causa dell'incidenza dei consumi per riscaldamento. Di conseguenza, i clienti delle zone dai consumi medi più elevati pagavano un prezzo maggiore di quello che sarebbe stato giustificato sulla base dei loro costi medi di distribuzione (più bassi grazie all'ampiezza del consumo per riscaldamento); mentre i clienti residenti nelle zone dai consumi medi più bassi (in forza della scarsa incidenza dei consumi per riscaldamento) pagavano un prezzo finale minore di quanto i loro costi medi di distribuzione (più elevati) avrebbero consentito. Grazie a questo meccanismo che creava sussidi

incrociati sul piano territoriale si poteva espandere la metanizzazione anche in zone climatiche avverse rispetto alla crescita dei consumi. Tale meccanismo – tipicamente legato all’esistenza di un monopolio pubblico nella vendita all’ingrosso – non è più in vigore dal luglio 2002. Nel caso in cui si sviluppasse una vera e propria concorrenza sul mercato della vendita del gas, i prezzi finirebbero con il muoversi nella direzione dei costi marginali. Nonostante il compimento della liberalizzazione, con la totale apertura al mercato per quanto riguarda la domanda, in atto dall’1 gennaio 2003, i vincoli di capacità sui metanodotti internazionali e la struttura a lungo termine dei contratti di importazione limitano la concorrenza sul mercato all’ingrosso; questo tenuto conto che in Italia l’approvvigionamento di gas si basa soprattutto sulle importazioni e che la quota di produzione nazionale è sostanzialmente appannaggio dell’impresa dominante.

L’Autorità garante per la concorrenza e per il mercato (provvedimento A 329 – Blugas – Snam del 21 novembre 2002) ha ritenuto colpevole la società Eni di abuso di posizione dominante, poiché ha inteso ottemperare all’obbligo di cessione di parte delle sue disponibilità di gas (previsto dal decreto legislativo n. 164/00) mediante vendite di gas all’estero, che hanno privilegiato alcuni operatori concorrenti, piuttosto che con procedure trasparenti e non discriminatorie, saturando in tal modo anche la capacità di trasporto di gas nelle reti internazionali ad alta pressione. La situazione attuale del mercato all’ingrosso vede l’impresa dominante non solo in qualità di titolare della quasi totalità dei contratti di importazione, ma anche nella duplice veste di fornitore, per quanto riguarda l’approvvigionamento di gas naturale ai nuovi entranti e di concorrente, per quanto riguarda la vendita di gas ai clienti del mercato all’ingrosso. Tuttavia, occorre osservare che la concorrenza non comporterebbe riduzioni dei prezzi finali per i clienti nemmeno nel caso in cui si ampliassero i quantitativi di gas importati direttamente dai nuovi entranti, se tali quantitativi continuassero a raggiungere il mercato italiano nell’ambito di contratti a lungo termine caratterizzati da clausole *take or pay* (come di fatto avviene attualmente). In forza di tali contratti gli importatori, indipendentemente dai volumi di gas ritirati, sostengono al contempo un ingente costo fisso (corrispondente all’80 per cento circa del valore dei quantitativi contrattati) e un costo marginale di vendita nullo. Una simile struttura dei costi induce sia l’impresa dominante, sia i nuovi entranti a non perseguire strategie aggressive di ribasso dei prezzi al fine di sottrarre quote di mercato ai rispettivi concorrenti. Ne consegue che, almeno nella prima fase della liberalizzazione, le imprese operanti sul mercato all’ingrosso trovano più conveniente adottare una strategia volta al mantenimento delle quote di mercato esistenti e dei margini di profitto derivanti dalla segmentazione del mercato.

L'esperienza concreta di liberalizzazione del mercato del gas in un paese importatore insegna che l'apertura del mercato per quanto riguarda la domanda e la separazione delle fasi potenzialmente competitive da quelle monopolistiche, abbinata al libero accesso a queste ultime, sono condizioni necessarie ma non sufficienti affinché si sviluppi un tipo di concorrenza tale da apportare benefici ai consumatori in termini di riduzioni dei prezzi. Pertanto ulteriori misure di promozione della concorrenza sono indispensabili al fine di rendere il mercato del gas sempre più liquido e sempre più competitivo. Il bilancio della regolazione del settore è dunque positivo se misurato nei termini della creazione di condizioni necessarie affinché si sviluppi un mercato concorrenziale, così come sono state concepite dalla normativa comunitaria, recepita poi a livello nazionale. Tuttavia raggiunto tale risultato "intermedio" occorrono ulteriori misure di promozione della concorrenza nel mercato. Fra queste rientrano sicuramente misure (adottate dall'Autorità) di incentivazione degli investimenti infrastrutturali mediante la concessione di diritti esclusivi di sfruttamento alle imprese che incrementano la capacità disponibile e misure di sostegno dello sviluppo di mercati *spot* per gli scambi, sia di gas naturale sia di diritti di capacità, nell'ambito di *hub* (fisici o virtuali), simili a quelli creati negli Stati Uniti e nel Regno Unito.

L'EVOLUZIONE DEL MERCATO NEL 2002

Pur in presenza di elementi contrastanti, il 2002 ha rappresentato un anno di significativo progresso per la liberalizzazione del mercato del gas in praticamente tutte le fasi del ciclo, dall'importazione alla vendita finale. Gli elementi fondamentali di questo cambiamento vengono evidenziati nel bilancio riportato nella tavola 5.1, che illustra i principali flussi di energia tra gli operatori del mercato. La produzione nazionale è rimasta nello stato di ristagno in cui si trova da diversi anni. Essa non è attualmente molto significativa per la concorrenza del settore a causa del suo ruolo ormai secondario (poco più del 20 per cento del fabbisogno totale), del predominio di un produttore con quasi il 90 per cento della produzione totale e delle condizioni non particolarmente favorevoli alle società nuove entranti. Per quanto riguarda le importazioni, si nota innanzitutto un aumento consistente sia nei quantitativi importati da nuovi operatori sia nel numero di importatori. La tavola 5.2 indica tuttavia una forte concentrazione per pochi importatori, la maggior parte dei quali beneficia di vendite fuori frontiera da parte dell'operatore dominante. Sono infatti notevolmente aumentate le vendite di Eni alla frontiera a favore di Edison S.p.A., Plurigas

TAV. 5.1 BILANCIO DEL GAS NATURALE NEL 2002

Miliardi di m³; valori basati su un contenuto energetico inferiore del gas pari a 8 250 kcal/m³; le immissioni in stoccaggio sono indicate con il segno positivo

PAESI	PRODUTTORI			GROSSISTI				VENDITA FINALE SEPARATA			VENDITA FINALE INTEGRATA	TOTALE
	ENI	EDISON	ALTRI	ENI	ENEL	EDISON	ALTRI	ENI	ENEL	ALTRI		
Produzione nazionale	12,5	1,2	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,3
Importazioni nette	0,4	0,0	0,0	41,2	7,9	4,3	4,3	0,0	0,0	0,0	0,0	58,1
Importazioni dirette	0,4	0,0	0,0	41,2	7,9	2,7	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	53,1
Vendite Eni alla frontiera	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	3,3	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0
Trasferimenti	0,1	0,0	0,0	12,5	7,7	2,0	1,8	8,2	3,3	12,0	8,5	56,0
da Eni	0,0	0,0	0,0	12,5	7,0	0,8	0,5	8,2	1,4	7,0	7,0	44,3
da Enel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	1,9	0,5	0,3	3,6
da Edison	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	1,2	0,0	0,0	0,0	1,6	0,4	3,6
da altri	0,1	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,5	0,0	0,0	2,9	0,8	4,6
Variazione scorte	-0,1	0,0	0,0	1,4	1,1	-1,4	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4
Consumi e perdite di rete	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,3	0,2	1,0
Totale risorse	0,4	0,0	0,0	20,3	10,8	5,3	1,9	8,0	3,2	11,7	8,3	70,0
Vendite e consumi finali	0,4	0,0	0,0	20,3	10,8	5,3	1,9	8,0	3,2	11,7	8,3	70,0
Generazione termoelettrica	0,4	0,0	0,0	6,6	10,7	2,7	1,0	0,0	0,1	0,8	0,1	22,5
Grande e media industria	0,0	0,0	0,0	13,5	0,0	2,6	0,9	1,4	0,6	1,6	0,8	21,4
Commercio e piccola industria	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,4	0,5	3,9	2,0	8,8
Utenze civili	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,0	2,0	5,4	5,3	16,7
Altri usi	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,6

Fonte: Dichiarazioni degli operatori.

S.p.A., Dalmine S.p.A. ed Energia S.p.A. Finalizzate al raggiungimento dell'obiettivo disposto dal decreto legislativo n. 164/00, esse hanno raggiunto 5 miliardi di m³ nel 2002, rispetto a poco più di 1 miliardo nel 2001. Le importazioni indipendenti dall'Eni corrispondono a circa il 20 per cento di quelle totali; inoltre, escludendo le importazioni dell'Enel S.p.A., questa percentuale scende ad appena il 6 per cento, che va confrontata con il 5 per cento circa del 2001.

Sempre con riferimento alle importazioni, il 2002 ha anche visto una notevole diversificazione nelle fonti di approvvigionamento con ben 37 società distinte che hanno esportato gas naturale in Italia. Ciò è dovuto sia alla crescita e al dinamismo dei grossisti esteri, sia al numero crescente di produttori che vendono direttamente l'energia sul mercato. Questo sviluppo riflette soprattutto la rottura del monopolio di esportazione norvegese imposto dall'Unione Europea nel corso del 2001 e che ha avuto il primo impatto nel 2002. Tuttavia, l'offerta estera è estremamente concentrata (Tav. 5.2). Otto società tra cui Sonatrach, Gazprom, Gasunie hanno coperto il 93,9 per cento delle importazioni nazionali (54,6 miliardi di m³) con quantitativi maggiori di 1 miliardo di m³ ciascuna.

TAV. 5.2 OPERATORI DEL SETTORE GAS NEL 2002

Milioni di m³

IMPORTATORI	QUANTITÀ IMPORTATE	ESPORTATORI	QUANTITÀ ESPORTATE	GROSSISTI ^(A)	QUANTITÀ VENDUTE
Eni Gas & Power	41 269	Sonatrach	22 228	Eni Gas & Power	60 744
Enel Trade	7 913	Gazexport	16 945	Enel Trade	15 075
Edison Gas	4 345	Gasunie	4 489	Edison Gas	7 976
Plurigas	2 012	Nigeria LNG	3 471	Plurigas	3 572
Energia	800	Eni Gas & Power	3 062	Aem Trading	1 658
Dalmine Energia	575	Lasmo Overseas	1 947	Energia	611
Eni - Divisione Agip	354	Promgas	1 673	Dalmine Energia	574
Energas	231	Statoil	1 611	Edison Energia	423
Eos Energia	198	Distrigaz	372	Blugas	345
Gaz de France	178	Agip Croatia	354	Eos Energia	316
Energetic Source	90	Gaz de France	313	Utilità	298
E Noi	84	RAG Austria	258	Energas	230
Blugas	72	Norsk Hydro Produksjon	226	Gaz de France	203
Altri (7 operatori)	72	Altri (21 operatori)	1 244	Cartiere Burgo	178
				Italcogim Trading	124
				Eurogas	116
				E Noi	100
				Altri (18 operatori)	459
Totale	58 193	Totale	58 193		

(A) I dati includono sia le rivendite tra operatori sia le vendite sul mercato finale.

Fonte: Dichiarazioni degli operatori.

Tra queste figurano anche Eni e la sua controllata Lasmo. Il rimanente 6 per cento (3,6 miliardi di m³) è stato esportato da 29 società per quantitativi compresi tra 6 e 800 milioni di m³ con un valore medio pari a circa 127 milioni di m³.

Il bilancio degli operatori, riportato nella tavola 5.1, evidenzia anche un significativo livello di trasferimenti, soprattutto tra grossisti e da grossisti a società di vendita. I trasferimenti complessivi ai grossisti, principalmente da parte di produttori, importatori e altri grossisti, ammontano a circa 24 miliardi di m³. La maggior parte dei trasferimenti è avvenuta dai grossisti alle società di vendita sulle reti locali, per un totale di 25,5 miliardi di m³. Grossisti diversi da Eni (soprattutto i gruppi Enel ed Edison, Plurigas ed Energia) coprono il 29 per cento di queste vendite, rispetto a meno del 3 per cento nel 2001. Nel 2002 i trasferimenti alle imprese di distribuzione che non avevano ancora effettuato la

separazione della società di vendita corrispondevano a circa 8,5 miliardi di m³, coprendo il 27 per cento delle vendite complessive sulle reti di distribuzione locale. In questi casi, caratterizzati da realtà più piccole e meno dinamiche, la penetrazione delle società diverse da Eni è stata significativamente inferiore (meno del 18 per cento).

Rispetto al 2001 il bilancio del 2002 indica un significativo calo dell'operatore dominante sul mercato delle vendite finali, come era del resto inevitabile in base ai tetti fissati dal decreto legislativo n. 164/00. I concorrenti del gruppo Eni hanno aumentato la copertura delle vendite finali dal 57 al 60 per cento circa; dal 42 al 47 per cento, escludendo il mercato della distribuzione locale. L'Eni ha perso quote di mercato sia nel settore della generazione elettrica sia in quello industriale. Anche l'Enel ha ridotto in modo significativo la sua quota del mercato per gli usi di generazione elettrica (da 12,3 a 10,8 miliardi di m³); ma questo va visto nell'ottica di un maggiore impegno nel settore della vendita sul mercato della distribuzione locale, tenendo presente anche la cessione delle Gen.Co. i cui impianti hanno avuto un consumo di gas naturale stimabile in circa 3,3 miliardi m³ nel 2002. Il maggiore aumento della concorrenza si riscontra per il gruppo Edison che ha quasi raddoppiato la sua quota raggiungendo circa l'8 per cento delle vendite sul mercato finale; gli altri grossisti hanno aumentato l'incidenza sulle vendite finali di quasi il 60 per cento.

La penetrazione del mercato della distribuzione locale da parte di grossisti o di altri concorrenti delle società di vendita del distributore locale è stata significativa (circa 320 milioni di m³) nonostante le difficoltà riscontrate ancora nel 2002 per l'accesso sulle reti locali; in ogni caso pare evidente che i grossisti si siano indirizzati soprattutto sui clienti di maggiori dimensioni allacciati alle reti regionali.

Le vendite sul mercato libero ammontavano a 44,2 miliardi di m³. Di esse, quelle effettuate attraverso consorzi sono valutabili in 443 milioni di m³ per un totale di 34 consorzi e 569 utenti finali, con una vendita media per consorzio pari a 13 milioni di m³ e per utente a 779 000 m³. Il mercato dei consorzi è coperto soprattutto da Eni Gas S.p.A. (45 per cento) e da Energia (39 per cento). Il rimanente 16 per cento è stato rifornito da 8 grossisti. I consorziati minori (con consumi inferiori a 200 000 m³) costituiscono solo una piccola parte delle vendite totali, meno del 6 per cento. Questi utenti sono tuttavia molto numerosi (285 o circa la metà del totale), sono concentrati in 6 consorzi e hanno un consumo medio di 93 000 m³. Escludendo i consorziati minori, il consumo medio per utente consorziato aumenta a 1,4 milioni di m³.

APPROVVIGIONAMENTO: PRODUZIONE NAZIONALE E IMPORTAZIONI

Struttura del mercato dell'approvvigionamento (produzione nazionale e importazioni)

Come si è visto al paragrafo precedente, Eni rimane tuttora l'impresa dominante nell'approvvigionamento (produzione e importazioni), con oltre il 70 per cento di volumi immessi in rete nel 2002 (nel 2001 la quota era intorno all'80 per cento), nonostante il ridimensionamento, dovuto al rispetto dei tetti *anti-trust* fissati dal decreto legislativo n. 164/00. Nel corso del 2002 la produzione nazionale ha mantenuto il trend decrescente che si sta affermando da qualche anno. La quota di gas nazionale sul totale dei consumi è scesa al 20 per cento (lo scorso anno era ancora intorno al 24 per cento), confermando come l'Italia sia sempre più dipendente dagli approvvigionamenti dall'estero.

Per quanto riguarda le importazioni, stanti la capacità di trasporto esistente nel nostro paese e le opere di potenziamento sulla rete già realizzate o in corso (si veda più oltre), grazie inoltre alle nuove regole predisposte dall'Autorità in materia di accesso alle infrastrutture, il numero di soggetti importatori si è accresciuto nel corso degli ultimi due anni. Per l'anno termico 2002-2003 hanno ottenuto capacità di trasporto presso i punti di interconnessione con l'estero 20 importatori.

Ai sensi della delibera dell'Autorità 17 luglio 2002, n. 137, sono stati inviati all'Autorità i documenti contrattuali di importazione da parte dei soggetti che richiedevano l'accesso alla rete nazionale. L'analisi dei contratti ricevuti consente di fare alcune riflessioni sullo stato delle importazioni nell'anno termico 2002-2003 e di confrontarlo con quello pubblicato nella *Relazione Annuale* dello scorso anno.

In termini di volume, sono ancora preponderanti i contratti di importazione pluriennale, con durate differenti illustrate nella figura 5.1.

La figura 5.2 mostra invece la durata residua di tali contratti, che al massimo è ventennale.

Il mercato del gas è quindi ancora fortemente caratterizzato da contratti di importazione di durata pluriennale con clausola di tipo *take or pay*.

Tuttavia, i contratti annuali, sebbene poco rilevanti singolarmente dal punto di vista dei volumi contrattuali, meritano la medesima attenzione di quelli pluriennali, in quanto spesso sono (e sono stati, per esempio, lo scorso anno) il "veicolo" che permette l'ingresso di nuovi operatori, alla prima esperienza nel mercato internazionale del gas.

I contratti di importazione via gasdotto di durata non superiore a 12 mesi (contratti *spot*), attivati nel corso dell'anno termico 2001-2002 e/o validi sino al

FIG. 5.1 STRUTTURA DEI CONTRATTI (ANNUALI E PLURIENNALI) ATTIVI NEL 2003, SECONDO LA DURATA INTERA

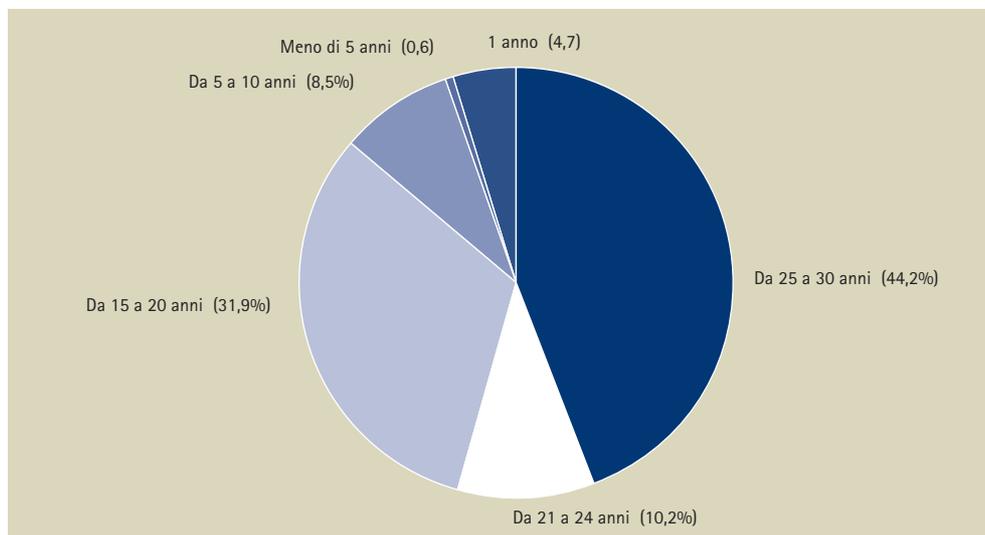
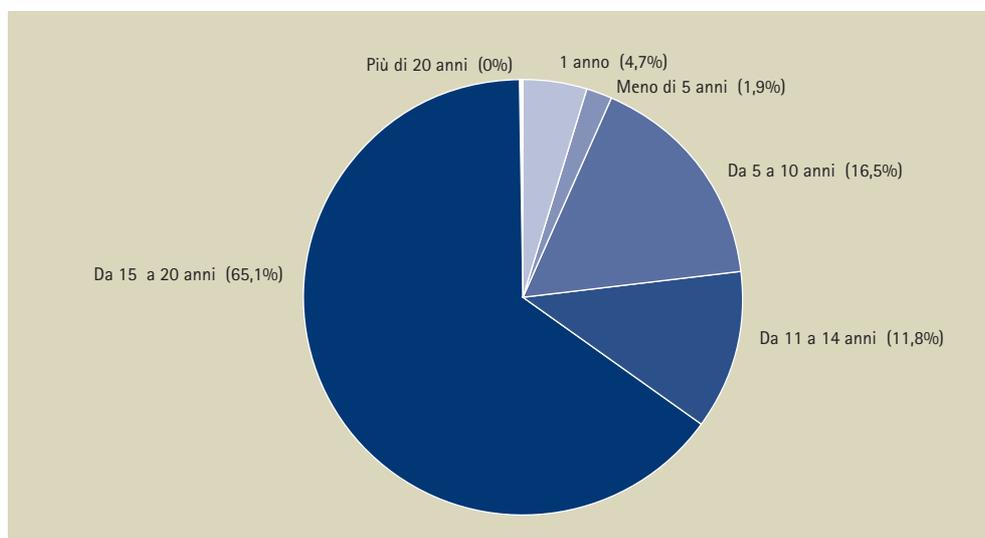


FIG. 5.2 STRUTTURA DEI CONTRATTI (ANNUALI E PLURIENNALI) ATTIVI NEL 2003, SECONDO LA DURATA RESIDUA



termine del 2002, hanno comportato complessivamente importazioni per circa 2 miliardi di m³.

Anche quest'anno sono stati numerosi i contratti e gli accordi contrattuali annuali registrati.

A completamento dello scenario dell'approvvigionamento, è utile anche un'indicazione sul valore della quota di *take or pay* dei contratti di importazione. La struttura del contratto annuale prevede, generalmente, che essa sia pari all'intera quantità contrattuale.

Il 2 per cento indicato nella figura (Fig. 5.3) è da attribuirsi ai contratti annua-

FIG. 5.3 RIPARTIZIONE DEI CONTRATTI (ANNUALI E PLURIENNALI), SECONDO LA QUOTA DI TAKE OR PAY RISPETTO AL VOLUME CONTRATTUALE ANNUALE (PER L'ANNO 2003)

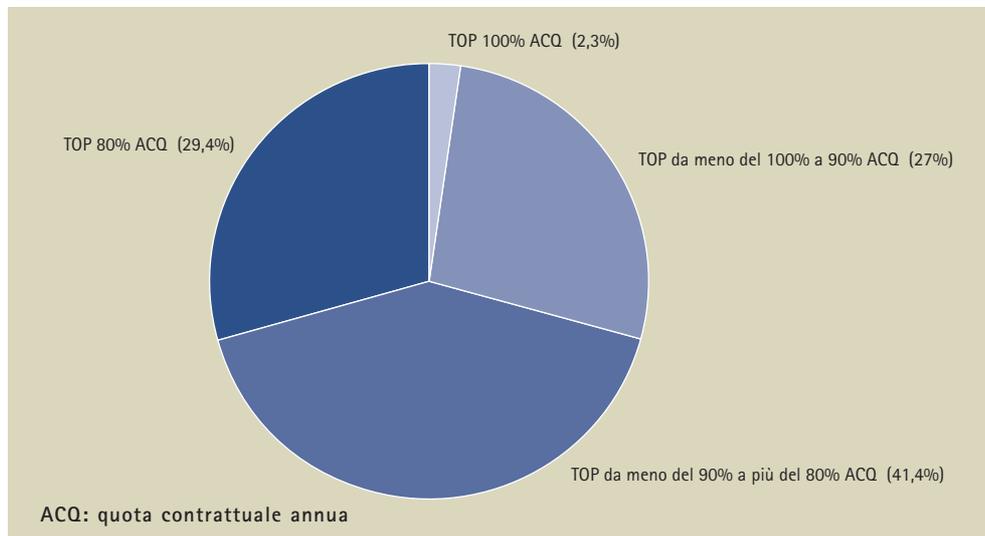
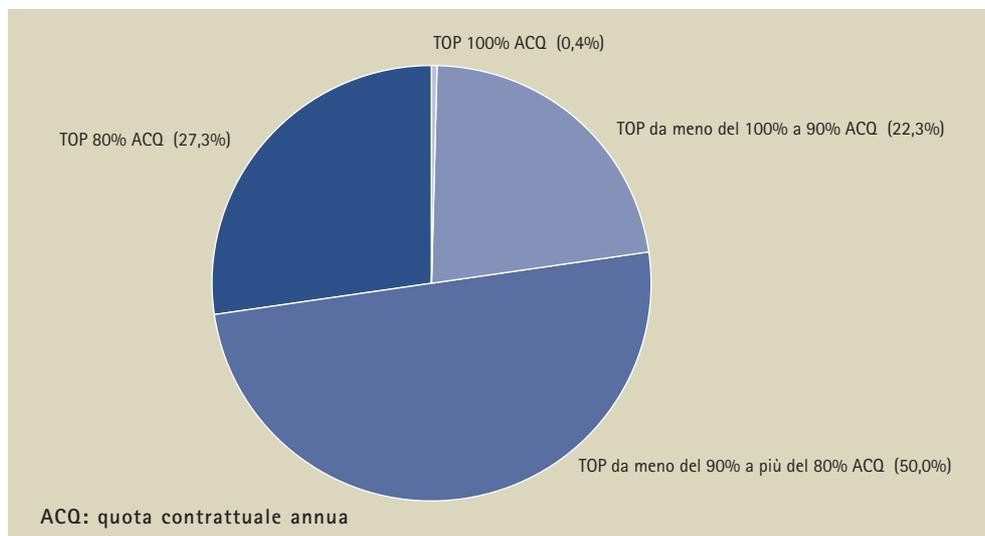


FIG. 5.4 RIPARTIZIONE DEI CONTRATTI (ANNUALI E PLURIENNALI), SECONDO LA QUOTA DI TAKE OR PAY RISPETTO AL VOLUME CONTRATTUALE DELLA FORNITURA INTERA



li o comunque con durata inferiore ai 5 anni.

Il grado di flessibilità dei contratti aumenta con l'aumentare dei volumi contrattuali, ma soprattutto della durata dei contratti stessi.

La figura 5.4 mostra come si riduce a meno dello 0,5 per cento l'incidenza dei contratti con *take or pay* totale, nel momento in cui si estende l'analisi all'intera fornitura.

I contratti, il cui *take or pay* si attesta intorno all'85 per cento della capacità contrattuale annuale, rappresentano la quota maggiore, tanto in riferimento al volume annuale quanto all'intero volume contrattuale.

Le azioni dell'Autorità nella promozione della concorrenza nell'offerta di gas

Nel paragrafo precedente si è parlato del notevole grado di dipendenza estera del nostro paese. L'attuale capacità di trasporto delle strutture di importazione (gasdotti e terminale di GNL) è strettamente commisurata al soddisfacimento della domanda. Anche tenendo conto dei potenziamenti già programmati, essa può ritenersi sufficiente solo nel breve periodo. Tale situazione incide negativamente sull'approvvigionamento di gas in Italia per quanto riguarda sia la sicurezza, sia il costo, nella misura in cui questi aspetti dipendono dalla diversificazione delle fonti e dalla concorrenza fra gli operatori. È pertanto necessario favorire la realizzazione di opere che contribuiscano alla diversificazione geografica e tipologica delle fonti di approvvigionamento, che stimolino l'accesso al mercato nazionale di nuovi operatori e che concorrano tanto alla riduzione del rischio di formazione di cartelli dei produttori quanto al contenimento del loro potere di mercato.

A tale fine assumono importanza, da un lato, la realizzazione di nuove infrastrutture o il potenziamento di quelle esistenti, dall'altro la definizione di regole di accesso che siano trasparenti e non discriminatorie. In tal senso l'Autorità ha definito regole per la realizzazione di nuovi terminali di GNL e per il loro potenziamento (delibera 15 maggio 2002, n. 91); regole per la realizzazione di nuovi gasdotti finalizzati al trasporto di gas naturale da sistemi esteri interconnessi con il sistema nazionale, o per il potenziamento di gasdotti esistenti (art. 11 della delibera n. 137/02); nonché regole per l'accesso alle infrastrutture di importazione esistenti (in particolare l'art. 9 della delibera n. 137/02).

La rilevanza del potenziamento delle infrastrutture di importazione è indicata anche nel Documento di programmazione economica e finanziaria per gli anni 2002-2006, e ribadita nello schema di Documento di programmazione economica e finanziaria per gli anni 2003-2007.

Questi interventi richiedono ingenti investimenti e garanzie per la copertura dei costi, anche a motivo dei tempi necessari per la formazione di un mercato europeo interno del gas naturale concorrenziale. Per l'incremento degli investimenti in nuove attività di trasporto occorre assicurare, per un congruo numero di anni, le condizioni di economicità e di redditività e perciò l'equilibrio economico finanziario degli investimenti e della loro gestione. In altri termini, risulta opportuno prevedere una garanzia pluriennale del flusso dei ricavi derivanti dalla gestione delle nuove capacità di trasporto che vengono allestite.

Il mercato internazionale del gas è allo stato attuale caratterizzato dalla prassi di negoziare contratti di importazione di durata pluriennale di tipo *take or pay*, o comunque connotati dalla previsione di impegni di prelievo annuali garantiti e flessibilità variabili.

TAV. 5.3 IMMISSIONI DA STRUTTURE ESISTENTI (E PROGRAMMATE) AL 2010

IMMISSIONI DA	MILIARDI DI m ³ ALL'ANNO
Importazioni via gasdotto	84,6
Importazione di GNL (Panigaglia)	3,5
Produzione nazionale	8,0
Totale immissioni	96,1

Una delle condizioni ricercate da chi sottoscrive un contratto pluriennale di approvvigionamento, con obblighi di *take or pay*, è quella di contenere il rischio del rifiuto di accesso al mercato designato, assicurandosi la capacità di trasporto in entrata, per un periodo commisurato all'impegno di approvvigionamento assunto (tenendo conto della possibilità della sua rinegoziazione, quale risulta dalla prassi del settore).

Secondo le stime dell'Autorità, le immissioni previste nel 2010 da strutture esistenti e già programmate, per contratti di approvvigionamento già sottoscritti, sono quelle indicate nella tavola 5.3.

Tra i potenziamenti già programmati i più significativi riguardano il nuovo gasdotto di importazione dalla Libia, per circa 8 miliardi di m³ all'anno, e quello per il gasdotto con punto di entrata a Tarvisio, in relazione al completamento del quarto contratto di acquisto di gas russo, da parte di Eni.

La delibera n. 91/02

Con la delibera n. 91/02, l'Autorità ha definito le regole che disciplinano l'accesso prioritario ai nuovi terminali di rigassificazione del GNL per i soggetti che investono nella loro realizzazione.

L'accesso prioritario ai soggetti che sostengono il costo dell'allestimento del terminale di rigassificazione dà attuazione al principio fissato dal decreto legislativo n. 164/00, laddove prevede che "l'accesso non può essere rifiutato ove il cliente sostenga il costo delle opere necessarie per ovviare alla mancanza di capacità di connessione".

Nel predisporre le regole per l'accesso prioritario, l'Autorità ha inteso conciliare le garanzie di accesso di lungo periodo, richieste dai promotori che sostengono il costo delle opere necessarie alla realizzazione dei terminali di GNL, con i diritti degli altri clienti che richiedono l'accesso, sia di breve sia di lungo periodo, alla capacità derivante dalla realizzazione di tali terminali.

La quota massima di nuova capacità conferita ai finanziatori dell'impianto è stata fissata all'80 per cento della nuova capacità di rigassificazione di ciascun terminale. La capacità restante (20 per cento) e quella eventualmente non con-

cessa in via prioritaria sono disponibili per tutti gli altri operatori alle tariffe fissate dall'Autorità.

Questo criterio di conferimento resterà in vigore sino al raggiungimento di una capacità complessiva nazionale di rigassificazione pari a 25 miliardi di m³ per anno. Essa è tale da assicurare il raggiungimento delle finalità di cui al Documento di programmazione economica e finanziaria 2002-2006, tenuto conto delle strutture di approvvigionamento esistenti e di quelle già programmate, nonché delle previsioni di consumo nel medio lungo termine (Tav. 5.4), e riguarda i soli impianti che entreranno in esercizio entro il 31 dicembre 2010. La scadenza del 2010 è ritenuta sufficiente a consentire la realizzazione della nuova capacità considerata; mantiene, inoltre, secondo le previsioni disponibili, un contesto di domanda in crescita, che stimola l'ingresso di nuovi operatori e può facilitare, per le sue caratteristiche dinamiche, la formazione di un mercato interno maggiormente concorrenziale. È anche favorito lo sviluppo di un mercato *spot*, per partite di gas che si rendessero disponibili nel breve periodo, in grado di fornire un significativo stimolo alla concorrenza.

Nella delibera n. 91/02 è però specificato un limite di promozione di nuova capacità realizzabile da un unico soggetto, pari a un terzo dei 25 miliardi di m³ all'anno di capacità complessiva di rigassificazione, posto al fine di evitare la formazione di un monopolio della nuova capacità di rigassificazione. Questa dovrà infatti essere promossa almeno da due soggetti societari diversi, visto il vincolo posto al singolo promotore che è appunto di 8,33 miliardi di m³ di capacità di rigassificazione annuale con accesso prioritario (corrispondente a un terminale da 10,4 miliardi di m³ di capacità annuale, se si applica la quota massima dell'80 per cento per l'accesso prioritario).

I terminali di GNL sono generalmente parte integrante di un progetto più ampio che comprende le fasi di esplorazione e produzione di gas naturale, la realizzazione di treni di liquefazione del gas naturale nel paese di produzione, l'allestimento sia di navi metaniere per il trasporto del GNL, sia di capacità di rigassificazione presso il terminale di GNL. Questo è il caso di molti dei nuovi terminali finora proposti in Italia (vedi oltre). Il compimento delle opere necessarie per la realizzazione della catena di GNL contempla il finanziamento delle risorse da parte di banche tramite strutture di *project financing*, che considerano un'attenta ripartizione dei rischi tra i diversi soggetti che vi partecipano. Risulta così opportuno prevedere una garanzia pluriennale del flusso dei ricavi derivanti dalla gestione delle nuove capacità di rigassificazione allestite, che funga da garanzia collaterale del rimborso del debito. Il diritto di priorità di accesso pluriennale al terminale deve essere coerente con gli impegni sottoscritti nel contratto di compravendita tra produttore e importatore di GNL (che abbraccia tipicamente un periodo di 20 anni, benché con una tendenza alla riduzione).

TAV. 5.4 PRELIEVI PREVISTI AL 2010

ENTE DI PREVISIONE	ANNO DI PREVISIONE	MILIARDI DI m ³ ALL'ANNO
Autorità per l'energia elettrica e il gas	2003	90-100
Snam Rete Gas		93
Enel		96
Unione petrolifera	2002	88
Energy Information Administration / U.S. Department of Energy	2002	88
International Energy Agency	2001	85

TAV. 5.5 PRELIEVI PREVISTI AL 2020

ENTE DI PREVISIONE	ANNO DI PREVISIONE	MILIARDI DI m ³ ALL'ANNO
Energy Information Administration / U.S. Department of Energy	2002	107
International Energy Agency	2001	109

Ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, l'impresa che detiene il terminale di GNL e il cliente che ha finanziato l'allestimento di capacità e che le utilizza (il promotore utilizzatore) devono essere separati societariamente.

Al fine di garantire condizioni di massima trasparenza al mercato, l'Autorità ha anche stabilito un obbligo di pubblicità, tramite Internet, delle condizioni economiche negoziate tra il soggetto che detiene il terminale e il soggetto titolare dell'accesso prioritario. Gli interessati all'accesso prioritario sono tenuti a farne richiesta all'Autorità, che valuterà le domande nell'ordine temporale di ricezione. Le richieste devono essere accompagnate dalla descrizione delle modalità di finanziamento degli impianti e da copia degli atti amministrativi necessari per la loro realizzazione.

La delibera contempla la possibilità di cessione della capacità ad accesso prioritario o il suo trasferimento a terzi. Infine prevede la decadenza della titolarità, in caso di mancato utilizzo su base annuale di parte della capacità per la quale esiste un titolare di accesso prioritario del terminale di GNL. La parte di capacità non utilizzata è ricondotta alle disposizioni dell'Autorità in materia di accesso ai terminali di GNL, analogamente alla quota di nuova capacità alla quale non si applica l'accesso prioritario.

L'articolo 11 della delibera n. 137/02

Le disposizioni dell'art. 11 della delibera n. 137/02 (descritta più avanti per la parte relativa alla regolazione del trasporto) attribuiscono una priorità di accesso alla nuova capacità di trasporto via gasdotto in entrata dall'estero.

La priorità è riconosciuta ai promotori della nuova capacità entro limiti di quantità e di durata analoghi a quelli stabiliti per la nuova capacità di rigassificazione, oltre che con simili condizioni per il godimento e il mantenimento dell'accesso prioritario (come, per esempio, l'applicazione del principio *use it or lose it*, secondo cui si ha decadenza dal diritto di accesso prioritario alla capacità per la quale si rilevi il mancato utilizzo su base annuale). Anche l'accesso prioritario alla nuova capacità di trasporto in entrata dall'estero via gasdotto è stabilito, infatti, in misura non superiore all'80 per cento di tale nuova capacità e per un periodo non superiore a 20 anni, per i soggetti utilizzatori che abbiano provveduto a sostenerne il costo.

Le forme con le quali i soggetti sostengono il costo delle nuove infrastrutture possono includere la sottoscrizione di contratti di trasporto di lungo periodo, con impegni di pagamento del tipo *ship or pay*, nell'ambito di strutture finanziarie riconducibili alla tecnica della finanza di progetto.

Per non ostacolare l'attuazione di tali strutture finanziarie, nelle quali assumono primaria rilevanza i flussi dei ricavi e la garanzia del loro effettivo prodursi, secondo un'articolazione temporale e territoriale a volte complessa, si ammette che le condizioni economiche per l'erogazione del servizio di trasporto con tale nuova capacità siano negoziate tra l'impresa di trasporto che eroga il servizio e il titolare dell'accesso (lo sponsor delle nuove infrastrutture). Ai fini della trasparenza, dette condizioni devono essere pubblicate sul sito Internet dell'Autorità o nel *Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e della Geotermia*.

L'accesso a condizioni non discriminatorie e trasparenti per la quota di nuova capacità che resta a disposizione di tutti gli utenti del servizio di trasporto è garantito dall'applicazione delle condizioni generali di accesso a tale servizio descritte negli altri articoli della delibera.

Il limite stabilito, ai fini del riconoscimento della priorità di accesso, dall'art. 11 del provvedimento, è pari alla capacità di 75 milioni di m³ al giorno.

Le capacità di trasporto continue dall'estero, pubblicate dal Ministero delle attività produttive nel *Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e della Geotermia* per l'anno termico 2002-2003, per i punti di interconnessione con l'estero via gasdotto (rispetto alle quali sono state effettuate le valutazioni di incremento della capacità di trasporto), assommano a 224,9 milioni di m³ al giorno, alle condizioni standard di temperatura e di pressione, equivalenti mediamente a 70 miliardi di m³ all'anno (applicando un fattore di carico medio delle importazioni, come definito dal decreto ministeriale 9 maggio 2001, pari a 0,85) (Tab. 5.6).

TAV. 5.6 **CAPACITÀ DI TRASPORTO CONTINUE PER L'ANNO TERMICO
1 OTTOBRE 2002 – 30 SETTEMBRE 2003**

Valori in milioni di m³ standard per giorno

PUNTO DI INTERCONNESSIONE	PUNTO DI CONSEGNA/RICONSEGNA	CAPACITÀ CONTINUA
Importazione dalla Russia ^(A)	Tarvisio	76,4
Importazione dal Nord Europa	Passo Gries	61,5
Importazione dal Nord Africa	Mazara del Vallo	87,0
Impianto di rigassificazione GNL	Panigaglia	10,0
Totale via gasdotto^(B)		224,9
Totale via gasdotto e GNL^(B)		234,9

(A) 64,9 milioni m³ standard per giorno sino al 31 ottobre 2002.

(B) Non è considerata in questo contesto la capacità di trasporto in importazione dalla Slovenia presso il punto di Gorizia, in quanto ottenuta attraverso la riduzione del flusso fisico in uscita verso tale paese.

Fonte: Ministero delle attività produttive.

Con la realizzazione entro il 2015 di nuova capacità via gasdotto per 75 milioni di m³ al giorno, si stima che la capacità di importazione annua venga incrementata mediamente di circa 23 miliardi di m³. Con questo nuovo apporto, il sistema nazionale del gas disporrebbe, entro il 2015, di una capacità annua complessiva di approvvigionamento di circa 105 miliardi di m³; essa sarebbe sufficiente sia a non porre vincolo al soddisfacimento in condizioni di concorrenza della domanda prevedibile per quell'anno, di circa 100 miliardi di m³ (ottenuta per interpolazione delle stime disponibili per il 2010 e il 2020, nell'ipotesi di sviluppo medio del sistema economico), sia a mantenere sostanzialmente la medesima condizione anche fino al 2020 e oltre (Tavv. 5.4 e 5.5).

La differenziazione dei gasdotti dai terminali di GNL, specie sotto l'aspetto della loro efficacia nella diversificazione (anche dinamica) delle fonti di approvvigionamento, e l'incertezza dello scenario nel medio lungo periodo suggeriscono di non porre vincoli alla scelta fra l'uno o l'altro modo di approvvigionamento, oltre a quelli derivanti dalle normali considerazioni economiche. Il limite di nuova capacità, ai fini del riconoscimento dell'accesso prioritario, vale perciò disgiuntamente, per i nuovi gasdotti e per i nuovi terminali di GNL.

A completamento dello scenario di approvvigionamento, andrebbero considerati infine i contratti di importazione via gasdotto di durata non superiore a 12 mesi. Tuttavia, non è possibile stimarne l'entità relativamente all'anno 2010 e oltre, dato che essa dipende dalle dotazioni infrastrutturali e dalle condizioni di apertura a terzi che si affermeranno.

La delibera**19 dicembre 2002, n. 219**

In base a quanto stabilisce l'art. 24, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00, l'Autorità è tenuta a fissare i criteri atti a garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, la massima imparzialità e la neutralità del servizio di trasporto in situazioni di normale esercizio, nonché gli obblighi dei soggetti che svolgono le attività di trasporto e dispacciamento. Tale compito è stato assolto con la delibera n. 137/02, che ha definito le garanzie per il libero accesso al servizio di trasporto di gas naturale e le norme per la predisposizione dei Codici di rete da parte delle imprese di trasporto.

Durante la fase di predisposizione del Codice, nel mese di agosto 2002, la società Snam Rete Gas S.p.A., esercente l'attività di trasporto di gas naturale, ha pubblicato nel proprio sito Internet un documento avente a oggetto la procedura di conferimento della capacità di trasporto per l'anno termico 2002-2003. Tale documento prevedeva (alla lettera B), n. 2), una clausola secondo la quale Snam Rete Gas non avrebbe assegnato capacità di trasporto ai richiedenti, già titolari di contratti di trasporto per l'anno termico 2001-2002, che non avessero provveduto, alla data di presentazione delle richieste di capacità, al pagamento delle fatture per il servizio di trasporto già venute a scadenza, relative a importi superiori al valore della garanzia bancaria rilasciata in connessione con il suddetto contratto di trasporto.

In seguito a tale pubblicazione da parte di Snam Rete Gas, sono pervenute all'Autorità segnalazioni di utenti che lamentavano l'illegittimità della clausola descritta, in quanto metodo per introdurre surrettiziamente un'ipotesi di rifiuto di accesso non prevista dal decreto legislativo n. 164/00.

L'esame condotto da parte degli uffici dell'Autorità ha confermato l'illegittimità della clausola, in quanto rappresentante un'ipotesi di rifiuto all'accesso al servizio di trasporto di gas naturale ulteriore rispetto a quelle tipizzate dal decreto legislativo n. 164/00; secondo quest'ultimo (art. 24, comma 2), infatti, "le imprese del gas naturale possono rifiutare l'accesso al sistema solo nel caso in cui esse non dispongano della capacità necessaria, o nel caso in cui l'accesso al sistema impedirebbe loro di svolgere gli obblighi di servizio pubblico cui sono soggette, ovvero nel caso in cui dall'accesso derivino gravi difficoltà economiche e finanziarie a imprese operanti nel settore in relazione a contratti di tipo *take or pay* sottoscritti prima dell'entrata in vigore della Direttiva 98/30/CE".

Coerentemente con i poteri a essa attribuiti dalla legge istitutiva, l'Autorità ha ordinato a Snam Rete Gas la rimozione della clausola potenzialmente lesiva dei diritti degli utenti (con la delibera n. 219/02), entro il termine di 30 giorni dal ricevimento del provvedimento.

TRASPORTO E STOCCAGGIO

Struttura e organizzazione delle attività di trasporto, di stoccaggio e dei terminali di rigassificazione

Trasporto

Con le opere di potenziamento realizzate sul gasdotto di importazione dalla Russia nel corso del 2002 e sul tratto in corrispondenza di Passo Gries grazie all'entrata in esercizio della nuova centrale di compressione presso Masera, la capacità di trasporto relativa ai punti di interconnessione della rete nazionale di gasdotti con i sistemi di trasporto esteri (nonché con il terminale di rigassificazione di Panigaglia) è stata incrementata del 10 per cento rispetto allo scorso anno.

È stato avviato tra l'altro il punto di importazione presso Gorizia, in precedenza adibito alla sola esportazione verso la Slovenia.

I valori delle capacità di trasporto per ciascun punto di ingresso sono calcolati, mediante verifiche idrauliche della rete di trasporto e tenendo conto degli scenari più gravosi di prelievo degli utenti previsti nel corso dell'anno termico, in modo da garantire il trasporto nel rispetto del buon funzionamento e della sicurezza del sistema.

Le richieste di capacità per l'importazione, pervenute durante la campagna di conferimento 2002-2003, hanno determinato la saturazione dei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti collegati alle dorsali di importazione provenienti dal Nord (importazioni dalla Norvegia e da paesi dell'Unione europea) e, in particolare, dal Nord Est (in massima parte importazioni dalla Russia e paesi extra Unione europea).

Per l'importazione dal Nord Africa rimane sostanzialmente una maggiore disponibilità, anche se la capacità di trasporto relativa al punto di ingresso di Mazara del Vallo è stata lievemente ridotta (di 1 milione di m³) rispetto al 2002, in base a variazioni nelle previsioni dei consumi e delle produzioni nazionali lungo la linea. Nel settore delle importazioni Eni è ancora l'impresa dominante, con oltre il 70 per cento della capacità conferita nei punti di ingresso sopra illustrati, ma diventa rilevante anche la presenza di nuovi operatori. Per l'anno termico 2002-2003 hanno complessivamente ottenuto capacità di trasporto presso i punti di interconnessione con l'estero 20 importatori.

Oltre ai potenziamenti menzionati, quelli in programma maggiormente significativi sono relativi al nuovo gasdotto di importazione dalla Libia, con punto di entrata nel sistema nazionale di gasdotti ubicato in Sicilia (Gela) e con una capacità di circa 8 miliardi di m³ all'anno; il potenziamento del tratto del gasdotto di approvvigionamento dall'Algeria, che attraversa il territorio tunisino, per circa 6,5 miliardi di m³ all'anno; il potenziamento del tratto austriaco del gasdotto di importazione dalla Russia, con punto di entrata a Tarvisio, per ulteriori 6,5 miliardi di m³ all'anno. Esiste infine un ulteriore progetto per un nuovo gasdot-

TAV. 5.7 CONFERIMENTO DI CAPACITÀ DI TRASPORTO DI TIPO CONTINUO IN ITALIA

Milioni di m³ standard per giorno, se non altrimenti indicato; anno termico 2002-2003

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	TECNICA	CONFERITA	DISPONIBILE	QUOTA PERCENTUALE CONFERITA/CONFERIBILE
Passo Gries	61,5	55,2	6,3	90
Tarvisio	76,4	76,4	0	100
Panigaglia (GNL)	10,0	10,0	0	100
Mazara Del Vallo	87,0	75,9	11,1	87
Gorizia	0,7	0,7	0	100
Totale	235,6	218,2	17,4	92

Fonte: Ministero delle attività produttive e comunicazioni di Snam Rete Gas.

to di importazione dall'Algeria attraverso la Sardegna, per il quale sta per essere avviato lo studio di fattibilità e per il quale è prevista dalla legge 12 dicembre 2002, n. 273, la possibilità di un finanziamento a carico dello Stato.

Stoccaggio

Nel corso del 2002 sono stati notevoli gli incrementi di capacità, in termini di *working gas* disponibile per il servizio di modulazione, effettuati dalla Stogit nell'ambito dell'ottimizzazione delle capacità dei campi gestiti in maniera coordinata e integrata, prescritta dal decreto legislativo n. 164/00.

Infatti, anche a seguito delle sollecitazioni da parte dell'Autorità e del Ministero delle attività produttive allo scopo di risolvere il problema dell'accesso al servizio di stoccaggio di modulazione, per il quale le richieste presentate nell'aprile del 2002 erano state di gran lunga superiori alla capacità offerta, Stogit ha effettuato una revisione tecnica di tutti i propri campi, individuando le soluzioni per aumentare i volumi della riserva attiva (*working gas*), indicate di seguito.

Nel giugno 2002, mediante una operazione di riempimento tecnicamente ottimizzata in alcuni livelli stratigrafici della Concessione Fiume Treste (stoccaggio di San Salvo, in Abruzzo), la società è stata in grado di mettere a disposizione un volume aggiuntivo di 200 milioni di m³ standard di *working gas* per il ciclo di ricostituzione 2002. A questo proposito è opportuno ricordare che per tali livelli, nel marzo 2000, il Ministero delle attività produttive aveva autorizzato il raggiungimento della pressione statica iniziale di giacimento, sino ad allora limitata al 90 per cento. A partire dal ciclo di ricostituzione successivo, si era quindi iniziato a incrementare il volume di *stock* per conseguire l'obiettivo della pressione massima, che si pensava essere stata raggiunta alla fine della

campagna di iniezione erogazione del 2001. In realtà, sulla base delle indicazioni della campagna di iniezione erogazione 2001-2002, è risultato invece che i tempi di stabilizzazione delle pressioni in giacimento, dovuti alla sua configurazione geologica, sono più lunghi di quanto originariamente stimato. Ciò ha consentito di poter considerare operativamente possibile l'incremento indicato.

Ancora, nel luglio del 2002, a seguito dell'autorizzazione del Ministero delle attività produttive, è stato adibito a stoccaggio un nuovo livello della concessione di Settala in Lombardia. Inoltre, su un altro livello del medesimo giacimento, per la prima volta in Italia è stato condotto uno studio di fattibilità, in collaborazione con il Dipartimento di georisorse e territorio del Politecnico di Torino, per il superamento in iniezione della pressione originaria del giacimento¹, pratica già esistente in altri paesi. La modellizzazione numerica degli sforzi indotti nelle rocce che costituiscono la base e la copertura del giacimento, e la simulazione del comportamento dinamico del giacimento nelle fasi di iniezione erogazione hanno rivelato che esistono ampie condizioni di sicurezza per l'effettuazione di un programma di stoccaggio con pressioni superiori a quella originaria. Il Ministero delle attività produttive, valutati i risultati ottenuti dallo studio di Settala, ha approvato in via sperimentale il superamento della pressione massima di gestione del livello sino al 107 per cento della pressione originaria di giacimento. Con tale incremento della pressione di iniezione, pari al 7 per cento rispetto alla pressione originaria di giacimento, si è potuta rendere disponibile per il sistema nazionale del gas una significativa quota di spazio di *working gas* ulteriore (oltre 400 milioni di m³ standard) senza modificare i pozzi e le infrastrutture di superficie attualmente installate.

Questo progetto, condotto a termine con successo, costituisce un esempio efficiente di potenziamento del complesso degli stoccaggi in Italia anche per quanto riguarda le caratteristiche di erogabilità, l'ottimizzazione della gestione e le modalità di ricostituzione per nuovi giacimenti da convertire in stoccaggio (con la riduzione dei tempi di prima ricostituzione). Si ricorda a tal proposito che è in fase conclusiva la procedura di assegnazione delle concessioni relative ai nuovi giacimenti selezionati dal Ministero delle attività produttive per la conversione a stoccaggio (l'elenco di tali concessioni è stato pubblicato dal Ministero delle attività produttive sul *Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e della Geotermia* del 31 ottobre 2001).

1 Il decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato 28 luglio 1975, recante *Disciplinare tipo per le concessioni di stoccaggio di gas naturale in giacimenti di idrocarburi*, stabiliva che la pressione massima raggiungibile con lo stoccaggio non deve essere superiore al 100 per cento della pressione originaria del giacimento, sebbene non tutti i campi ancora nel 2002 fossero eserciti a tale pressione.

TAV. 5.8 PROGETTI PER NUOVI TERMINALI DI RIGASSIFICAZIONE IN ITALIA

SOCIETÀ	UBICAZIONE TERMINALE	CAPACITÀ G(Sm ³)/a	STATO ATTUALE DEL PROGETTO
Edison Gas	Offshore Adriatico	4,6 ÷ 6	autorizzato
Edison Gas	Rosignano (Toscana)	3	in istruttoria
Enel	Taranto (Puglia)	5 ÷ 8,9	in istruttoria
Enel	Vado Ligure (Liguria)	5 ÷ 9	in istruttoria
Enel	Muggia (Friuli)	5 ÷ 9	in istruttoria
BG Italia	Brindisi (Puglia)	4 ÷ 12	autorizzato
LNG Terminal	Lamezia Terme (Calabria)	6 ÷ 10	parere negativo della Regione – presentato nuovo progetto per il Comune di S. Ferdinando da 6 ÷ 12 G(Sm ³)/a
LNG Terminal	Corigliano Calabro (Calabria)	8	parere negativo della Regione
Petrolifera Gioia Tauro	Gioia Tauro (Calabria)	4,2 ÷ 8	in istruttoria
Offshore Lng Toscana	Offshore Livorno	3 ÷ 6	in istruttoria

Fonte: Ministero delle attività produttive.

Infine, negli ultimi giorni di agosto, cioè ancora durante la fase di iniezione, a seguito sia degli interventi effettuati sul campo di Ripalta per incrementare la pressione sino al valore originario, sia del conseguimento delle relative autorizzazioni all'esercizio da parte delle Autorità competenti, Stogit ha ottenuto un ulteriore incremento, pari a circa 150 milioni di m³ standard.

Gli incrementi descritti hanno permesso di esaudire la richiesta di stoccaggio di modulazione per clienti del settore civile relativamente alle necessità per l'inverno mediamente rigido e, in parte, per il periodo invernale rigido con frequenza ventennale, che non era stato possibile soddisfare in prima battuta ad aprile.

Per il prossimo anno termico 2003-2004, considerando fissa la quota riservata allo stoccaggio strategico, pari a 5 100 milioni di m³ standard, stabilita dal Ministero delle attività produttive, i valori per lo spazio e la disponibilità di punta del complesso degli stoccaggi nazionale disponibili per il servizio di modulazione ciclica e minerario sono rispettivamente pari a circa 7,3 miliardi di m³ standard e circa 205 milioni di m³ standard giornalieri.

Terminali GNL

Dei progetti presentati per la realizzazione di nuovi terminali di rigassificazione di GNL, riassunti nella tavola 5.8 a eccezione del progetto di Edison Gas S.p.A. di Rovigo (*offshore* adriatico), autorizzato già nel 2000², sino a oggi solo

uno, il progetto di British Gas Italia S.p.A., ha ottenuto dopo un lungo e complesso iter le necessarie autorizzazioni, e cioè:

- il decreto autorizzativo del Ministero delle attività produttive del 21 gennaio 2003;
- l'accordo sostitutivo di concessione, dall'autorità portuale, del 21 gennaio 2003.

Il terminale, con una capacità prevista di 8 miliardi di m³ standard, dovrebbe essere realizzato a Brindisi entro il 2007.

Altre attività connesse alla rete di trasporto

Nel corso del 2002 altre due vicende hanno riguardato il sistema di trasporto nazionale, richiedendo in un caso anche un intervento, solo di tipo consultivo, da parte dell'Autorità: si tratta del gasdotto Transmed e della tassa ambientale sui gasdotti introdotta dalla Regione Sicilia.

L'art. 30 della legge n. 273/02, recante *Misure per favorire l'iniziativa privata e lo sviluppo della concorrenza* (si tratta di uno dei collegati alla legge finanziaria del 2003), ha stabilito che, a decorrere dall'anno 2002-2003, le tariffe di trasporto sulla rete nazionale dei gasdotti, determinate ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, non si applicano alla parte dei gasdotti sottomarini, di importazione di gas naturale da Stati non appartenenti all'Unione europea, che ricade entro il mare territoriale italiano. È questo il caso del gasdotto appartenente alla società Transmediterranean Pipeline Co. Ltd., ubicato nell'*offshore* siciliano. Più precisamente, il Governo ha demandato le modalità di applicazione delle disposizioni del decreto legislativo n. 164/00 ad accordi tra lo Stato italiano e gli altri Stati interessati, vincolandole comunque al rispetto della Direttiva 98/30/CE. Il secondo comma del medesimo articolo ha inoltre autorizzato le imprese di trasporto operanti nel territorio nazionale a realizzare le eventuali compensazioni tra i soggetti interessati per i pagamenti effettuati nell'anno termico 2001-2002.

2 Il progetto ha già ricevuto tutte le autorizzazioni rilevanti a livello nazionale e locale. In particolare:

- lo Studio di impatto ambientale è stato approvato dalla Regione Veneto nell'agosto del 1999;
- il Ministero dell'ambiente ha concesso il VIA (Valutazione d'impatto ambientale) nel dicembre del 1999;
- l'autorizzazione del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato è stata rilasciata nel luglio del 2000;
- il progetto è parte qualificante del Documento d'intesa Edison - Regione Veneto firmato nel marzo del 2000.

La tassa sul gasdotto regionale istituita dalla Regione Sicilia

Con la legge regionale 26 marzo 2002, n. 2, recante *Disposizioni programmatiche e finanziarie per l'anno 2002*, la Regione Sicilia ha istituito un tributo ambientale "allo scopo di finanziare investimenti finalizzati a ridurre e prevenire il potenziale danno ambientale derivante dalle condotte installate sul territorio della regione siciliana". Secondo questa legge il gettito del tributo "è destinato a finanziare iniziative volte alla salvaguardia, alla tutela e al miglioramento della qualità dell'ambiente con particolare riguardo alle aree interessate dalla presenza delle condotte".

Il presupposto dell'imposizione è dato dalla presenza, sul territorio regionale, di gasdotti classificabili di prima specie, ai sensi del decreto ministeriale 24 novembre 1984, ossia di gasdotti, principalmente di interconnessione con i sistemi di importazione dal Nord Africa, eserciti a pressioni medio alte (superiori a 24 bar). L'imposta approvata dal governo della Regione Sicilia è un'imposta sulla proprietà dei metanodotti. Il presupposto della tassa siciliana è infatti la proprietà dei metanodotti (art. 6, comma 3, della legge regionale n. 2/02).

Il tributo siciliano è un'imposta in somma fissa, poiché è commisurata al volume dei metanodotti e non al flusso di energia in essi trasportata. Come tale, pertanto, è difficilmente qualificabile come imposta ambientale, dal momento che quest'ultima dovrebbe essere un'imposta sulla quantità di energia (come le accise). Infatti, accrescendo il costo di ogni unità di energia, essa dovrebbe influire sui costi marginali di produzione e quindi anche sul prezzo finale pagato dal consumatore, stimolando un minor uso dell'energia e, di conseguenza, un minor inquinamento. Il tributo invece, proprio perché strutturato quale imposta in somma fissa, non dipende dalla quantità di energia trasportata e quindi non induce un minor consumo di metano; l'unico risultato che ottiene è quello di aumentare i costi fissi dell'impresa, a parità di quantità di gas trasportate.

Nell'esercizio delle proprie funzioni consultive (vedi anche Capitolo 7), l'Autorità ha inviato diverse segnalazioni su tale tributo: al Governo, alla Commissione europea, al Presidente del Senato della Repubblica, al Presidente della Camera dei deputati e al Presidente del Consiglio dei ministri.

Con la delibera 23 maggio 2002, n. 96, l'Autorità ha segnalato al Governo che le disposizioni della legge della Regione Sicilia n. 2/02 presentano profili di illegittimità tali da determinare gravi impedimenti alla realizzazione degli obiettivi di liberalizzazione e apertura del mercato interno del gas naturale, nazionale ed europeo, nonché potenziali rilevanti ripercussioni sulla sicurezza degli approvvigionamenti.

In particolare, secondo l'Autorità, il tributo comporta un ostacolo alla libera circolazione di merci tra le Regioni e tra gli Stati membri dell'Unione europea, e pertanto si configura come un dazio. La giurisprudenza della Corte costituzionale ha più volte affermato il principio dell'irrelevanza della forma della

limitazione, dovendosi ritenere incostituzionale qualunque provvedimento che induca in qualsiasi modo ostacoli alla libera circolazione tra le Regioni. Se il tributo fosse legittimo dovrebbe trovare riconoscimento in tariffa. L'eventuale riconoscimento nella tariffa di trasporto del gas (che grava oggi per circa il 15 per cento sul costo finale del servizio comprese le tasse) dell'onere derivante per l'impresa dall'imposizione regionale determinerebbe aumenti dei corrispettivi previsti sui punti di entrata e di uscita dalla rete. L'Autorità ha segnalato inoltre che, a fronte di tali aumenti del costo delle importazioni dall'Algeria, si potrebbe scatenare una rincorsa di aumenti anche per il gas di altre provenienze, con evidenti conseguenze negative per il livello dei prezzi nell'intero paese. Il tributo determina anche un aumento degli oneri complessivi per la realizzazione di nuove infrastrutture nella regione Sicilia, pregiudicando da un lato lo sviluppo di nuovi investimenti nella regione, dall'altro la realizzazione delle iniziative già programmate per nuove importazioni di gas.

Il 20 giugno 2002, con la delibera n. 112, L'Autorità ha trasmesso al Presidente della Commissione europea una nota nella quale ha ritenuto necessario illustrare gli effetti che possono aversi sul mercato nazionale ed europeo del gas naturale dall'applicazione delle disposizioni della legge regionale n. 2/02, affinché la Commissione avvii tempestivamente le iniziative ritenute più opportune.

Nella medesima data, l'Autorità ha trasmesso al Presidente del Senato, al Presidente della Camera osservazioni e proposte concernenti le disposizioni della legge della Regione Sicilia n. 2/02, e al Presidente del Consiglio dei ministri il documento (delibera 20 giugno 2002, n. 113).

Come si vedrà meglio di seguito, contro questo tributo Snam Rete Gas ha presentato ricorso al Tribunale amministrativo regionale (TAR) della Lombardia, il quale lo ha ritenuto in contrasto con l'ordinamento comunitario e, quindi, non rilevante ai fini tariffari, riconoscendo la validità degli argomenti dell'Autorità. A partire dal mese di dicembre 2002, Snam Rete Gas ha sospeso i pagamenti del tributo.

Attività di regolazione economica e tecnica della rete di trasporto, dello stoccaggio e dei terminali di rigassificazione

Nel corso del 2002 e dei primi mesi del 2003 l'attività di regolazione economica da parte dell'Autorità ha riguardato l'aggiornamento delle tariffe di trasporto, stoccaggio e rigassificazione; nell'ambito della regolazione tecnica, l'attività è stata invece dedicata al completamento del quadro normativo del trasporto, con la definizione dei Codici di rete. Nell'ambito di tali attività l'Autorità si è avvalsa di una serie di tavoli tecnici per discutere degli argomenti più controversi, tavoli ai quali hanno preso parte il Ministero delle attività produttive e gli operatori del settore.

L'aggiornamento del quadro tariffario è avvenuto: per il trasporto con le delibere 26 giugno 2002, n. 120, e 25 luglio 2002, n. 146; per l'utilizzo dei terminali di rigassificazione con la delibera 2 luglio 2002, n. 128. Le tariffe di stoccaggio, attualmente in vigore e valide sino al 2006, sono state definite con la delibera 26 marzo 2002, n. 49, descritta in dettaglio nella *Relazione Annuale* dello scorso anno.

Delibera n. 120/02: rigetto delle tariffe di Snam Rete Gas

Ai sensi dell'art. 12 della delibera 30 maggio 2001, n. 120, che ha fissato i criteri per la determinazione delle tariffe di trasporto e per l'utilizzo dei terminali di GNL, nel marzo 2002 Snam Rete Gas ha presentato all'Autorità la proposta tariffaria per l'anno termico 2002-2003.

Nella proposta Snam Rete Gas chiedeva il riconoscimento in tariffa del tributo ambientale imposto dalla legge della Regione Sicilia n. 2/02, sotto forma del parametro Y previsto dalla delibera n. 120/01. Il termine Y è uno dei parametri che, in sede di aggiornamento annuale, consente di inserire nel calcolo dei ricavi di riferimento per la definizione della tariffa i costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali e da mutamenti del quadro normativo.

Ritenendo non applicabile il tributo disposto dalla Regione Sicilia perché in contrasto con normative europee direttamente applicabili a livello nazionale (come si è visto in dettaglio al paragrafo precedente), con la delibera n. 120/02 l'Autorità non ha approvato le proposte presentate da Snam Rete Gas e ha invitato la società a proporre di nuove, definite senza considerare gli effetti della legge della Regione siciliana. L'Autorità ha comunque autorizzato Snam Rete Gas a inserire nei contratti con i propri clienti clausole volte a garantire una rapida definizione di conguagli a suo favore ove, nell'accertamento definitivo, il tributo fosse risultato effettivamente dovuto.

Contro questa delibera, che ha respinto le tariffe calcolate da Snam Rete Gas includendo il riconoscimento in tariffa del tributo ambientale siciliano, la società ha presentato ricorso presso il TAR della Lombardia.

Delibera n. 146/02: approvazione tariffe di trasporto

Nel mese di luglio, con delibera n. 146/02, l'Autorità ha approvato le tariffe per il trasporto e il dispacciamento del gas naturale per l'anno termico 2002-2003, riformulate da Snam Rete Gas nelle due ipotesi di esclusione e di accoglimento del tributo ambientale sui gasdotti istituito dalla Regione Sicilia.

Le nuove tariffe (Tav. 5.9), in vigore dall'ottobre 2002 all'ottobre 2003, presentano una riduzione complessiva di alcuni punti percentuali rispetto alle tariffe dell'anno termico 2001-2002, per effetto dell'aumento dei volumi di gas trasportato e del *price cap*. Rispetto allo scorso anno termico, i corrispettivi di

TAV. 5.9 **TARIFFE DI TRASPORTO E DISPACCIAMENTO**

Anno termico 2002-2003; tariffe in assenza di debenza del tributo disposto dalla legge della Regione Sicilia n. 2/02

CORRISPETTIVI UNITARI VARIABILI (€/GJ)				
CV	0,173371			
CVP	0,003955			
Corrispettivi unitari di capacità di rete nazionale (€/a/Sm³/g)				
CPe		CPu		
Mazara del Vallo	2,731958	Friuli Venezia Giulia	A	0,767583
Passo Gries	0,301757	Trentino Alto Adige- Veneto	B	0,822427
Tarvisio	0,711128	Lombardia Orientale	C	0,959557
Panigaglia	0,595533	Lombardia Occidentale	D	1,060067
Nord Occidentale	0,077469	Nord Piemonte	E1	1,278973
Nord Orientale	0,077469	Sud Piemonte e Liguria	E2	1,060067
Rubicone	0,112715	Emilia e Liguria	F	0,822427
Falconara	0,476509	Basso Veneto	G	0,756084
Pineto	0,698533	Toscana e Lazio	H	0,669824
San Salvo	0,517729	Romagna	I	0,584786
Candela	0,614680	Umbria e Marche	L	0,432183
Monte Alpi	0,862638	Marche e Abruzzo	M	0,521080
Crotone	1,885737	Lazio	N	0,583876
Gagliano	2,020059	Basilicata e Puglia	O	0,625054
		Campania	P	0,409057
Stoccaggi Eni - Divisione Agip / Edison Gas	0,161823	Calabria	Q	0,387413
		Sicilia	R	0,149773
CORRISPETTIVI UNITARI DI CAPACITÀ DI RETE REGIONALE CRr (€/a/Sm³/g)				
Rete Gas Italia	1,249947			
Edison Gas e SGM	1,638625			
CORRISPETTIVO FISSO CF^(A)		1° livello	2° livello	3° livello
Rete Gas Italia (€/a)	3 120,3909	7 801,0276	17 693,5942	
Edison Gas e SGM (€/punto di riconsegna)	5 219,9858	2 156,2891	31,2170	

(A) La definizione dei livelli è in funzione di una serie di parametri, tra cui vi possono essere il consumo annuo del punto di riconsegna, la tipologia di catena di misura, i metri cubi prelevati, la tipologia degli apparati di misura o il metodo di acquisizione dei dati di misura.

capacità sulla rete nazionale risultano più bassi in media del 4 per cento nei punti di entrata e del 14 per cento nei punti di uscita, mentre quelli sulla rete regionale risultano inferiori del 7 per cento circa; viceversa i corrispettivi fissi sono aumentati dello 0,7 per cento.

È da evidenziare che sulla tariffa di trasporto di gas naturale pende comunque l'accertamento della effettiva debenza da parte di Snam Rete Gas del tributo regionale siciliano. La delibera n. 146/02 prevede che qualora fosse accertata la legittimità del tributo regionale, il suo riconoscimento in tariffa sarà automatico e retroattivo. A tal fine l'Autorità ha reso disponibili agli operatori interessati al trasporto del gas, oltre ai valori tariffari entrati in vigore l'1 ottobre 2002, anche quelli che dovranno essere applicati in caso di conferma di legittimità.

A gennaio 2003 il TAR della Lombardia ha reso nota la sentenza³ con la quale ha respinto la domanda di Snam Rete Gas di annullare la delibera dell'Autorità n. 120/02, dichiarando, in via incidentale, l'incompatibilità del tributo ambientale della Regione Sicilia sui gasdotti con l'ordinamento comunitario.

Delibera n. 128/02: tariffa di rigassificazione

Nel luglio 2002 l'Autorità, con delibera n. 128/02, ha approvato le tariffe per l'utilizzo dei terminali di GNL per l'anno termico 2002-2003 (Tav. 5.10). Le nuove tariffe, in vigore a partire dall'1 ottobre 2002, presentano un aumento complessivo medio dello 0,8 per cento rispetto alle tariffe dell'anno termico 2001-2002, valide fino al 30 settembre 2002.

TAV. 5.10 **TARIFFA DI RIGASSIFICAZIONE PER L'UTILIZZO DEL TERMINALE DI PANIGAGLIA DI GNL ITALIA S.P.A.**

Anno termico 2002-2003

CORRISPETTIVI UNITARI	UNITÀ DI MISURA	VALORE
di impegno associato ai quantitativi di GNL scaricato CQS	€/a/m ³ liquido	3,609349
associato agli approdi contrattuali CNA	€/numero di approdi in un anno	17 007,119989
variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati:		
CVL	€/GJ	0,064737
CVLP	€/GJ	0,001250
Perdite	per m ³ rigassificato	2%

³ Sentenza del 24 gennaio 2003, n. 130.

Modifica della tariffa di stoccaggio di Stogit per l'anno 2003: la delibera 13 marzo 2003, n. 21

Lo scorso marzo l'Autorità (con delibera n. 21/03) ha disposto una modifica della tariffa di stoccaggio applicata dalla Stogit per l'anno 2003, definendo una componente addizionale a tale tariffa da versare da parte degli utenti del servizio di stoccaggio di modulazione ciclica, in proporzione al numero dei clienti finali direttamente o indirettamente da loro forniti tramite le reti di distribuzione. Un breve *excursus* è utile per comprendere la ragione di tale componente addizionale.

Nel 1991, in concomitanza con l'adeguamento da parte del Comitato interministeriale dei prezzi (CIP) della quota fissa della materia prima utilizzata per il calcolo delle tariffe per il mercato civile, Snam aveva stipulato con un primario istituto assicurativo un contratto di assicurazione per gli utenti del settore civile (precisamente la Polizza di assicurazione responsabilità civile incendio infortuni - Utenti civili gas metano), con decorrenza dallo stesso anno.

I soggetti beneficiari della copertura prestata dal contratto di assicurazione sono su tutto il territorio nazionale "le persone che - siano o meno intestatarie del contratto di fornitura - usano anche occasionalmente gas metano o da esso derivato fornito tramite reti di distribuzione urbana, in relazione all'utilizzo di un impianto interno a valle del punto contrattuale di consegna da parte del fornitore", ad esclusione delle "seguenti utenze allacciate alle reti di distribuzione urbana:

- consumatori industriali e complessi ospedalieri con prelievo annuo superiore rispettivamente a 200 000 e 300 000 m³ annui;
- consumatori di metano per autotrazione".

Nel 2002, in conseguenza della riorganizzazione societaria, Eni è succeduta nella posizione contrattuale della Snam e ha concordato proroghe della scadenza della copertura assicurativa sino al 31 dicembre 2003. All'inizio del 2003 Eni ha trasferito l'assicurazione a Stogit.

In base al prospetto presentato all'Autorità da quest'ultima, gli oneri complessivi derivanti dal trasferimento dell'assicurazione alla Stogit, riferiti a 17 milioni di clienti finali, sono quantificabili complessivamente in 6,5 milioni di euro, pari al costo di circa 38 c€ per cliente finale.

Tali oneri si aggiungono ai costi sostenuti dalla società per l'erogazione del servizio di stoccaggio per l'anno 2003. Di conseguenza, essendo la struttura tariffaria basata sui costi, l'Autorità ha disposto la modifica della relativa tariffa di stoccaggio, riconoscendo a Stogit il costo aggiuntivo derivante da tale assicurazione.

**Regolazione dell'accesso
alla rete di trasporto:
la delibera n. 137/02.**

In merito all'attività di regolazione tecnica di trasporto e dispacciamento, con la delibera n. 137/02, l'Autorità ha stabilito i criteri atti a consentire il libero accesso alle infrastrutture di trasporto e gli obblighi per le imprese che svolgono tale attività, ai sensi dell'art. 24, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00. Il provvedimento contiene regole immediatamente integrabili nei contratti esistenti e norme per la definizione del Codice di rete delle imprese di trasporto. In tal senso, è servita l'esperienza di un anno di applicazione della delibera n. 120/01 sulle tariffe, che conteneva, in via transitoria, alcune indicazioni urgenti in materia di accesso al servizio di trasporto, in particolare sui temi delicati del conferimento di capacità e del bilanciamento; così come sono servite l'esperienza del gruppo di lavoro informale e le indicazioni tratte dall'incontro e dal confronto tra l'Autorità e il Ministero delle attività produttive, le imprese di trasporto, di stoccaggio e gli utenti, sui temi del bilanciamento e della pubblicazione dei dati (argomento trattato più oltre).

Il provvedimento si compone di due parti principali. La prima, relativa propriamente all'accesso, regola sostanzialmente gli obblighi per le parti tramite i quali è disciplinata la fase precontrattuale, che si conclude con la sottoscrizione del contratto di trasporto tra utente e impresa di trasporto. La seconda riguarda l'erogazione del servizio di trasporto, secondo i termini dei singoli rapporti contrattuali.

A seguito dell'emanazione della delibera n. 137/02 da parte dell'Autorità, alcune società utenti del servizio di trasporto, che svolgono attività di importazione e *trading* di gas naturale, precisamente Dalmine Energie S.p.A., Edison Gas, Energia, Eni divisione Gas & Power S.p.A., Plurigas, e l'impresa di trasporto Snam Rete Gas hanno presentato ricorso al TAR della Lombardia per l'annullamento di alcune parti della delibera. I temi contestati riguardano principalmente la procedura di conferimento di capacità presso i punti di importazione, in particolare l'ordine di priorità stabilito per l'accesso (in relazione alla data di sottoscrizione del contratto e alla durata dello stesso) e le modalità di ripartizione della capacità in caso di congestione, la durata del conferimento, nonché il conferimento prioritario per le nuove strutture di importazione. In merito al primo ricorso, presentato da Dalmine Energie nell'agosto 2002, il TAR della Lombardia ha respinto la relativa richiesta di sospensione dell'esecuzione della delibera, giudicando non sussistenti gli estremi per tale richiesta. Per quanto riguarda lo stato degli altri ricorsi, presentati nel novembre 2002, sono tuttora pendenti presso il TAR in attesa di giudizio.

**Delibera n. 137/02:
obblighi informativi**

Per consentire l'accesso a nuovi entranti bisogna che questi possano anzitutto accedere alle informazioni sino a ora detenute dal solo *incumbent*. L'Autorità ha pertanto posto in capo alle imprese di trasporto obblighi informativi:

- a beneficio degli utenti del servizio, in modo da attenuare l'asimmetria informativa che attualmente svantaggia i nuovi entranti;
- nei confronti dell'Autorità, ai fini dell'esercizio dei compiti di monitoraggio e vigilanza di quest'ultima.

A titolo di esempio, tra le informazioni che le imprese di trasporto devono comunicare all'Autorità sono comprese tutte quelle che riguardano l'importazione. In tal senso, e solo per questo tema, l'Autorità richiede informazioni e dati anche a soggetti diversi dalle imprese di trasporto, quali quelli che esercitano l'attività di importazione.

**Delibera n. 137/02:
conferimento di capacità**

Uno degli aspetti più importanti e delicati nella disciplina della regolazione dell'accesso alle infrastrutture di trasporto del gas naturale è il conferimento di capacità di trasporto, in particolare delle capacità presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero, punti nevralgici del sistema, dove di fatto si verificano episodi di congestione. Il conferimento è l'esito del processo mediante il quale viene individuata (e quindi attribuita) la quantità massima di gas che ciascun utente può immettere o prelevare dalla rete in termini di volume giornaliero. L'Autorità ha predisposto i criteri con i quali sono definite le modalità per il conferimento della capacità di trasporto tenendo conto della specificità della situazione dell'approvvigionamento del sistema nazionale del gas e della sua elevata dipendenza da fonti anche esterne all'Unione europea, con forniture, regolate in massima parte da contratti pluriennali di tipo *take or pay*, che prevedono sia impegni di pagamento annuali, indipendenti dalle quantità di gas effettivamente ritirate, sia una certa flessibilità di ritiro nel corso dell'anno. È necessario ricordare a tal proposito che il decreto legislativo n. 164/00 prevede una specifica tutela dei contratti di tipo *take or pay* sottoscritti prima dell'entrata in vigore della Direttiva 98/30/CE; indicazione confermata anche dai successivi Documenti di programmazione economica e finanziaria, rispettivamente per il 2002-2006 e 2003-2007, quest'ultimo recentemente approvato dal Consiglio dei ministri. Le modalità di conferimento devono pertanto rispondere alla duplice esigenza di tutelare in misura ragionevole i vecchi contratti di importazione e di favorire la promozione della concorrenza, permettendo a nuovi operatori di entrare nel mercato.

È stato stabilito che il conferimento avvenga su base annuale per tutti i punti

della rete nazionale, a eccezione di quelli di entrata interconnessi con l'estero, ove si mantiene la cadenza annuale di conferimento, ma con un anticipo di 2 anni e con la possibilità di estendere il conferimento alla durata di 5 anni per i titolari di contratti di importazione pluriennali. Tale possibilità corrisponde all'esigenza di non penalizzare questa forma di approvvigionamento che, con la durata annuale, resterebbe esposta all'alea della congestione in entrata e non potrebbe ragionevolmente essere praticata. La durata quinquennale consente cioè di superare questo ostacolo, tenuto anche conto delle possibilità di rinegoziazione periodica dei contratti di approvvigionamento e di trasporto all'estero verso l'Italia.

L'anticipo di 2 anni soddisfa invece l'esigenza di lasciare un tempo sufficiente per intraprendere azioni di risposta a un'eventuale congestione in entrata: da parte dell'impresa di trasporto, con l'accelerazione della realizzazione di potenziamenti; da parte degli utenti, con l'offerta di sostenere il costo dei potenziamenti o con la rinegoziazione dei loro contratti di approvvigionamento e di trasporto all'estero, verso l'Italia. L'anticipo, inoltre, offre: all'impresa di trasporto maggiore certezza sui ricavi (e quindi sull'equilibrio economico e finanziario degli investimenti) e ai titolari di contratti di approvvigionamento pluriennali una precedenza rispetto ai titolari di contratti annuali.

L'Autorità ha stabilito un ordine di priorità per l'accesso ai punti di entrata della rete di trasporto interconnessi con l'estero, anche in considerazione degli episodi di congestione verificatisi in alcuni di essi durante i conferimenti per l'anno termico 2001-2002. In base a tale ordine, hanno diritto di accesso:

- in primo luogo, i soggetti titolari di contratti di importazione di tipo *take or pay* sottoscritti prima dell'entrata in vigore della Direttiva 98/30/CE, per la quantità media giornaliera prevista dal contratto;
- in secondo luogo, i titolari di contratti di importazione pluriennali "post direttiva";
- ove residui dal conferimento pluriennale, i soggetti sopra menzionati hanno accesso al conferimento di capacità annuale, concorrendovi insieme ai soggetti titolari di contratti di importazione di durata non superiore all'anno, per la cosiddetta flessibilità di ritiro giornaliero oltre la quantità media giornaliera, ove prevista nei contratti di importazione; si tratta di un quantitativo di gas prelevato giornalmente che il vincolo contrattuale massimo annuale rende generalmente sostenibile solo entro una scala temporale limitata e che serve anche alla gestione delle opportunità commerciali collegate alla variabilità del prezzo di acquisto.

Strumenti per scoraggiare eventuali fenomeni di accaparramento di capacità sono la previsione di una garanzia finanziaria, a copertura delle obbligazioni con-

seguenti al conferimento stesso (che è distinta dalla garanzia a copertura delle obbligazioni derivanti dalla conseguente erogazione del servizio), l'applicazione del principio *use it or lose it*, riconosciuto anche in sede di coordinamento europeo (Forum di Madrid), e il trasferimento della relativa capacità da un utente all'altro, nel caso in cui il cliente finale cambi il proprio fornitore di gas naturale.

**Delibera n. 137/02:
erogazione del servizio**

L'Autorità ha definito le condizioni minime per l'esecuzione dei contratti di trasporto, riguardanti propriamente l'erogazione del servizio, ossia le fasi di prenotazione e assegnazione delle capacità di trasporto, il bilanciamento commerciale e la tutela dei contraenti in relazione alla risoluzione di controversie relative al contratto di trasporto. Eccetto che per le norme in materia di bilanciamento e di corrispettivi di bilanciamento, fissate ai sensi dell'art. 18, comma 6, del decreto legislativo n. 164/00, per l'erogazione del servizio di trasporto l'Autorità ha stabilito norme che si configurano sostanzialmente come principi di carattere generale, lasciando in tale ambito una maggiore autonomia alle imprese di trasporto.

Il provvedimento prevede che l'impresa di trasporto sia tenuta a svolgere l'attività di dispacciamento nel rispetto di quanto indicato dall'Autorità in merito alle prenotazioni e alla programmazione delle consegne e delle riconsegne del gas degli utenti. Le prenotazioni effettuate dagli utenti non devono eccedere le capacità loro conferite.

Considerando gli elementi emersi nel corso dell'attività del gruppo di lavoro, l'Autorità ha previsto inoltre la possibilità di cessione o di scambio delle capacità conferite tra gli utenti, nonché del gas entrato in rete, tenendone conto ai fini del bilanciamento; ciò nell'intento di realizzare un *National Balancing Point* formato dall'intera rete nazionale di gasdotti, sull'esempio inglese.

**Delibera n. 137/02:
bilanciamento**

Ai sensi dell'art. 8, comma 6, del decreto legislativo n. 164/00, le imprese di trasporto devono governare i flussi di gas naturale e i servizi accessori, compresa la modulazione, necessari al funzionamento del sistema; esse hanno pertanto l'obbligo di assicurare il bilanciamento fisico della rete di trasporto. Poiché tuttavia le imprese di trasporto non sono proprietarie del gas trasportato e non hanno il controllo delle quantità di gas rese disponibili o prelevate dagli utenti, gli utenti della rete sono responsabili delle situazioni in cui i propri prelievi non siano equilibrati con le proprie immissioni (cosiddetto bilanciamento commerciale).

L'Autorità ha stabilito i corrispettivi che l'utente versa in caso di proprio sbilanciamento, stabilendo delle soglie di tolleranza abbastanza ampie, in modo da facilitare le imprese nuove entranti.

Delibera n. 137/02: Codici di rete

I principi, i criteri e gli obblighi appena descritti devono confluire nei Codici di rete predisposti dalle imprese di trasporto, previa consultazione aperta a tutti i soggetti coinvolti. Nella strutturazione dei Codici definita dall'Autorità (e già proposta nel relativo Documento per la consultazione), la materia è organizzata in modo da rendere i Codici uniformi per quanto concerne il contenuto, l'organizzazione, la terminologia e la simbologia adottata. Anche al fine della verifica di conformità dei Codici di rete redatti dalle imprese di trasporto ai criteri fissati dall'Autorità, è stato previsto un indice minimo di argomenti che il Codice deve trattare; tali argomenti sono organizzati in sezioni e capitoli.

Le sezioni riguardano: l'informazione, l'accesso e l'erogazione del servizio, la qualità del servizio, la programmazione, l'amministrazione, le emergenze e la procedura di aggiornamento del Codice stesso.

La sezione *Informazione* comprende la descrizione del contesto normativo, delle caratteristiche del sistema di trasporto, dei servizi offerti dall'impresa di trasporto e delle caratteristiche dei sistemi per lo scambio di dati e informazioni tra l'impresa di trasporto e gli utenti. In linea con il provvedimento, nella struttura del Codice si è mantenuta distinta la fase dell'accesso al servizio di trasporto da quella di erogazione del servizio medesimo: a ognuna delle due fasi è dedicata una sezione.

La sezione *Accesso* comprende la descrizione delle fasi dell'accesso al servizio, dai requisiti legali richiesti all'utente, alla procedura del conferimento, ai requisiti tecnici di accesso al servizio (per esempio, è descritta la procedura di allacciamento alla rete), nonché alla descrizione della gestione dei punti di consegna e di riconsegna.

La sezione relativa all'*Erogazione del servizio* di trasporto descrive gli iter della prenotazione, dell'assegnazione e della riassegnazione della capacità, nonché degli scambi e delle cessioni di capacità; la sezione comprende le regole del bilanciamento e le modalità di misura della quantità e della qualità del gas consegnato e riconsegnato.

La sezione *Qualità del servizio* riguarda la descrizione dei parametri di qualità tecnica e commerciale del servizio.

La sezione *Programmazione* riguarda la programmazione delle manutenzioni e le modalità di comunicazione agli utenti degli interventi di manutenzione; la sezione comprende anche l'insieme delle procedure adottate dall'impresa per il coordinamento con le imprese che gestiscono le altre attività della filiera del gas.

La sezione *Amministrazione* descrive le modalità di fatturazione; richiama le responsabilità e gli obblighi di natura fiscale e doganale in capo alle parti previsti dalla normativa vigente; descrive inoltre le modalità di risoluzione di eventuali controversie tra le parti relative all'interpretazione e all'applicazione del contratto di trasporto.

Nella sezione *Emergenza*, sono descritte le procedure che l'impresa di trasporto, gli utenti e i loro clienti devono osservare all'insorgere di situazioni di emergenza (nonché al cessare di tali situazioni).

Infine, nella sezione *Aggiornamento del Codice di rete*, l'impresa di trasporto redige una propria procedura di aggiornamento del Codice di rete, che preveda la consultazione con la generalità degli utenti e dei soggetti interessati.

Gruppo di lavoro

Nel novembre del 2001 l'Autorità, ai sensi delle proprie delibere 3 agosto 2000, nn.146 e 150, istituì un gruppo di lavoro informale con la finalità di acquisire elementi utili ai fini dell'elaborazione dei provvedimenti che l'Autorità ha il compito di emanare, ai sensi del decreto legislativo n. 164/00. L'Autorità promosse tale iniziativa anche tenendo conto del particolare momento di apertura al mercato del settore del gas, dell'allora imminente inizio del nuovo regime tariffario degli stoccaggi e dell'esistenza di un cospicuo numero di temi che necessitavano di una soluzione armonizzata tra le diverse attività della filiera. Al gruppo di lavoro, che si è riunito per la prima volta il 30 novembre 2002, hanno preso parte, insieme ai rappresentanti dell'Autorità, un rappresentante della Direzione Generale dell'Energia e delle Risorse Minerarie del Ministero delle attività produttive e un rappresentante per ciascuno dei seguenti soggetti esterni: imprese di trasporto (Edison T&S S.p.A., Snam Rete Gas), imprese di stoccaggio (Stogit), *trader* (AIGET), clienti e utenti del sistema nazionale del gas (Assocarta, Assomineraria, Confindustria, Enel FTL, Federgasacqua, Gasit, Snam, Unapace).

Nel corso del primo incontro, il gruppo di lavoro ha demandato le attività relative ai temi della pubblicazione di dati e dei corrispettivi di bilanciamento a due sottogruppi specifici, che hanno proseguito separatamente le proprie attività sino al giugno del 2002, riferendo risultati e ricevendo indicazioni per il prosieguo nel corso degli incontri del gruppo di lavoro in sessione plenaria.

Il gruppo di lavoro ha ottenuto largo consenso tra gli operatori del settore, costituendo un'importante opportunità di confronto tra i diversi soggetti coinvolti nelle attività della filiera del gas. Degli esiti dell'attività del gruppo di lavoro si è tenuto conto in sede di elaborazione dei recenti provvedimenti in materia di trasporto e di stoccaggio assunti dall'Autorità.

Verso i Codici di stoccaggio

Nonostante gli incrementi descritti in precedenza a proposito della capacità di stoccaggio, l'offerta di stoccaggio di modulazione a oggi è ancora limitata rispetto alle richieste da parte degli utenti del servizio. Ne segue la necessità per l'Autorità di porre vincoli precisi per l'accesso allo stoccaggio in questa fase di regolazione dell'attività.

La delibera 27 febbraio 2002, n. 26, contiene già regole relative alle modalità di conferimento dei servizi di stoccaggio, valide sino all'emanazione da parte dell'Autorità di criteri, obblighi e priorità per l'accesso a tali servizi e per l'elaborazione dei Codici di stoccaggio.

Sulla base dell'esperienza positiva maturata nelle procedure di conferimento relative all'anno termico 2002-2003 e in relazione alle richieste pervenute per il nuovo anno, l'Autorità, con la Comunicazione del 28 marzo 2003, ha formulato chiarimenti circa le modalità applicative dell'art. 10 della delibera n. 26/02 (sul conferimento di capacità di stoccaggio, appunto), al fine di consentire un corretto e certo svolgimento del conferimento di capacità di stoccaggio per il prossimo anno termico 2003-2004.

In linea di massima le indicazioni dell'Autorità sanciscono la procedura applicata lo scorso anno nei riguardi degli utenti del servizio di stoccaggio di modulazione che servono, direttamente o indirettamente, le utenze civili, queste ultime tutelate dal decreto legislativo n. 164/00 (art. 18).

I limiti alle richieste di spazio di stoccaggio da parte di questi utenti, per la fase di iniezione del gas nei giacimenti, sono fissati sulla base dei consumi del settore civile, in modo da far fronte alla necessità di modulazione per questa tipologia di clienti finali sia in caso di inverno mediamente rigido sia in caso di inverno rigido con frequenza ventennale.

Nel primo caso, il limite è fissato al 33,4 per cento del prelievo aggregato nell'anno 2001 dei citati clienti, riforniti dall'utente al 31 marzo 2003, o del prelievo aggregato relativo all'anno 2002 per le nuove utenze.

Nel secondo caso, viene riconosciuto agli utenti un ulteriore quantitativo massimo di spazio in stoccaggio in misura non superiore al 25 per cento della quota prevista per l'inverno mediamente rigido.

Nel caso in cui la richiesta di conferimento da parte di un utente sia inferiore ai predetti limiti, la ripartizione avverrà tenendo conto della richiesta di tale utente, nel rispetto delle priorità di accesso.

Ai sensi della Comunicazione, le imprese di stoccaggio si coordineranno tra loro onde evitare che a ogni singolo utente sia conferita più di una volta la capacità di stoccaggio di modulazione per le medesime forniture, in modo da ottimizzare le risorse di stoccaggio nazionali complessive.

In conseguenza delle esigenze, legate a fattori climatici e abitudini di consumo, tipiche dello stoccaggio finalizzato a soddisfare la modulazione dell'andamento giornaliero, stagionale e di punta dei consumi, l'impresa di stoccaggio darà indicazione dei margini di flessibilità consentiti all'utente anche per la fase di erogazione.

DISTRIBUZIONE E VENDITA NEL MERCATO LIBERO E VINCOLATO

Struttura delle attività di distribuzione e vendita per il mercato libero e vincolato

Gli operatori nella distribuzione e nella vendita

Anche nel corso del 2002 sono emerse importanti modifiche riguardanti la struttura degli operatori presenti nei segmenti della filiera del gas relativi alla distribuzione e alla vendita, sia per il mercato libero, sia per quello vincolato. Il recepimento della Direttiva europea, infatti, da un lato ha indotto modifiche di natura legale, come le separazioni societarie, e dall'altro, accrescendo il grado di concorrenza, ha stimolato la creazione di nuovi soggetti (nuove imprese o consorzi di imprese già esistenti), pronti a cogliere nuove opportunità di profitto.

Alla fine del 2002, in base alle soglie di idoneità vigenti prima dell'apertura totale del mercato alla concorrenza, risultavano operanti 18 consorzi di consumatori, che riunivano circa 300 aziende dell'Italia settentrionale. Le regioni che hanno mostrato una più veloce capacità di reazione sono state la Lombardia, il Veneto, il Friuli Venezia Giulia e l'Emilia Romagna. Laddove queste realtà consortili sono riuscite a ottenere forniture di gas spuntando prezzi vantaggiosi, è assai probabile che siano destinate a mantenersi anche dopo l'allargamento della qualifica di idoneità a tutti i consumatori, avvenuto a partire dall'1 gennaio di quest'anno.

Si è già visto, nel paragrafo dedicato alla fase dell'approvvigionamento, come negli ultimi due anni siano nati numerosi nuovi soggetti importatori che vendono all'ingrosso nel mercato liberalizzato nazionale; attualmente vi sono però anche 4 clienti grossisti non importatori e 11 consorzi di distributori che rivendono il gas ai clienti vincolati e idonei allacciati alle proprie reti di distribuzione. I consorzi di distribuzione sono generalmente costituiti da aziende di distribuzione operanti nell'Italia settentrionale, concentrate soprattutto in Lombardia, Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna e Toscana.

Circa lo svolgimento dell'attività di distribuzione e di vendita occorre ricordare, tuttavia, come, in base alle disposizioni del decreto legislativo n. 164/00, entro l'1 gennaio 2003:

- gli enti locali dovevano indire gare per l'affidamento del servizio di distribuzione o comunque trasformare le gestioni dirette in società di capitali o in società cooperative a responsabilità limitata (art. 15);
- tutte le imprese di gas naturale che svolgono attività di distribuzione e di vendita (comprese quelle che forniscono meno di 100 mila clienti finali) dovevano separare societariamente le stesse attività di distribuzione e di vendita (art. 21);

- le imprese che intendono svolgere attività di vendita del gas naturale a clienti finali dovevano essere autorizzate dal Ministero delle attività produttive (art. 17).

Il Ministero delle attività produttive ha reso nota la situazione al 30 aprile 2003 delle domande di autorizzazione alla vendita a clienti finali presentate, riassunta nella tavola 5.11. Più precisamente, il ministero ha pubblicato gli elenchi delle società che hanno ottenuto (o non hanno ottenuto) l'autorizzazione alla vendita, distinguendole in 4 tipologie. In primo luogo vi sono le società e gli enti locali le cui richieste di autorizzazione sono state valutate positivamente: si tratta in tutto di 187 operatori che hanno ottenuto l'autorizzazione a svolgere l'attività di vendita o stanno per riceverla in via formale dal Ministero delle attività produttive. Un secondo elenco evidenzia i nominativi di 92 società o Comuni che hanno richiesto l'autorizzazione alla vendita, per il perfezionamento della quale il ministero ha chiesto e ricevuto ulteriori elementi integrativi; questi soggetti hanno ottenuto in via transitoria (attraverso il silenzio assenso) l'autorizzazione a svolgere l'attività di vendita, in attesa dell'esame degli elementi integrativi da parte del ministero. Il terzo elenco comprende 234 società che al 30 aprile non avevano ancora comunicato il completamento delle operazioni di separazione societaria o di trasformazione in gestione diretta, che sono state autorizzate alla vendita in via eccezionale e transitoria sino al 30 giugno 2003. L'ultima lista include invece 46 società che, pur avendo presentato la domanda, non hanno inviato le integrazioni richieste dal ministero e non sono state quindi autorizzate.

Considerando anche le 131 domande eliminate (in quanto presentate due volte dal medesimo soggetto, o perché nel frattempo è intervenuta una fusione di due soggetti che avevano fatto domanda separatamente e così via), al 30 aprile erano 318 le pratiche concluse su un totale di 690 esaminate.

Per effetto dei mutamenti in corso, al 31 dicembre 2002 risultavano operativi all'Autorità:

- 449 società di sola distribuzione;
- 244 distributori integrati, vale a dire sia con attività di distribuzione, sia di vendita;
- 149 società di sola vendita.

I clienti

Se si osserva il mercato del gas dal lato della clientela, invece, si può dire che nel corso del 2002 più di 1 700 aziende, di cui 300 società di distribuzione, hanno esercitato i propri diritti di clienti idonei, nel senso che o hanno cam-

TAV. 5.11 SITUAZIONE DELLE DOMANDE DI AUTORIZZAZIONE ALLA VENDITA

POSIZIONE DELLE SOCIETÀ	NUMERO
Autorizzate definitivamente (che hanno ricevuto o per le quali è in corso la trasmissione dell'autorizzazione formale)	187
Eliminate (doppioni, fusioni, rinunce ecc.)	131
Totale pratiche concluse	318
Autorizzate per silenzio assenso (in attesa di verifica da parte del Ministero delle attività produttive)	92
Autorizzate in via eccezionale e transitoria sino al 30 giugno 2003, nonostante non abbiano ancora completato le operazioni di separazione societaria o di trasformazione delle gestioni dirette	234
Non autorizzate, alle quali il Ministero delle attività produttive ha richiesto dati integrativi	46
Totale pratiche in corso	372
Totale	690

Fonte: Ministero delle attività produttive.

biato il fornitore o hanno ridiscusso i termini del contratto con il fornitore esistente. Tali imprese sono localizzate principalmente nel Nord Italia, con Lombardia ed Emilia Romagna che si sono dimostrate le regioni più vitali da questo punto di vista. Poco più di 300 sono invece i clienti idonei complessivamente emersi nell'Italia centro meridionale, vale a dire nelle regioni Lazio, Abruzzo, Molise, Campania, Basilicata, Calabria, Puglia e Sicilia.

Interessanti sono i primi dati a disposizione sul numero di clienti che hanno cambiato fornitore, che hanno cioè esercitato il cosiddetto *switching*: nella fase intermedia del mercato sono più di 70 le società di vendita o di distribuzione che hanno stipulato un contratto di acquisto all'ingrosso con un soggetto diverso da Eni; nella fase finale del mercato si possono contare più di 900 clienti idonei serviti da operatori diversi dal dominante o dal distributore locale, di cui circa 600 clienti singoli o consorziati sono forniti da nuovi operatori.

Regolazione delle attività di distribuzione e vendita per il mercato libero e vincolato

Nel corso del 2002 e del primo trimestre 2003 le attività dell'Autorità nelle fasi di distribuzione e vendita sono state dedicate, da un lato alla modifica e al rinnovo di alcune regole del quadro tariffario, messo a punto negli scorsi anni, rese necessarie dall'esito di alcuni ricorsi e/o da modifiche legislative intervenute in corso d'anno; dall'altro si sono concentrate a definire o a predisporre

nuove regole in vista della completa liberalizzazione del mercato del gas, ovvero dell'allargamento dell'idoneità alla totalità dei clienti.

Appartengono al primo profilo le modifiche e integrazioni di natura tariffaria apportate, in seguito alla conclusione di alcuni ricorsi, alla delibera 28 dicembre 2000, n. 237, così come il nuovo meccanismo di indicizzazione della parte della tariffa destinata a coprire i costi della materia prima, adottato in seguito all'emanazione del decreto sui criteri tariffari integrativi predisposti dal Governo.

Appartengono invece al secondo profilo la presentazione del Documento per la consultazione per la regolazione dell'accesso alle reti di distribuzione e le norme poste a tutela dei consumatori idonei dopo la liberalizzazione completa. Nel dicembre 2002 l'Autorità ha adottato una delibera che ha evidenziato come, nonostante l'estensione dell'idoneità alla totalità della clientela, ve ne sia ancora un'ampia quota (17 milioni di famiglie, in primo luogo) il cui potere contrattuale è tuttora fortemente limitato e che perciò necessita di una particolare tutela. È inoltre nel quadro di tale delibera che l'Autorità ha predisposto un Documento per la consultazione che definisce una tariffa di fornitura da offrire ai clienti idonei da tutelare nel passaggio al mercato completamente liberalizzato. Nell'ambito delle attività poste in essere dall'Autorità a tutela dei clienti finali del gas è poi da menzionare la regolazione delle condizioni di sicurezza degli impianti di utenza gas, descritta in dettaglio nel Capitolo 6. È dell'aprile 2003, infine, la presentazione di un Documento per la consultazione in cui l'Autorità ha illustrato le proprie proposte per la regolazione delle garanzie di libero accesso al servizio di distribuzione del gas sulle reti locali e per la predisposizione dei Codici di rete da parte delle imprese di distribuzione. Infine, si dà conto in questo paragrafo della consueta attività di controllo tariffario nonché degli aggiornamenti bimestrali (divenuti trimestrali dopo la modifica del sistema di indicizzazione).

**Modifiche e integrazioni
di natura tariffaria
(delibera 26 giugno 2002,
n. 122)**

La delibera n. 122/02 è stata adottata per ottemperare al principio di diritto recato da tre sentenze del TAR della Lombardia passate in giudicato (le sentenze 13 giugno 2001, n. 6694, 13 giugno 2001, n. 6695, e 13 giugno 2001, n. 6698, rese rispettivamente sui ricorsi di Valgas S.p.A., ASM Brescia S.p.A. e Sinergia S.p.A.), che hanno imposto la modifica dei criteri di determinazione del costo del capitale investito stabiliti dalla precedente delibera n. 237/00 per i soggetti che dispongono di dati di bilancio concreti.

In particolare, il provvedimento prevede per gli esercenti il servizio di distribuzione, che dispongano di bilanci certificati a partire dall'esercizio che si è concluso anteriormente all'1 gennaio 1991 e con adeguate evidenze relative al settore del gas, l'introduzione di una procedura (opzionale) alternativa di calcolo

del capitale investito nell'attività di distribuzione, basata sul metodo del costo storico rivalutato, in luogo di quella imperniata sull'applicazione della formula parametrica prevista dalla delibera n. 237/00. Il provvedimento mantiene, invece, inalterato il sistema di valutazione parametrico per tutti gli esercenti il servizio di distribuzione che non hanno bilanci certificati o ne dispongono solo a cominciare dall'esercizio che si è chiuso a partire dall'1 gennaio 1991, o nel caso in cui non sia possibile desumerne adeguate rilevanze attinenti il settore del gas.

Anche nei confronti della delibera n. 122/02 alcuni operatori hanno presentato ricorsi al TAR della Lombardia. Quest'ultimo, accogliendo il ricorso presentato dalla società Aem Distribuzione Gas e Calore S.p.A., con sentenza 19 dicembre 2002, n. 171, pubblicata con deposito in segreteria il 27 gennaio 2003, ha annullato l'art. 2, comma 2, lettere a), c) ed e), "per violazione degli obblighi di partecipazione al procedimento". In particolare, il TAR ha accolto la censura della ricorrente che lamentava la mancata adozione da parte dell'Autorità "di alcuna modalità di informazione e di consultazione delle imprese distributrici". A tal fine, il TAR della Lombardia ha ritenuto che le motivazioni contenute nella delibera impugnata non fossero idonee a "concretare fattispecie di urgenza qualificata" tali da giustificare il mancato rispetto dei predetti obblighi di partecipazione al procedimento.

Con la delibera 17 aprile 2003, n. 36, l'Autorità, ha avviato un procedimento per l'ottemperanza alla sentenza n. 171/03, finalizzato all'adozione di un provvedimento che, in esecuzione del principio di diritto affermato dalle sentenze del TAR della Lombardia nn. 6694/01, 6695/01 e 6698/01, definisca le modalità attraverso le quali l'esercente l'attività di distribuzione possa determinare le proprie opzioni tariffarie sulla base di dati concreti, "qualora lo stesso sia in grado, in virtù della propria efficienza, di dimostrare i costi sopportati per gli investimenti". In particolare, adottando la sopra citata delibera, l'Autorità ha deciso di non impugnare la sentenza n. 171/03, ritenendo che l'esigenza maggiormente meritevole di tutela fosse quella di rimuovere le incertezze sull'ordinamento tariffario vigente che le vicende giurisdizionali di cui sopra possono ingenerare.

Delibera n. 195/02: nuova indicizzazione

Considerata l'opportunità di stabilire criteri generali integrativi per la determinazione delle tariffe da parte dell'Autorità, volti a contenere gli impulsi inflazionistici che dal costo dell'energia si trasmettono al sistema dei prezzi finali, il Governo ha adottato il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 31 ottobre 2002 (per una descrizione dettagliata del quadro normativo che ha dato origine a tale decreto e ai conseguenti provvedimenti dell'Autorità si rimanda al riquadro che segue).

Quadro normativo di riferimento della delibera n.195/02

In base al disposto della legge n. 481/95, l'Autorità "stabilisce e aggiorna, in relazione all'andamento del mercato, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe" dei servizi sottoposti alla sua attività di regolazione.

È questo il generale potere in materia tariffaria rimesso all'Autorità dalla sua legge istitutiva, in base al quale, con la delibera 23 aprile 1998, n. 40, l'Autorità ha avviato il procedimento per la formazione del provvedimento in materia di fissazione e aggiornamento delle tariffe del servizio del gas in relazione all'andamento del mercato. Al termine di tale procedimento, sulla base delle informazioni e degli elementi conoscitivi acquisiti, l'Autorità, ritenendo necessario introdurre nuovi criteri di indicizzazione delle tariffe per la parte relativa al costo della materia prima nel servizio di distribuzione dei gas a mezzo di reti urbane, tali da riflettere l'andamento dei mercati delle materie prime energetiche, ha adottato la delibera 22 aprile 1999, n. 52, recante appunto "criteri per l'indicizzazione delle tariffe per la parte relativa al costo della materia prima, nel servizio di distribuzione dei gas a mezzo di reti urbane". Sostanzialmente con essa si stabiliva, al verificarsi di determinate condizioni, un aggiornamento delle tariffe dei gas con periodicità bimestrale e con riferimento alla media mobile dei prezzi dei combustibili sui mercati internazionali rilevati nel periodo che intercorre tra il settimo e il penultimo mese precedente la data di aggiornamento.

Il 4 settembre 2002, il Governo ha adottato il decreto legge n. 193, nel quale ha stabilito, al primo comma, che "fermo quanto disposto dalla normativa vigente, con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, previa deliberazione del Consiglio dei ministri adottata su proposta del ministro competente, sono stabiliti criteri generali integrativi per la determinazione delle tariffe dei servizi pubblici di cui alla legge 14 novembre 1995, n. 481"; mentre al secondo comma si è proceduto al blocco delle tariffe, stabilendo che "in attesa dell'adozione dei provvedimenti previsti dal comma 1, e comunque fino al 30 novembre 2002, si applicano le tariffe determinate anteriormente all'1 agosto 2002".

Al fine di eliminare incertezze in ordine all'applicazione delle disposizioni contenute nel decreto legge l'Autorità, con la Comunicazione 29 ottobre 2002, ha precisato che:

- a) l'art. 1 del decreto legge n. 193/02 ha protratto l'efficacia delle determinazioni tariffarie adottate dall'Autorità anteriormente all'1 agosto 2002, fino all'adozione, da parte del Governo, di criteri generali integrativi rispetto a quelli stabiliti dalla legge n. 481/95 e, da parte dell'Autorità, delle conseguenti determinazioni attuative;*

- b) *gli effetti delle disposizioni di cui alla precedente lettera a) sarebbero cessati nel caso di mancata emanazione, entro il 30 novembre 2002, dei criteri integrativi di cui all'art. 1, comma 1, del decreto legge n. 193/02;*
- c) *quanto sopra escludeva che l'Autorità potesse procedere, prima dell'adozione dei criteri integrativi o, in mancanza, prima del 30 novembre 2002, all'adozione di provvedimenti di aggiornamento tariffario;*
- d) *successivamente all'adozione dei criteri integrativi, l'Autorità avrebbe determinato nuove modalità di aggiornamento tariffario, tali da recepire il contributo derivante dall'applicazione dei criteri integrativi alla riduzione degli impulsi inflazionistici delle tariffe, garantendo nel contempo l'equilibrio economico e finanziario degli esercenti;*
- e) *sulla base delle nuove modalità, l'Autorità avrebbe successivamente adottato l'aggiornamento delle determinazioni tariffarie di cui alla lettera a).*

Il decreto legge n. 193/02 è stato convertito in legge dall'art. 1 della legge 28 ottobre 2002, n. 238.

Il 31 ottobre 2002, è stato adottato il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri recante Criteri generali integrativi per la definizione delle tariffe dell'elettricità e del gas. Considerata l'opportunità di stabilire questi ultimi da parte dell'Autorità, per contenere gli impulsi inflazionistici derivanti dal costo dell'energia sul sistema dei prezzi finali del paese, il decreto impone all'Autorità di:

- *definire, calcolare e aggiornare le tariffe relative all'elettricità e al gas, anche successivamente alla apertura dei mercati ai clienti idonei, al fine di consentire un ordinato e graduale passaggio al mercato liberalizzato da parte degli utenti finali che si trovano nella condizione di cliente vincolato;*
- *definire metodologie di aggiornamento delle tariffe in relazione alla componente dei costi variabili, che minimizzino l'impatto inflazionistico, in particolare prevedendo frequenze di aggiornamento congrue con l'obiettivo di ridurre gli impulsi inflazionistici dei prezzi dell'energia, sotto il vincolo di tutelare la piena economicità delle imprese produttrici di energia, nel più generale rispetto degli obiettivi di competitività del sistema produttivo;*
- *definire le modalità di imputazione degli oneri derivanti da misure a contenuto sociale, al fine di minimizzare il costo netto complessivo dell'intervento e di rispettare condizioni di neutralità dell'incidenza sulle diverse tipologie di utenza.*

In ottemperanza a quanto stabilito nel decreto presidenziale 31 ottobre 2002, l'Autorità ha adottato la delibera n. 195/02.

Applicando i criteri integrativi indicati dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 31 ottobre 2002 e considerando che la sola diminuzione della frequenza di aggiornamento delle tariffe del gas non avrebbe consentito di ridurre il fermento inflazionistico e, dunque, non avrebbe raggiunto l'obiettivo primario imposto dal Governo, l'Autorità, con la delibera n. 195/02, ha stabilito:

- di adottare una periodicità di aggiornamento trimestrale anziché bimestrale delle tariffe del gas;
- di estendere il periodo di riferimento per la rilevazione delle variazioni dei prezzi dei combustibili sui mercati internazionali da 6 a 9 mesi;
- di mantenere una cadenza temporale di aggiornamento delle tariffe che coincida con l'anno solare, con inizio dei trimestri l'1 gennaio;
- di lasciare immutata la soglia di invarianza pari al 5 per cento.

Al fine di ridurre il numero di interventi di adeguamento delle tariffe, è stata rivista la periodicità di aggiornamento attraverso l'ampliamento da 2 a 3 mesi dell'intervallo di tempo tra un aggiornamento e il seguente. Optando per un minor numero di aggiornamenti in un contesto di prezzi crescenti, può determinarsi un beneficio in termini di dinamica inflazionistica generale, che opera attraverso due canali: il primo è direttamente legato alla stabilità di una voce elementare su cui è basata la rilevazione del paniere Istat dell'inflazione; il secondo agisce indirettamente attraverso le aspettative d'inflazione, ovvero limitando l'impatto dell'effetto annuncio, che spesso si manifesta a seguito degli adeguamenti tariffari. Infatti, dopo una variazione al rialzo delle tariffe pubbliche – e di quelle energetiche in particolare – le aspettative di inflazione tendono a crescere, inducendo gli operatori economici di altri mercati ad aumentare i propri prezzi nel tentativo di mantenere invariati i prezzi relativi. L'estensione dell'intervallo tra un aggiornamento e l'altro trova, tuttavia, un limite naturale nel principio secondo il quale le tariffe devono riflettere i costi del servizio, principio a cui l'Autorità deve attenersi in base alla propria legge istitutiva, nonché nella stessa necessità di garantire l'equilibrio economico e finanziario delle imprese. I prezzi delle materie prime energetiche sono, infatti, particolarmente volatili e le imprese devono poter recuperare i propri costi nella fase di vendita. Un'eccessiva estensione dell'intervallo potrebbe comportare rischi per quei soggetti che svolgono transazioni di breve termine o effettuano forniture *spot*, che potenzialmente potrebbero diventare via via più numerosi con l'apertura del mercato.

È stato, invece, mantenuto l'aggiornamento delle tariffe il primo giorno di ciascun trimestre, con inizio dei trimestri l'1 gennaio di ogni anno. Ciò al fine di mantenere il riferimento all'anno solare, già in vigore, e dunque di assicurare

continuità alle imprese, nonché allo scopo di introdurre un aggiornamento all'1 ottobre, tradizionale inizio dei contratti di approvvigionamento e data di avvio dell'anno termico del trasporto e, approssimativamente, della stagione del riscaldamento.

L'ampliamento del periodo preso a riferimento per la rilevazione degli indicatori del paniere, ossia del numero di termini che compongono le medie mobili delle quotazioni internazionali di riferimento, produce un effetto positivo in periodi di tensione inflazionistica. L'estrema volatilità che caratterizza il prezzo delle *commodities* porta spesso a registrare valori di picco, ai quali seguono inversioni di tendenza. Pertanto, quanto più aumenta il periodo di riferimento, tanto minore sarà l'incidenza dei singoli picchi nella media e dunque tanto più forte sarà l'effetto di attenuazione delle punte. Pertanto, al fine di accentuare il contributo alla stabilità delle tariffe, sia in periodi di tensione inflazionistica sia in periodi di prezzi calanti, è stata introdotta una estensione della media mobile a 9 mesi, ritenuta sufficiente a garantire una relativa stabilità alla tariffa e a mantenere un segnale per gli operatori delle variazioni in atto nei mercati energetici. La periodicità di 9 mesi risulta inoltre non in contrasto con i ritardi temporali tipici dei contratti di importazione, tenuto conto che, dopo l'entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00, si ha notizia che siano stati modificati i contratti che prevedevano ritardi di 3 mesi, stabilendo periodi non inferiori ai 6 mesi; il mercato *spot* e i contratti a breve hanno avuto invece un trascurabile sviluppo fino a questo momento.

Si è invece preferito mantenere la soglia di invarianza, cioè l'intervallo (in valore assoluto) di variazione del paniere all'interno del quale non si dà luogo ad adeguamenti tariffari, già fissata al 5 per cento con la delibera n. 52/99.

In concomitanza con l'avvio del nuovo sistema è apparso anche opportuno procedere a un ribasamento del valore dell'indice, posto uguale a uno all'1 luglio 2002, ovvero alla data dell'ultimo aggiornamento. Le variazioni del nuovo indice riguarderanno pertanto il valore base della quota materia prima fissato alla data dell'1 luglio 2002, pari a 0,3151 c€/MJ, in applicazione della delibera n. 52/99. Non vi sono evidenze di un andamento di questo valore non in linea con quello dei prezzi all'importazione nell'Unione europea tale da giustificare un intervento su di esso.

**L'obiettivo della delibera
12 dicembre 2002, n. 207:
la tutela del consumatore**

Ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, a decorrere dall'1 gennaio 2003 tutti i clienti sono diventati idonei, acquistando la capacità "di stipulare contratti di fornitura, acquisto e vendita con qualsiasi produttore, importatore, distributore o grossista sia in Italia sia all'estero".

Il fatto che, dall'inizio di quest'anno, i clienti finali il cui consumo sia uguale o

inferiore a 200 000 m³ all'anno si sarebbero trovati ad affrontare per la prima volta una contrattazione nel mercato libero, imponeva un intervento che garantisse, almeno nella prima fase, le loro posizioni economiche. Questi consumatori, infatti, proprio per i loro scarsi consumi non avevano, né avrebbero acquistato in forza della nuova qualifica, un forte potere contrattuale, senza essere ovviamente in grado di valutare, non avendo sino ad allora contrattato personalmente le condizioni di fornitura, la complessità delle formule di prezzo in uso. A ciò si aggiunga che, dal lato della offerta, con una concorrenza certamente molto debole, si potevano facilmente temere possibili tendenze al rialzo dei prezzi finali che si sarebbero riverberate a svantaggio dei clienti finali. L'Autorità, monitorando l'effettiva composizione del mercato, aveva rilevato che tali condizioni di concorrenzialità dal lato dell'offerta, indispensabili per garantire la libera scelta del fornitore, erano assenti. Le poche proposte contrattuali pervenute ai clienti, e da questi segnalate all'Autorità, presentavano condizioni peggiorative rispetto a quelle allo stato praticate ed esponevano dunque i consumatori finali al rischio di repentini, ma soprattutto incontrollati, aumenti dei prezzi. Ad aggravare maggiormente tale scenario vi era poi da considerare che la tariffa di vendita del gas, stabilita dall'Autorità a garanzia dei clienti vincolati, sarebbe divenuta inapplicabile a far data dall'1 gennaio 2003, in quanto i destinatari – i clienti vincolati – altri non erano che quei consumatori che per effetto della liberalizzazione sarebbero divenuti per l'appunto tutti idonei.

Conseguentemente, l'Autorità ha ritenuto necessario e urgente intervenire per tutelare i neo clienti idonei, circa 17 milioni di utenti, che con l'inizio del 2003 si sarebbero trovati nella condizione di dover rinegoziare immediatamente nuove condizioni di vendita, con le evidenti difficoltà appena esplicitate. Il provvedimento era sia necessario, perché la tutela del consumatore – specie in condizioni di debolezza contrattuale – costituisce obiettivo primario da perseguire attraverso l'esercizio della potestà regolatoria, sia urgente per quanto detto e per la spinta proveniente dalle disposizioni del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 31 ottobre 2002 (vedi il riquadro sul contesto normativo della delibera n. 195/02). Quest'ultimo, infatti, dava il compito all'Autorità di “definire, calcolare e aggiornare le tariffe relative all'elettricità e al gas, anche successivamente all'apertura dei mercati ai clienti idonei, al fine di consentire un ordinato e graduale passaggio al mercato liberalizzato da parte degli utenti finali che si trovano nella condizione di cliente vincolato”. Anche per il Governo era chiaro, infatti, che il semplice allargamento della qualifica di idoneità a tutti gli utenti non significava garantire loro le prerogative connesse con il detto *status*, in quanto la possibilità di poter scegliere il fornitore che avrebbe loro offerto il prezzo più competitivo presuppone – come si è detto – una effettiva concorrenzialità dal lato dell'offerta. Ciò, evidentemente, non si

sarebbe verificato automaticamente a quella data, ma solo a seguito di un fisiologico processo graduale.

Le disposizioni della delibera n. 207/02: la tutela del cliente idoneo

In questa situazione, l'Autorità ha emanato, con la delibera n. 207/02, una direttiva agli esercenti l'attività di vendita di gas naturale, nella quale si prevede che:

- gli esercenti l'attività di vendita continuino ad applicare ai clienti finali, che alla data del 31 dicembre 2002 si trovavano nella condizione di cliente non idoneo, condizioni e modalità praticate alla stessa data, determinate ai sensi delle delibere n. 237/00 e n. 195/02, al fine di assicurare che la scelta di nuove condizioni avvenga in un congruo periodo di tempo e senza discontinuità;
- tale tutela sia estesa anche ai clienti finali che, pur trovandosi nella condizione di cliente idoneo alla data del 31 dicembre 2002, non hanno esercitato la capacità di stipulare contratti connessa con tale condizione;
- al fine di assicurare la tutela dei clienti finali che alla data del 31 dicembre 2002 si trovavano nella condizione di cliente non idoneo, gli esercenti l'attività di vendita del gas naturale propongano, unitamente a quelle dagli stessi definite, offerte contrattuali recanti condizioni economiche di fornitura, determinate sulla base di criteri stabiliti dall'Autorità;
- gli esercenti pubblicizzino tutte le condizioni offerte ai clienti, in modo da consentire loro di scegliere sulla base di informazioni trasparenti e non discriminatorie.

La direttiva in esame, dunque, ha approntato un sistema di tutela che non influisce minimamente con la libertà degli esercenti di proporre liberamente le proprie opzioni contrattuali.

Anche relativamente al diritto di recesso l'Autorità è intervenuta, modificando la precedente delibera 7 agosto 2001, n. 184, al fine di adeguare il riconoscimento della facoltà di recesso prevista per i clienti idonei in tale delibera alle esigenze dei clienti finali che si trovano nella condizione di cliente idoneo a decorrere dall'1 gennaio 2003. Ai sensi della delibera n. 207/02, salvo diverso ed espresso accordo tra le parti, è stabilita infatti la facoltà di recedere dal contratto con un preavviso non superiore a 30 giorni, nel caso di contratti con clienti finali che si trovano nella condizione di cliente idoneo a decorrere dalla data dell'1 gennaio 2003, ai sensi del decreto legislativo n. 164/00.

In sintesi, le condizioni economiche applicate dagli esercenti alla data del 31 dicembre 2002 continuano a essere praticate sia ai clienti che diventano idonei a decorrere dall'1 gennaio 2003, sia ai clienti che, pur avendo già tale capacità, non l'avevano ancora esercitata, solo fino a quando i clienti stessi non scelgano

le nuove condizioni. Le condizioni e le modalità determinate ai sensi delle delibere n. 237/00 e n. 195/02 si continuano ad applicare solo transitoriamente, in quanto i nuovi criteri saranno determinati dall'Autorità con successivo provvedimento, sulla base delle risultanze della consultazione assicurata dalla diffusione del Documento per la consultazione *Condizioni economiche per la fornitura di gas naturale dagli esercenti l'attività di vendita* di seguito illustrato.

Consultazione sulle condizioni economiche per la fornitura di gas

Il 12 dicembre 2002, l'Autorità ha emanato un Documento per la consultazione allo scopo di definire le condizioni economiche di fornitura che gli esercenti, ai sensi della delibera n. 207/02, sono tenuti a offrire ai clienti finali che si ritiene necessario tutelare nella fase del passaggio al mercato liberalizzato. Destinatari del provvedimento sono gli esercenti l'attività di vendita di gas naturale che già fatturano direttamente i sopra citati clienti finali o che intendono servirli.

Le condizioni economiche di fornitura proposte per i neo clienti idonei risultano dalla somma di singole componenti già individuate dalla delibera n. 237/00 (QE, QVI, QL, QT, QS, TD, QF e QVD). Esse individuano i singoli costi delle fasi della filiera che vanno a comporre il conto finale della fornitura di gas.

La **componente QE**, prevista a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale, è calcolata con riferimento al costo marginale di approvvigionamento del gas per il sistema nazionale che, data la forte dipendenza dalle importazioni, è rappresentato dal costo marginale di importazione. Dati i limitati volumi di GNL che contribuiscono al fabbisogno del paese, si è assunto come costo marginale quello del gas importato mediante gasdotto. Essa riconosce i costi di acquisto del gas naturale su base *fob*, i consumi tecnici e le perdite di rete per il trasporto internazionale e le *royalties* pagate per il transito in paesi terzi. Poiché il costo marginale risulta uguale al costo medio di approvvigionamento, il valore della componente QE è stato calcolato con riferimento al paniere di materie prime energetiche previsto dalla delibera n. 52/99, come modificata dalla delibera n. 195/02, rappresentativo di quello effettivamente presente nei contratti di importazione di gas. L'aggiornamento della componente QE è trimestrale, ai sensi della delibera n. 195/02.

La **componente QVI** riconosce i costi di commercializzazione all'ingrosso e rappresenta quelli di approvvigionamento del gas non strettamente legati alla sola materia prima ma che possono essere ricondotti a:

- costo del trasporto internazionale, relativo al trasporto del gas dal punto di consegna in territorio estero al punto di entrata della rete nazionale di gasdotti, a carico dell'importatore;

- costo dell'attività di vendita all'ingrosso, che riconosce i costi sostenuti dall'impresa che stipula contratti di acquisto per la rivendita nella fase all'ingrosso;
- margine commerciale, destinato a remunerare i rischi connessi con l'attività di compravendita del gas naturale, con particolare riferimento da un lato all'incertezza della domanda di gas naturale e dall'altro al grado di concorrenza già presente e in corso di intensificazione nel mercato all'ingrosso.

La **componente QT** riconosce i costi di trasporto sulle reti nazionali e regionali ed è calcolata in base alle tariffe determinate ai sensi della delibera n. 120/01. La **componente QS** riconosce i costi per lo stoccaggio di modulazione ed è calcolata in base alle tariffe determinate ai sensi della delibera n. 26/02. L'Autorità propone che il calcolo delle componenti QT e QS venga effettuato per impianto di distribuzione, con riferimento ai volumi complessivi di vendita. Ai fini della determinazione delle quantità di riferimento da adottare nel calcolo delle componenti QT e QS per ciascun impianto di distribuzione, risulta necessario definire il profilo di prelievo stagionale, con dettaglio mensile, e il profilo di prelievo giornaliero di tale impianto. Per il calcolo delle componenti QT e QS l'Autorità propone di riferirsi alla capacità giornaliera al prelievo di punta 1 su 20, con riferimento all'art. 18 del decreto legislativo n. 164/00, che prevede per le imprese di trasporto, fino al 31 dicembre 2002, e per gli esercenti l'attività di vendita, a partire dall'1 gennaio 2003, l'obbligo di garantire la disponibilità di un servizio di modulazione stagionale e di punta stagionale e giornaliera adeguata alla domanda di un anno con inverno rigido con frequenza ventennale. Si tratta di un'ipotesi prudente rispetto ai comportamenti in atto degli esercenti l'attività di vendita sul mercato libero, ma tale da scongiurare praticamente il rischio di ulteriori costi di trasporto o di stoccaggio derivanti da penali per supero delle capacità conferite.

I costi relativi all'utilizzo dei terminali di GNL, identificati dalla delibera n. 237/00 nella **componente QL**, sono da intendersi compresi nelle componenti QE e QVI. Infatti, tenuto conto che la convenienza di una catena di GNL o di una fonte alternativa è effettivamente valutata sulla base del costo marginale di importazione via gasdotto, ne risulta che la somma delle componenti QE e QVI riconosce implicitamente anche i costi relativi all'attività di rigassificazione.

Le **componenti TD, QF e QVD** rappresentano, rispettivamente, la quota variabile e quella fissa della tariffa di distribuzione e la quota rappresentativa dei costi di vendita al dettaglio del gas distribuito, previste dalla delibera n. 237/00. Ai fini della determinazione delle condizioni economiche per la fornitura di gas naturale, l'Autorità propone di continuare a determinare tali componenti per ambito tariffario sulla base dei criteri della delibera n. 237/00.

Concorrenza e tutela del cliente finale nel settore del gas

A decorrere dall'1 gennaio 2003, tutti i clienti finali di gas naturale sono liberi di scegliere da chi acquistare il gas naturale e a quali condizioni economiche. La completa apertura del mercato costituisce il presupposto affinché la concorrenza fra gli esercenti l'attività di vendita possa effettivamente aver luogo. Tuttavia, il grado di concorrenza dipende anche dalla struttura del mercato nazionale e dall'articolazione dell'offerta di gas nelle fasi a monte della filiera.

Le esperienze di liberalizzazione di altri paesi mostrano però che l'avvio della concorrenza è un processo graduale. Può, intanto, essere necessario predisporre adeguate forme di tutela per i clienti caratterizzati da minori consumi, in particolare nella fase di avvio del mercato liberalizzato, tenuto conto del loro scarso potere contrattuale e della loro poca dimestichezza a contrattare le condizioni economiche di fornitura. Perfino nell'ambito di mercati caratterizzati da un confronto concorrenziale sul lato dell'offerta, come è il caso del Regno Unito, la riduzione del potere di mercato dell'operatore dominante è avvenuta gradualmente e con intensità diversa nei vari segmenti di mercato. Il processo di liberalizzazione è stato infatti caratterizzato da numerosi interventi del regolatore volti a monitorare e governare il comportamento degli operatori. In primo luogo nel Regno Unito è stata mantenuta una tariffa di fornitura regolamentata per i clienti finali serviti dall'impresa dominante. La rimozione definitiva della regolazione tariffaria è avvenuta solo con il raggiungimento, valutato dal regolatore nell'ambito di una determinata area territoriale, di un grado soddisfacente di concorrenza in tutti i segmenti di mercato, evidenziato non soltanto dall'entrata di nuove imprese, ma anche dalla consistente riduzione dei prezzi pagati dai clienti finali.

Anche nel caso italiano, è stato mantenuto in capo agli esercenti l'attività di vendita l'obbligo di offrire, unitamente a quelle da essi stessi definite, condizioni economiche di fornitura stabilite dall'Autorità ai clienti finali che necessitano di tutela in ragione dei loro minori consumi e, in generale, della loro minore forza contrattuale, in particolare nella fase di avvio del mercato. Tale intervento si è reso necessario per tutelare i clienti finali che alla data del 31 dicembre 2002 si trovano nella condizione di cliente non idoneo, ma che a decorrere dall'1 gennaio 2003 devono negoziare nuove condizioni di fornitura del gas naturale con gli esercenti. Inoltre, le tariffe di fornitura ai clienti del mercato vincolato applicate dagli esercenti, ai sensi della delibera n. 237/00 fino al 31 dicembre 2002, prevedono, in luogo delle componenti tariffarie relative alla quota materia prima, al trasporto, alla rigassificazione e allo stoccaggio di gas, un'unica componente transitoria, la componente "costo materia prima", articolata per ambito tariffario. Tale componente include diverse attività e non riflette perciò le tariffe di tra-

sporto e di stoccaggio, definite sulla base dei criteri stabiliti dall'Autorità con le delibere n. 120/01 e n. 26/02. Più precisamente, la componente è calcolata tenendo conto del cosiddetto sistema di sventagliamento, vale a dire sulla base dei consumi specifici medi annui per utente della località servita: essa assume valori inferiori nel caso di località che hanno bassi consumi medi annui per cliente e al contrario, valori superiori per le località con consumi medi annui più alti. Il sistema dello sventagliamento era stato previsto al fine di favorire l'estensione del servizio gas nelle zone di nuova metanizzazione, caratterizzate da consumi medi più bassi, in una logica di socializzazione del costo resa possibile dall'esistenza di un monopolio pubblico nella fase di vendita all'ingrosso. Il monitoraggio effettuato dall'Autorità sui nuovi contratti di vendita del gas all'ingrosso, stipulati successivamente al 30 giugno 2002, mostra come vi siano state riduzioni dei prezzi all'ingrosso determinate soprattutto da quelle apportate alle tariffe di trasporto e di stoccaggio del gas. Appare, invece, più dubbia e, comunque, limitata, la riduzione per effetto della concorrenza sul prezzo della materia prima. Le difficoltà a reperire fonti alternative di gas e la scarsa liquidità del mercato a livello europeo limitano la concorrenza fra le imprese operanti nell'ambito del mercato all'ingrosso ed è verosimile che, in assenza di interventi, nel mercato liberalizzato si delineerebbe un sostanziale mantenimento del potere di monopolio da parte dell'attuale operatore dominante, con effetti economici negativi sui clienti finali. In Italia, data la forte dipendenza dalle importazioni del gas, vi è un'elevata presenza di contratti take or pay, in forza dei quali gli importatori, indipendentemente dai volumi di gas ritirati, sostengono al contempo un ingente costo fisso e un costo marginale di vendita nullo. Una tale struttura di costi degli operatori induce sia l'impresa dominante, sia i nuovi entranti a non perseguire strategie aggressive di ribasso dei prezzi al fine di sottrarre quote di mercato ai rispettivi concorrenti.

Ne consegue che in una prima fase della liberalizzazione, gli operatori del mercato all'ingrosso adottano una strategia volta al mantenimento delle quote di mercato esistenti e dei margini di profitto derivanti dalla segmentazione del mercato.

Impatto del nuovo ordinamento

Le condizioni economiche di fornitura del gas naturale risultanti dall'applicazione dei criteri proposti dal Documento per la consultazione rappresentano un importante cambiamento rispetto al sistema in vigore. Tali criteri sono volti a dare trasparenza in relazione alle singole voci di costo e a trasferire sul cliente finale i benefici della riduzione di costi operata per le fasi del trasporto e dello stoccaggio. Il nuovo ordinamento proposto dall'Autorità, prevedendo che le condizioni economiche di fornitura rispecchino i costi effettivi del servizio, rimuove anche il sistema dello sventagliamento (vedi il riquadro sulla concorrenza). Infatti, nelle attuali condizioni di mercato, in presenza di più operatori e di un settore che ha già in parte realizzato l'obiettivo di diffusione del servizio gas sul territorio, non vi sono più ragioni per un suo mantenimento.

A fronte degli impatti attesi, nel Documento per la consultazione si è ritenuto opportuno valutare alcune soluzioni volte ad attutire gli effetti della sostituzione delle condizioni economiche di fornitura, definite dalla delibera n. 237/00, con quelle risultanti dai criteri descritti nel Documento per la consultazione stesso, assicurando la necessaria gradualità. L'applicazione del principio di responsabilità di costo potrebbe infatti comportare in alcuni casi un aumento della spesa media per il servizio gas, sebbene a livello di sistema consenta un risparmio medio annuo generalizzato. Per quanto corretto l'obiettivo di dare al cliente finale il segnale del costo effettivo del servizio gas, per orientare la scelta tra le possibili alternative di consumo, si ritiene, tuttavia, opportuno privilegiare la gradualità dell'impatto, soprattutto per le conseguenze a livello locale.

Consultazione sulle garanzie di accesso alle reti di distribuzione

Il 3 aprile 2003 l'Autorità, con la diffusione di un apposito Documento, ha aperto la consultazione sulle proprie proposte per la regolazione delle garanzie di libero accesso al servizio di distribuzione del gas sulle reti cittadine e per la predisposizione dei Codici di rete da parte delle imprese di distribuzione.

Con la delibera n. 137/02, l'Autorità aveva definito i criteri atti a garantire la libertà di accesso, a parità di condizioni, al servizio di trasporto e dispacciamento. La consultazione che aveva preceduto la predisposizione della delibera n. 137/02 ha raccolto osservazioni che risultano oggi rilevanti anche ai fini della predisposizione di una analoga delibera per l'attività di trasporto sulle reti di distribuzione. Di conseguenza, il Documento per la consultazione sull'accesso al servizio di distribuzione si sofferma sui temi legati alle specificità della distribuzione o che, comunque, meritano un'ulteriore fase di consultazione. Per facilitare la comprensione delle complesse problematiche sottoposte a consultazione, al Documento pubblicato è stato allegato uno schema di articolato di delibera.

Le proposte dell’Autorità sulle garanzie di accesso alle reti di distribuzione

Tra i temi trattati nel Documento risultano essere di particolare rilievo:

a) Definizione di obblighi informativi

La liberalizzazione del mercato del gas ha modificato il ruolo degli operatori e ha introdotto nuove esigenze di disponibilità di informazioni legate alle differenti responsabilità in capo ai medesimi operatori. La progressiva apertura del mercato e la conseguente crescita di scambi di informazioni fra utenti e imprese di distribuzione necessitano quindi di un quadro di riferimento certo e omogeneo, ritenuto necessario per il corretto funzionamento del sistema, che definisca gli obblighi informativi per gli utenti e le imprese di distribuzione.

b) Adozione dei profili di prelievo standard

La struttura del servizio di distribuzione prevede, oltre all'impresa di distribuzione, una molteplicità di imprese di vendita che instaurano rapporti commerciali con un insieme di clienti assai diversificato, sia sotto il profilo dell'entità dei consumi, sia sotto l'aspetto della distribuzione temporale degli stessi. È necessario che i dati di consumo dei clienti siano conosciuti dai soggetti interessati con scadenze prefissate e si riferiscano a intervalli temporali adeguati (mensili, giornalieri, orari). Peraltro, molti misuratori non consentono oggi la trasmissione dei dati di lettura con frequenza oraria, e tanti neppure con frequenza giornaliera. Inoltre, nei misuratori installati presso clienti finali con consumi annui inferiori ai 200 000 m³ normalmente la lettura avviene con frequenza semestrale, o addirittura annuale. L'estensione della misura oraria a tutti i punti di riconsegna comporterebbe, a oggi, costi eccessivi rispetto ai benefici conseguibili. Si è quindi ritenuto necessario prevedere, in mancanza di misurazioni orarie o almeno giornaliere, procedure e criteri per la stima di valori sostitutivi, fondati su categorie di utenza.

In particolare una metodologia applicabile per la stima dei prelievi in assenza di idonee serie storiche di misurazioni è quella di elaborare profili standard di prelievo, per varie tipologie di clienti finali.

I profili standard vengono stabiliti sulla base di funzioni di regressione che legano i prelievi di una determinata tipologia di clienti finali in ciascun giorno a variabili esogene, quali, per esempio, quelle meteorologiche, nonché alle specificità tipologiche. Le curve di regressione sono, a loro volta, determinate a partire dalla rilevazione su campioni rappresentativi dei clienti finali di ciascuna categoria, sui quali sono disponibili serie storiche di misurazioni.

Le principali imprese di distribuzione risultano dotate di modelli di regressione in grado di stimare i prelievi futuri delle utenze, in funzione delle condizioni meteorologiche. Per questo motivo si ritiene che le imprese di distribuzione possano

mettere a disposizione degli utenti profili di prelievo standard per le principali tipologie di clienti finali, che consentano di stimare i prelievi per le utenze senza dover ricorrere a onerose soluzioni per la lettura frequente dei misuratori, in particolare modo per quelli installati presso punti di riconsegna con prelievi annui inferiori o uguali a 200 000 m³. Detti profili dovrebbero essere aggiornati continuamente, in funzione dei dati di misura puntuali derivanti dalle letture effettive rilevate nel tempo, così come in funzione delle condizioni meteorologiche e di qualsiasi altro fattore che influisca nei confronti dell'andamento dei prelievi del cliente finale. In particolare, i profili standard potrebbero essere eventualmente adattati alle specificità dei prelievi del cliente finale. Per esempio, sarebbe possibile tenere conto dei diversi livelli di prelievo per il riscaldamento del cliente finale domestico, applicando fattori moltiplicativi coerenti con la superficie dell'abitazione o con i dati storici disponibili per il singolo punto di riconsegna al cliente finale. In questo modo, la capacità impegnata dalle utenze (in particolare modo quelle domestiche) può essere dedotta dal profilo di prelievo standard pubblicato dall'impresa di distribuzione. Naturalmente, l'utilizzo dei profili di prelievo standard rappresenta una soluzione alternativa alla lettura effettiva. Qualora siano disponibili le misurazioni effettive, queste sostituiscono quelle stimate.

c) Conferimento di capacità

Mentre sulla rete di trasporto, la capacità è conferita nei punti sia di entrata sia di uscita, nel caso della distribuzione è sufficiente che la capacità venga conferita nei soli punti di riconsegna al cliente finale dell'impianto di distribuzione. Il punto di consegna (detto anche punto di alimentazione) della rete di distribuzione coincide, infatti, con il punto di riconsegna della rete di trasporto per il quale il conferimento è già stato effettuato dall'impresa di trasporto, ai sensi della delibera n. 137/02. Diversamente dal regime previsto per il trasporto, nella distribuzione si prevede che la capacità venga conferita per un periodo di tempo che termini con il momento nel quale il contratto di compravendita per cui viene richiesto l'accesso, per qualsiasi motivo, finisca definitivamente di produrre effetti tra le parti. Il conferimento di capacità non avviene a scadenze prestabilite ed è consentito agli utenti di richiedere in qualsiasi momento revisioni della capacità conferita. I punti di riconsegna relativi a clienti finali con prelievi annuali inferiori a 200 000 m³, in gran parte relativi alle utenze di tipo civile, sono esenti dall'applicazione della disciplina dei corrispettivi in caso di superamento della capacità conferita. Vengono inoltre previsti criteri pertinenti la procedura cui l'impresa di distribuzione si attiene nel caso di nuovi conferimenti per sostituzione nella fornitura a clienti finali (il cosiddetto switch), che rimuovono potenziali ostacoli alla immediata esecutività della richiesta di capacità strumentale dell'impresa di vendita subentrante.

d) Corrispettivi in caso di superamento della capacità conferita

Esigenze di gestione efficiente della rete di distribuzione richiedono che le capacità conferite presso i punti di riconsegna al cliente finale non debbano essere superate da quelle effettivamente utilizzate. Per questo è necessario introdurre segnali economici che inducano gli utenti a chiedere la capacità di riconsegna al cliente finale effettivamente necessaria. Essi sono rappresentati da corrispettivi dovuti dall'utente in caso di superamento della capacità conferita. Analogamente a quanto stabilito per il trasporto, anche per l'attività di distribuzione i proventi derivanti dall'applicazione di detti corrispettivi rispettano il principio della revenue neutrality e vengono di conseguenza detratti dal vincolo sui ricavi relativo alla determinazione tariffaria dell'anno termico successivo. Alla luce dell'impossibilità a procedere alla quantificazione puntuale della capacità oraria di riconsegna al cliente finale effettivamente utilizzata (situazione che si riscontra in particolar modo per i clienti finali), si è ritenuto opportuno esentare i punti di riconsegna relativi a clienti finali con prelievi annuali inferiori a 200 000 m³ dall'applicazione dei corrispettivi e dall'obbligo di indicazione da parte dell'utente di una specifica capacità oraria, ma di assoggettarli al conferimento della capacità oraria risultante dall'applicazione dei profili di prelievo standard di cui al Capitolo 5, eventualmente adattati alle specificità dei prelievi del cliente finale nonché ricondotti dalla base giornaliera alla base oraria.

e) Ripartizione degli oneri connessi con il gas non contabilizzato e con gli autoconsumi dell'impianto di distribuzione

Considerando che l'impianto di distribuzione non può essere esente da perdite di gas, che i misuratori installati non sono esenti da errori di misura e che possono verificarsi prelievi di gas non autorizzati, il dato di misura del gas transitato nei punti di consegna non coincide di norma con i dati di prelievo complessivamente rilevati presso i punti di riconsegna.

Ne consegue che il cosiddetto gas non contabilizzato, che comprende i prelievi non autorizzati, gli errori di misura e le perdite, rappresenta un costo del sistema da ripartire tra gli utenti e l'impresa di distribuzione, che deve essere incentivata a garantire un accettabile livello di efficienza di gestione.

È ragionevole definire una soglia oltre la quale l'impresa di distribuzione è ritenuta "inefficiente" e, come tale, tenuta a sostenerne il costo. La delibera n. 237/00 riconosce all'impresa di distribuzione la remunerazione di una soglia efficiente di perdite e autoconsumi pari allo 0,7 per cento del gas immesso nell'impianto. Si assume che il livello efficiente di gas non contabilizzato al netto di perdite (autoconsumi esclusi) non possa essere superiore all'1,3 per cento del gas immesso nell'impianto.

Conseguentemente il criterio proposto per la ripartizione del rischio e degli oneri del sistema di distribuzione prevede che gli oneri relativi agli autoconsumi siano in ogni caso completamente a carico dell'impresa di distribuzione e che, se positiva, la differenza fra il volume del gas misurato nel punto di consegna diminuito degli autoconsumi e il volume del gas consegnato ai clienti finali sia socializzabile tra imprese di vendita solamente entro la soglia dell'1,3 per cento del volume di gas complessivamente misurato presso i punti di consegna al netto degli autoconsumi. Oltre tale soglia i costi del gas non contabilizzato sono imputati a carico dell'impresa di distribuzione, che provvederà a corrispondere alle imprese di vendita un adeguato corrispettivo per il gas non riconsegnato.

f) Omogeneità dei Codici di rete per la distribuzione

L'apertura del mercato e la comparsa sulla scena di molteplici soggetti in qualità di utenti del sistema, a fronte della complessa e molteplice realtà degli esercenti il servizio, evidenziano l'esigenza che i Codici di rete adottati da ciascuna impresa di distribuzione abbiano un contenuto quanto più omogeneo tra loro.

La normativa attuale prevede che, sulla base dei criteri che saranno definiti dall'Autorità, ciascuna impresa di distribuzione predisponga un proprio Codice di rete.

V'è il rischio di assistere al proliferare di centinaia di Codici di rete per la distribuzione tra loro molto diversi, costituenti una barriera all'apertura del mercato del gas alla concorrenza e in particolare all'accesso alle reti di distribuzione da parte di nuovi operatori.

Nel nostro paese, la presenza di Codici di rete per la distribuzione dai contenuti tendenzialmente omogenei comporterebbe indubbi vantaggi, anche economici, per le stesse imprese di distribuzione che potranno limitare l'onere economico e gestionale relativo all'approntamento e all'aggiornamento del loro Codice di rete e dei previsti profili di prelievo standard. Ulteriori benefici per la distribuzione potrebbero emergere nel lungo termine grazie all'ottimale sfruttamento dell'asset infrastrutturale che potrà essere ottenuto dall'applicazione delle metodologie di stima dei prelievi e dal loro graduale affinamento. L'aspetto del contenimento dei costi interessa le imprese di distribuzione dimensionalmente più piccole, che potrebbero incontrare maggiori difficoltà nel reperimento delle nuove competenze occorrenti alla predisposizione e all'aggiornamento del Codice di rete per la distribuzione e dei profili di prelievo standard.

Al fine di soddisfare l'esigenza di omogeneità dei Codici, l'Autorità propone di definire in maniera dettagliata la disciplina delle garanzie di libero accesso al servizio di distribuzione e di emanare disposizioni dall'elevato grado di autoattuazione.

Attività di controllo tariffario

Le proposte tariffarie per l'anno termico 2002-2003 sono state trasmesse dalle imprese mediante la compilazione di un questionario predisposto dagli uffici dell'Autorità e pubblicato sul suo sito Internet. Il questionario consente di raccogliere i dati in maniera uniforme e permette lo sviluppo automatico dei conteggi; in questo modo è agevolata non solo la trasmissione dei dati da parte delle imprese, ma anche la predisposizione delle proposte tariffarie.

Gli uffici dell'Autorità hanno verificato la conformità delle proposte trasmesse ai criteri previsti dalla delibera n. 237/00, e in particolare che l'opzione tariffaria base non comportasse un ricavo superiore al vincolo dei ricavi per la distribuzione. L'analisi della documentazione trasmessa da 646 imprese ha evidenziato, per 415 di esse, difformità nei dati rispetto a precedenti comunicazioni ed errate aggregazioni degli stessi. In tutti questi casi gli uffici dell'Autorità hanno provveduto a comunicare alle imprese l'esito del controllo, invitandole a procedere alle rettifiche degli errori e a ripresentare le proposte modificate.

Le proposte tariffarie presentate da 570 esercenti sono state approvate (con le delibere 19 dicembre 2002, n. 217, 12 febbraio 2003, n. 11 e 30 aprile 2003, n. 45) e pubblicate nel sito Internet dell'Autorità. Alla data del 15 maggio 2003 sono in corso di verifica le proposte tariffarie relative ad altre 76 imprese, tra cui quelle presentate da 18 società che hanno determinato le tariffe sulla base dei criteri previsti dalla delibera n. 122/02. L'esame di queste ultime è stato però sospeso in considerazione del fatto che il TAR della Lombardia, accogliendo il ricorso di un operatore, ha annullato la predetta delibera. L'Autorità ottempererà alla predetta sentenza diffondendo un Documento per la consultazione che formula una nuova proposta di criterio di calcolo di tipo individuale del capitale investito.

Alla data del 15 maggio 2003, 6 imprese non hanno ancora provveduto a presentare le proposte tariffarie per l'anno termico 2002-2003. Per queste si è attivata la procedura prevista dall'art. 13, comma 7, della delibera n. 237/00, che prevede che sia l'Autorità a provvedere alla determinazione delle opzioni tariffarie.

Aggiornamenti bimestrali

Si è già visto come alcuni eventi manifestatisi nel corso dell'anno 2002, tra cui l'introduzione dell'euro e gli atti governativi finalizzati alla riduzione degli impulsi inflazionistici, abbiano reso necessario l'intervento dell'Autorità sul sistema di aggiornamento delle tariffe.

In particolare la delibera del 27 febbraio 2002, n. 25, oltre a definire l'aggiornamento per il bimestre marzo-aprile 2002 delle tariffe di fornitura del gas ai clienti del mercato vincolato, ha trasformato da lire in euro i valori base già assunti nella delibera n. 52/99. La stessa delibera ha ridefinito il paniere di rife-

rimento in quanto, a partire dall'1 gennaio 2002, alcuni tipi di greggio non erano più quotati. Inoltre, in coerenza con quanto disposto dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 31 ottobre 2002, l'Autorità, con la delibera n. 195/02, ha modificato il metodo di calcolo per l'aggiornamento periodico delle tariffe del gas legato alle variazioni dei prezzi internazionali dei combustibili e delle materie prime. Per il gas naturale si è modificata la periodicità di aggiornamento, portandola da bimestrale a trimestrale, e si è esteso il periodo di riferimento per la rilevazione delle variazioni dei prezzi dei combustibili sui mercati internazionali a 9 mesi. Anche per i gas di petrolio liquefatto e gli altri gas la periodicità di aggiornamento è diventata trimestrale. Si è inoltre stabilito che il calcolo delle variazioni faccia riferimento a un periodo di 3 mesi per la rilevazione dei prezzi internazionali.

Nel corso dell'anno 2002 e nei primi mesi dell'anno 2003 si sono quindi registrate le variazioni tariffarie riassunte nella tavola 5.12.

TAV. 5.12 VARIAZIONI TARIFFARIE PER L'ANNO 2002 E PER LA PRIMA METÀ DEL 2003

DELIBERAZIONI AUTORITÀ	DECORRENZA	VARIAZIONE DELLA TARIFFE DEL GAS NATURALE ^(A)		VARIAZIONE DELLE TARIFFE DEL GPL ^(A)	
		€€/MJ	€€/m ³	€€/MJ	€€/m ³
27 dicembre 2001, n. 320	1 gennaio 2002	-0,0310	-1,1930	-0,0475	-4,7566
27 febbraio 2002, n. 25	1 marzo 2002	-0,0285	-1,0978	0,0581	5,8141
23 aprile 2002, n. 70	1 maggio 2002	-0,0170	-0,6548	-0,0296	-2,9621
26 giugno 2002, n. 121	1 luglio 2002	0,0166	0,6394	----	----
23 dicembre 2002, n. 229	1 gennaio 2003	0,0277	1,0670	0,1229	12,2986
24 marzo 2003, n. 24	1 aprile 2003	0,0211	0,8128	0,1148	11,4880

(A) Sono stati assunti:

- M, coefficiente di adeguamento alla quota altimetrica e alla zona climatica, pari a 1;
- potere calorifico superiore pari a 38,52 MJ/m³ (9 200 kcal/m³) per il gas naturale e 100,07 MJ/m³ (23 900 kcal/m³) per il GPL.

PREZZI E TARIFFE DEL GAS

L'andamento degli indici Istat

Nonostante due importanti riduzioni realizzate nei mesi centrali del 2001, il prezzo del gas naturale per le famiglie italiane (che comprende il gas impiegato per riscaldamento e per cottura cibi e produzione di acqua calda) rilevato dall'Istat⁴ ha registrato in media d'anno un incremento del 7,3 per cento (Tav. 5.13).

Nel corso del 2001, tuttavia, si è assistito a un incremento generale del livello dei prezzi tale che il tasso d'inflazione per l'intera economia si è assestato al 2,8 per cento. Di conseguenza, la crescita del prezzo del gas misurata in termini reali è risultata più contenuta e pari al 4,4 per cento. Il contributo del gas all'inflazione complessiva è infatti andato riducendosi per divenire quasi nullo nel mese di dicembre.

Nel corso del 2002 il prezzo del gas non ha quasi risentito della parallela sensibile ripresa nelle quotazioni dei combustibili internazionali. L'indice, nella cui rilevazione è incluso anche il gas in bombole, ha infatti registrato continue riduzioni sino al mese di giugno; in luglio ha evidenziato un incremento di quasi un punto percentuale rispetto al mese precedente, ma poi i rincari sono stati contenuti a valori molto ridotti, per effetto del provvedimento di blocco tariffario deciso dal Governo mediante il decreto legge 4 settembre 2002,

4 Nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività, l'Istat rileva mensilmente il prezzo del gas all'interno della categoria "Spesa per l'abitazione". La rilevazione viene effettuata sulla base di alcune voci elementari che comprendono: gas per cottura cibi e produzione di acqua calda; gas per riscaldamento; gas in bombole. Soltanto le prime due voci riguardano il gas per usi civili distribuito a mezzo rete urbana, il cui prezzo è regolato dall'Autorità. Il calcolo dell'indice avviene sulla base dell'individuazione del costo medio del gas per le famiglie tenendo conto della tariffa vera e propria (T1 e T2), della quota fissa (nolo contatore) e delle imposte (imposta governativa, addizionale regionale e IVA). Il consumo medio delle famiglie italiane considerato (differenziato localmente) è pari a circa 220 m³/anno nel caso del gas per cottura cibi e a circa 1 300 m³/anno nel caso del gas per riscaldamento.

Dal 1999 l'Istat modifica annualmente la struttura di ponderazione dell'indice dei prezzi. Sino al 1998 l'incidenza del gas nel calcolo dell'indice generale è stata pari a 1,86 per cento, nel 1999 è scesa a 1,75 per cento; nel 2000 il peso è salito a 1,94 per cento e a 2,23 nel 2001, per poi tornare a scendere a 1,91 nel 2002 e a 1,69 nel 2003.

Più precisamente, il peso del gas nel paniere totale, comprensivo cioè della rilevazione dei tabacchi, che sino al 1998 era pari a 1,82 per cento, è sceso a 1,72 nel 1999, ha raggiunto 1,90 nel 2000 e 2,19 per cento nel 2001; è sceso poi a 1,87 nel 2002 e ha raggiunto 1,66 per cento nel 2003. Tali pesi divengono quelli indicati sopra quando calcolati sull'indice totale esclusi i tabacchi – vale a dire sull'indice che determina il tasso d'inflazione ufficiale.

n. 193 (convertito dalla legge 28 ottobre 2002, n. 238, recante misure urgenti in materia di servizi pubblici). L'anno si è chiuso con una dinamica di segno nettamente negativo (-5,3 per cento rispetto al dicembre 2001).

Valutando i dati in media d'anno, nel 2002 il prezzo del gas per le famiglie italiane è diminuito di quasi 5 punti percentuali rispetto al 2001. La riduzione diviene ancor più rilevante – pari a 7 punti percentuali – se misurata in termini reali, dato che il prezzo del gas si è confrontato con un livello generale dei prezzi in netto aumento.

Tariffa media nazionale del gas

I dati dell'Istat trovano conferma nella tariffa media nazionale per la famiglia tipo, pubblicata dall'Autorità. Il primo semestre del 2002 è stato caratterizzato da una serie di diminuzioni del prezzo del metano, mentre nella seconda metà dell'anno e all'inizio del 2003 si è riscontrata una tendenza al rialzo, dovuta ai forti aumenti dei prezzi internazionali del petrolio.

TAV. 5.13 INDICI MENSILI DEI PREZZI DEL GAS

Numeri indice 1995=100 e variazioni percentuali

MESI	2001				2002			
	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2001/ 2000	PREZZO REALE ^(A)	VAR. % 2001/ 2000	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2002/ 2001	PREZZO REALE ^(A)	VAR. % 2002/ 2001
Gennaio	129,2	15,4	112,7	11,9	124,7	-3,5	106,3	-5,7
Febbraio	129,8	15,7	112,9	12,3	124,7	-3,9	105,8	-6,3
Marzo	130,1	12,8	112,9	9,6	122,8	-5,6	104,1	-7,9
Aprile	130,2	13,2	112,6	9,7	120,7	-7,3	101,9	-9,5
Maggio	127,5	8,1	110,0	4,9	119,4	-6,4	100,6	-8,6
Giugno	127,3	7,9	109,6	4,7	119,3	-6,3	100,5	-8,3
Luglio	125,1	4,2	107,7	1,2	120,3	-3,8	101,2	-6,0
Agosto	124,9	4,0	107,5	1,1	120,3	-3,7	101,0	-6,0
Settembre	124,8	1,5	107,3	-1,1	120,7	-3,3	101,2	-5,7
Ottobre	124,8	2,5	107,1	-0,1	121,0	-3,0	101,2	-5,6
Novembre	127,7	2,1	109,4	-0,3	121,1	-5,2	100,9	-7,8
Dicembre	128,0	2,2	109,6	-0,1	121,2	-5,3	100,9	-7,9
Media annua	127,5	7,3	109,9	4,4	121,4	-4,8	102,1	-7,1

(A) Rapporto percentuale tra l'indice di prezzo del gas e l'indice generale (esclusi i tabacchi).

Fonte: Elaborazioni su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – indici nazionali.

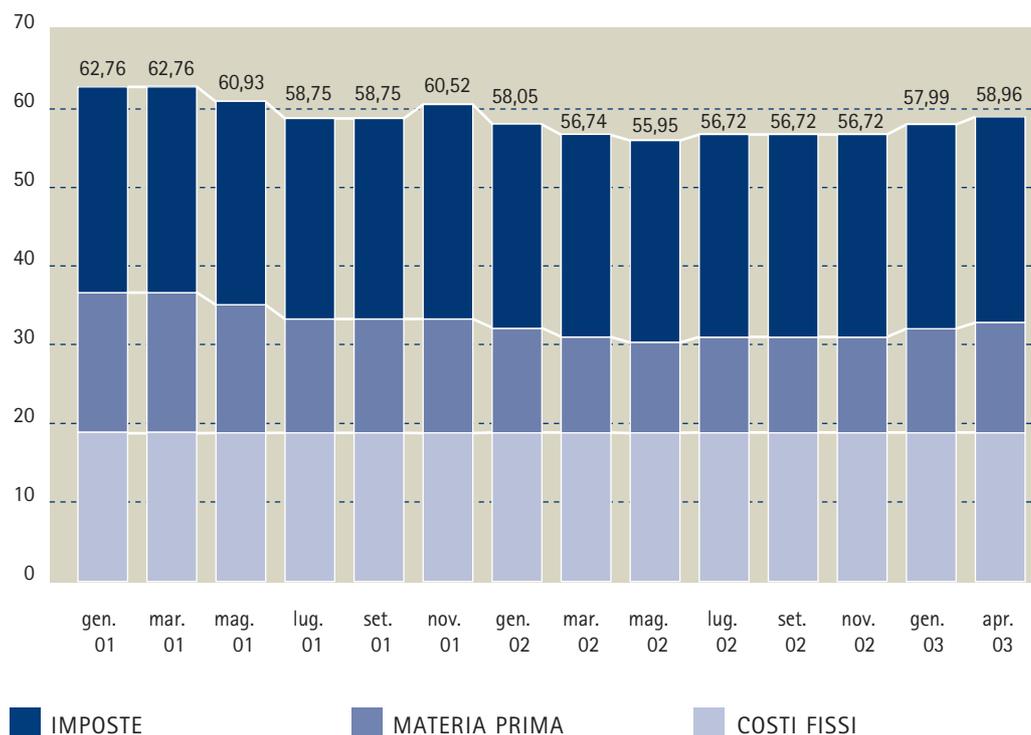
Infatti, le quotazioni del petrolio Brent, che nell'anno 2002 hanno registrato un valore medio pari a circa 25 \$/b (superiore di circa 0,5 \$/b rispetto all'anno 2001), sono passate da 19,5 \$/b del mese di gennaio a 28,7 \$/b del mese di dicembre, pari a un aumento percentuale del 47 per cento; nel gennaio 2003 è stata confermata questa tendenza, infatti il costo del barile ha superato i 31 dollari. L'ascesa dei prezzi è stata leggermente attenuata dall'apprezzamento del tasso di cambio dell'euro rispetto al dollaro. Infatti, la moneta europea è passata da un cambio di 0,88 dollari per euro, registrato nel mese di gennaio 2002, a 1,02 dollari per euro del mese di dicembre 2002, con un aumento percentuale del 15 per cento; il cambio medio riferito all'anno 2002, pari a 0,95 dollari per euro, ha subito un apprezzamento di circa il 5,5 per cento rispetto all'anno 2001 (0,89 dollari per euro).

Nel contempo, le accise sulle forniture di gas (Tav. 5.14), che dall'1 novembre 2001 erano state riportate ai valori fissati dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 15 gennaio 1999, sono state ridotte con il decreto ministeriale 25 marzo 2002 (decorrenza 1 gennaio 2002) e confermate per il 2003 con il decreto del Ministero dell'economia e delle finanze 13 gennaio 2003.

Nella figura 5.5 è riportato l'andamento della tariffa media del gas naturale al lordo delle imposte distinta nelle sue componenti.

FIG. 5.5 TARIFFA MEDIA NAZIONALE DEL GAS NATURALE

c€/m³



TAV. 5.14 IMPOSTE SUL GAS

C€/m³; aliquote percentuali in vigore nel 2002 e nel 2003

TARIFFA	T1	T2		T3	T4
USO	COTTURA E ACQUA CALDA	RISCALDAMENTO INDIVIDUALE		RISC. CENTR. USI ARTIG. E COMM.	USI INDUSTRIALI
CONSUMO		<250 m ³ /a	>250 m ³ /a		
Imposta di consumo					
Normale	4.00	4.00	17.00	17.00	1.25
Località ex Cassa del Mezzogiorno	3.87	3.87	12.42	12.42	1.25
Addizionale regionale^(A)					
Piemonte	2.00	2.00	2.58	2.58	0.62
Lombardia ^(B)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Veneto	0.52	0.52	1.29	1.29	0.62
Liguria ^(C)	2.00	2.00	2.58	2.58	0.62
Emilia Romagna	2.00	2.00	3.10	3.10	0.62
Toscana	2.00	2.00	2.60	2.60	0.60
Umbria	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52
Marche	1.55	1.55	1.55	0.62	0.62
Lazio	2.00 ^(D)	2.00 ^(D)	3.10	3.10	0.62
Abruzzo	1.93	1.93	2.58	2.58	0.62
Molise	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52
Campania	1.93	1.93	2.58	2.58	0.52
Puglia	1.93	1.93	2.58	2.58	0.62
Basilicata	1.93	1.93	2.58	2.58	0.62
Calabria	1.93	1.93	2.58	2.58	0.62
Aliquota IVA (%)	10	20	20	20	20

(A) Le Regioni a statuto speciale hanno posto l'addizionale regionale pari a zero.

(B) A decorrere dall'1 gennaio 2002 non è più dovuta (art. 1, comma 10, legge regionale 18 dicembre 2001, n. 27).

(C) Aliquota ridotta a 1,55 per i comuni appartenenti alla fascia climatica "E" e a 1,03 per quelli nella fascia "F".

(D) Aliquota ridotta a 1,57 nelle località che ricadono nell'ex area della Cassa del Mezzogiorno. Si tratta delle regioni: Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria, Sicilia e Sardegna; delle province di: Frosinone, Latina; di alcuni comuni della provincia di Roma compresi nel comprensorio di bonifica di Latina; di comuni della provincia di Rieti compresi nell'ex circondario di Cittaducale; di alcuni comuni della provincia di Ascoli Piceno inclusi nel territorio di bonifica del Tronto; delle isole d'Elba, del Giglio e Capraia.

6. OBBLIGHI DI SERVIZIO PUBBLICO, QUALITÀ E TUTELA DEI CONSUMATORI

IL BILANCIO DELLA REGOLAZIONE DAL 1996 A OGGI

Alla nascita dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, le modalità del rapporto tra i soggetti erogatori dei servizi elettrico e del gas e i loro utenti erano determinate in misura prevalente da decisioni unilaterali degli esercenti stessi. Di fronte a un servizio con caratteri di monopolio, l'utente poteva solo scegliere di aderire alle condizioni proposte dal fornitore oppure di farne a meno, anche se quest'ultima opzione appare più teorica che reale nei casi di servizi essenziali come quelli di cui si sta trattando.

Da questo punto di vista, che il servizio sia gestito da mano pubblica o privata non fa gran differenza. La gestione pubblica diretta è stata la risposta proprio alla questione della fornitura di determinati beni e servizi essenziali in regime non di mercato. Essa si è dimostrata efficace nel diffondere i servizi in modo capillare; ma non sempre ha garantito agli utenti qualità ed efficienza, ossia un adeguato rapporto tra qualità del servizio e prezzo pagato.

Nel settore dell'energia elettrica, la tutela dei consumatori è stata tradizionalmente affidata alle prescrizioni degli atti di concessione e degli accordi di programma periodicamente sottoscritti tra l'amministrazione concedente e l'esercente. Tali prescrizioni erano in generale piuttosto povere di indicazioni relative alla tutela dei consumatori e alla qualità del servizio erogato: nel contratto di programma sottoscritto nel 1991 con l'Enel S.p.A., l'unico impegno previsto al riguardo consisteva nel rispetto di un tempo massimo di 6 giorni per l'esecuzione degli allacciamenti che non comportano lavori sulla rete di distribuzione. Nel settore del gas, elementi di tutela dei consumatori possono essere contenuti nelle convenzioni di concessione o nei documenti a esse allegati o collegati. In questo campo le esperienze sono fortemente differenziate, dato l'elevato numero di concessioni, tutte diseguali, definite su base territoriale municipale. Le condizioni contenute nei contratti di fornitura sono quindi state unilateralmente fissate dal soggetto più forte tra quelli contraenti, fatte salve nel settore del gas eventuali previsioni derivanti dalle convenzioni di concessione. Al consumatore finale non rimaneva altra strada che quella dell'adesione al contratto predisposto dalla controparte, accettandone ogni clausola pena l'esclusione dal godimento del servizio.

Per quanto riguarda la qualità del servizio, in entrambi i settori regolati gli esercenti avevano introdotto standard individuali o generali per talune prestazioni, attraverso le loro Carte dei servizi. Il sistema si era tuttavia rivelato piuttosto debole, in quanto gli standard fissati dalle imprese sono risultati localmente molto differenziati e di solito poco sfidanti; inoltre, gli indennizzi su richiesta del cliente, in caso di violazione degli standard, si contavano sulle

dita di una mano, mentre gli aventi diritto sarebbero stati molte migliaia.

La tutela dei consumatori e la garanzia di adeguati livelli di qualità del servizio sono tra le principali finalità istituzionali dell'Autorità, che il legislatore ha voluto dotare di compiti e poteri incisivi in tale direzione. Entrambi gli obiettivi sono peraltro tipici dell'intervento regolatorio anche in altri paesi.

L'Autorità è quindi intervenuta con provvisori specifiche di riequilibrio dei rapporti contrattuali, valide per tutti i fornitori di energia elettrica e gas. Le clausole contrattuali più rilevanti sono oggi fissate dal regolatore: così è, per esempio, per gli obblighi di lettura dei contatori, per la periodicità di fatturazione, per i termini minimi di pagamento, per la fissazione degli interessi di mora in caso di ritardato pagamento, per le modalità di preavviso in caso di minaccia di distacco per mancato pagamento delle fatture, per il deposito cauzionale che il cliente paga al fine di ottenere la fornitura di energia e per vari altri aspetti del rapporto contrattuale. Doveri e diritti di entrambe le parti interessate appaiono oggi definiti in modo completo, omogeneo ed equilibrato. Le condizioni contrattuali introdotte sono obbligatorie per i clienti vincolati e costituiscono una base di offerta anche per gli idonei, a cui sono comunque proponibili patti alternativi a quelli standard definiti dall'Autorità, che il cliente può liberamente scegliere.

Rapporti contrattuali più equilibrati tendono a prevenire l'insorgenza di contrasti tra fornitori del servizio e loro clienti. Una parte del contenzioso esistente viene comunque portata all'attenzione dell'Autorità, che interviene con gli strumenti messi a disposizione dalla legge per la risoluzione delle controversie. A fronte di alcune migliaia di reclami, istanze e segnalazioni ricevute nel corso del periodo 1996-2002, la gran parte delle problematiche sono state risolte attraverso interventi di chiarimento o segnalazione diretta agli esercenti, affinché questi adeguino la loro condotta ai diritti della clientela riconosciuti su base contrattuale o regolamentare.

In un numero ridotto di situazioni sono stati avviati procedimenti che hanno determinato ordini di cessazione di comportamenti lesivi dei diritti dei clienti o l'irrogazione di sanzioni pecuniarie amministrative, come previsto dalla legge. La corretta informazione alla clientela finale è stata promossa, sia per il servizio elettrico sia per il servizio gas, anche attraverso la definizione di nozioni minime obbligatorie per le bollette, con l'obiettivo di renderne completo e omogeneo il contenuto informativo, pur lasciando piena libertà agli esercenti relativamente alle modalità di presentazione di tali informazioni. L'Autorità ha anche provveduto a mettere a disposizione schede informative relative ai diritti dei clienti finali e agli effetti della liberalizzazione dei mercati sui soggetti interessati.

Codici di condotta commerciale sono stati introdotti relativamente alle modalità di proposizione delle offerte commerciali ai clienti, così da prevenire l'insorgere

di problematiche legate a comportamenti non corretti o a lacune informative. Le funzioni di garanzia assegnate dalla legge all'Autorità sono state espresse, nel quadro di riferimento costituito dagli interventi parlamentari e governativi in materia, anche riguardo a particolari problematiche connesse con il potenziale impatto negativo per i clienti dei servizi regolati. Così, in occasione dell'adeguamento dei sistemi informatici all'anno 2000 (*millennium bug*), l'Autorità ha emanato specifiche *Linee guida* a tal proposito. In occasione del passaggio dalla lira all'euro sono state introdotte regole di conversione delle tariffe unitarie che, imponendo l'utilizzo di un numero di decimali superiore a quello minimo previsto dalle norme generali, garantivano una transizione al nuovo regime senza alcun onere o vantaggio, neppure di natura casuale, per una delle parti in causa. L'Autorità ha dedicato grande attenzione alla qualità del servizio, con il duplice obiettivo di definire i livelli minimi obbligatori e di promuovere il miglioramento della qualità delle prestazioni rese.

I suoi principali interventi, durante i primi sei anni di attività, sono stati realizzati nelle seguenti direzioni:

- verifica dell'attuazione della Carta dei servizi da parte dei diversi esercenti e pubblicazione comparativa dei risultati da questi raggiunti in appositi rapporti annuali sulla qualità del servizio, in modo da rendere trasparente il livello di qualità effettivamente garantito ai clienti;
- analisi dell'importanza dei diversi fattori di qualità per gli utenti e delle aspettative degli stessi relativamente alla qualità del servizio ricevuto, attraverso una apposita indagine conoscitiva sul campo;
- rilevazione sistematica della soddisfazione delle famiglie per il servizio elettrico e del gas, al fine di monitorare l'evoluzione nel tempo della percezione dei clienti riguardo alle forniture;
- introduzione di una nuova regolazione della qualità commerciale per entrambi i servizi, attraverso standard unici sul territorio nazionale relativi alle principali prestazioni alla clientela;
- obbligo di pagamento di indennizzi automatici al cliente interessato in caso di violazione degli standard;
- nuova regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, prima affidata alla libera decisione degli esercenti, oggi legata a un sistema di incentivi economici e penalità orientati al miglioramento del servizio e alla riduzione dei forti differenziali esistenti tra regioni settentrionali e meridionali del paese;
- nuova regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas, al fine di mettere sotto controllo i principali indicatori e comportamenti legati alla sicurezza.

Nel complesso, l'intervento dell'Autorità ha determinato il passaggio da un sistema in cui i livelli di qualità del servizio erano fissati dalle imprese esercenti a un altro disciplinato da standard e norme stabiliti dal regolatore, con livelli minimi che non possono essere violati se non a pena di effetti economici negativi per l'esercente interessato, e incentivi al miglioramento laddove opportuno. L'ampio intervento di regolazione ha prodotto i suoi principali effetti a partire dal biennio 2001-2002. È oggi possibile verificare quindi i risultati raggiunti, che saranno più ampiamente presentati nel seguito del capitolo.

Nel campo della qualità commerciale, le principali prestazioni alla clientela sono oggi assoggettate a standard più restrittivi di quanto avveniva con le precedenti Carte dei servizi. Per esempio, sia l'attivazione della fornitura sia la disattivazione su richiesta del cliente devono verificarsi entro 5 giorni lavorativi, mentre in precedenza la prima avveniva entro 10-20 giorni e la seconda entro 10-15, a seconda della localizzazione del cliente interessato; l'esecuzione di lavori semplici è oggi garantita entro 15 giorni lavorativi, mentre in precedenza in alcune aree era stabilito un tempo massimo di 80 giorni.

Per ogni caso di violazione degli standard specifici (ossia individuali) di qualità viene oggi pagato automaticamente al cliente interessato l'indennizzo previsto dall'Autorità; esso aumenta (da due a cinque volte a seconda del ritardo) in caso di accredito in bolletta oltre i tempi massimi previsti. Sia nel settore elettrico sia in quello del gas l'Autorità ha ritenuto di dover estendere le garanzie previste dagli standard di qualità commerciale a tutti i clienti di dimensioni medie e piccole, siano essi vincolati o liberi di scegliere il fornitore preferito. Per quanto riguarda la continuità del servizio elettrico, l'introduzione di un obbligo di miglioramento annuale e di un sistema di incentivi economici e penalità ha determinato, nell'arco di tre anni, una sensibile riduzione della durata media annua (-43 per cento) e del numero (-31 per cento) di interruzioni. La qualità del servizio per quanto riguarda questo fondamentale fattore è oggi molto più vicina a quanto registrato nei maggiori paesi europei, e i differenziali territoriali si sono sensibilmente ridotti. In tre anni, il rapporto tra minuti di interruzione medi per cliente nelle regioni settentrionali rispetto a quelle meridionali è sceso da 1:3 a 1:2.

Le norme introdotte relativamente alla sicurezza e alla continuità del servizio di distribuzione del gas hanno riguardato l'odorizzazione del gas, l'ispezione periodica delle reti, la protezione catodica delle reti in acciaio, gli obblighi di pronto intervento. Sono stati fissati livelli nazionali base e di riferimento per ciascuno degli indicatori di sicurezza e di continuità; le *performance* dei diversi distributori relativamente ai vari indicatori, nel rispetto degli obblighi minimi introdotti, sono oggi oggetto di pubblicazione comparativa al fine di stimolare il miglioramento.

In attuazione di disposizioni generali di fonte governativa o parlamentare, l'Autorità ha anche sviluppato proposte e provvedimenti relativamente alla sicurezza degli impianti a gas post contatore e all'uso razionale dell'energia. Sul primo fronte, l'affidamento ai distributori del gas di compiti di accertamento dello stato di sicurezza degli impianti è in via di realizzazione grazie a un regolamento dell'Autorità. Per quanto riguarda invece gli interventi di promozione dell'efficienza energetica negli usi finali, il legislatore ha voluto introdurre obblighi di risparmio di energia a carico dei distributori da raggiungersi attraverso meccanismi di mercato; questi ultimi prevedono la libera contrattazione di titoli di efficienza energetica (TEE), concessi a seguito di azioni di risparmio di energia realizzate da distributori, società controllate o collegate e società specializzate in servizi energetici. Le norme attuative a carico dell'Autorità sono orientate a coniugare la certezza del conseguimento degli obiettivi, parte degli impegni italiani di attuazione degli accordi internazionali per il contenimento dei gas serra, con meccanismi che ne consentano il raggiungimento al minor costo possibile per il sistema economico nazionale.

Tutti gli interventi di garanzia, tutela del consumatore e promozione della qualità e dell'efficienza energetica realizzati dall'Autorità vengono definiti, tra l'altro, attraverso il coinvolgimento delle associazioni dei consumatori, esercitato soprattutto con processi di consultazione propedeutici all'emanazione dei principali provvedimenti. Azioni di comune interesse nel campo della formazione e dell'informazione ai consumatori finali vengono realizzate nell'ambito di un protocollo d'intesa tra l'Autorità e il Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (CNCU).

L'Autorità, mentre opera per la promozione della concorrenza e per estendere progressivamente a tutti i clienti finali i benefici della liberalizzazione, realizza quindi interventi di garanzia e promozione della qualità del servizio: più forti per le attività non soggette a concorrenza, quali la trasmissione e la distribuzione di gas ed energia elettrica, rispettose del diritto di scelta della parti interessate nelle attività in cui si esercita una reale concorrenza.

Affinché la liberalizzazione non comporti l'indebolimento della tutela, in particolare per le categorie meno protette, l'Autorità prosegue la sua opera sia di monitoraggio dell'impatto che la liberalizzazione avrà sulla concorrenza, sia di introduzione di azioni più selettive affinché il processo concorrenziale operi nel rispetto dei diritti dei clienti.

Nel seguito viene proposta un'analisi più approfondita degli interventi realizzati dall'Autorità nel corso dei primi sei anni del suo mandato in ciascuna delle aree di azione menzionate, commentando, laddove il tempo trascorso dall'intervento di regolazione e i dati disponibili lo consentono, i risultati conseguiti fino a oggi.

LA QUALITÀ NEL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NATURALE

L'attività svolta dall'Autorità sulla qualità del servizio ha seguito diverse direzioni principali, illustrate in dettaglio nei paragrafi che seguono:

- verifica dell'attuazione della Carta dei servizi;
- nuova regolazione della qualità commerciale per entrambi i servizi;
- nuova regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica;
- nuova regolazione della sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas;
- nuova regolazione della sicurezza degli impianti di utenza gas;
- rilevazione sistematica della soddisfazione delle famiglie per il servizio elettrico e gas;
- interventi relativi alla misura del gas per i clienti finali.

Verifica dell'attuazione della Carta dei servizi

Prima dell'introduzione delle nuove direttive dell'Autorità, la qualità dei servizi pubblici era disciplinata da norme che trovano origine nella direttiva del Presidente del Consiglio dei ministri del 27 gennaio 1994, rivolta a tutti i soggetti pubblici e privati erogatori di servizi pubblici, più nota come Carta dei servizi. L'Autorità, in attuazione dell'art. 2, comma 12, lettera p), della legge 14 novembre 1995, n. 481, ha monitorato il grado di attuazione della Carta dei servizi nei settori di propria competenza, pubblicando appositi rapporti sulla qualità, disponibili sul suo sito Internet.

Nel settore elettrico, alla data del 31 dicembre 1999, i clienti il cui esercente aveva adottato una Carta dei servizi erano pari al 99 per cento dell'intera utenza alimentata in bassa tensione in Italia (Tav. 6.1). Il numero di esercenti che hanno adottato la Carta dei servizi nel settore è aumentato di anno in anno nel corso del periodo 1996-1999. Oltre all'Enel, nel 1999, 100 imprese distributrici locali hanno dichiarato di aver adottato la Carta dei servizi (7 in più dell'anno precedente). L'Enel ha predisposto dal 1996 una Carta dei servizi per ognuna delle 147 zone di distribuzione in cui era articolata l'organizzazione operativa; nel 1999, a seguito della riorganizzazione, sono stati introdotti nuovi standard di qualità per i 74 esercizi della struttura operativa di distribuzione.

Nel settore gas, nel 1999 i clienti del servizio il cui esercente aveva adottato una Carta dei servizi costituivano circa il 93 per cento dell'intera utenza nazionale (Tav. 6.1).

TAV. 6.1 GRADO DI ADOZIONE DELLA CARTA DEI SERVIZI NEL SETTORE ELETTRICO E DEL GAS

	TOTALE NEL SETTORE ELETTRICO	TOTALE NEL SETTORE GAS
Numero Carte dei servizi adottate		
1996	211	-
1997	227	501
1998	240	531
1999	174	497
2000	-	516
Clienti BT dei soggetti esercenti che hanno adottato la Carta dei servizi (milioni)		
1996	31,0	-
1997	31,3	14,0
1998	31,9	14,9
1999	32,3	14,9
2000	-	15,0

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti.

Le analisi condotte dall’Autorità hanno dimostrato che, nei settori della distribuzione e della vendita di energia elettrica e gas, la disciplina delle Carte dei servizi non forniva né sufficienti garanzie dei diritti degli utenti né adeguati stimoli agli esercenti a migliorare il servizio, per i seguenti motivi:

- gli schemi generali di riferimento si limitavano a definire alcuni indicatori di qualità, ma rinviavano agli esercenti la definizione degli standard di qualità; il risultato finale è stato che gli esercenti hanno definito i propri standard in modo spesso “prudenziale”, senza aggiornarli sistematicamente, tanto che essi risultavano essere disomogenei e differenziati su base locale, senza che queste diversità fossero sempre riconducibili a oggettive condizioni territoriali;
- gli schemi generali di riferimento lasciavano agli esercenti la possibilità di determinare autonomamente le modalità procedurali e l’entità dei rimborsi in caso di mancato rispetto di alcuni standard specifici; quasi tutti gli esercenti hanno scelto una procedura di rimborso basata sull’istanza dell’utente che ha subito il disservizio, meccanismo quest’ultimo di assai minor efficacia rispetto a quello del rimborso automatico;
- le prassi e gli strumenti utilizzati dagli esercenti nella raccolta dei dati relativi al rispetto degli standard della Carta dei servizi presentavano caratteri-

stiche diverse e differenti gradi di completezza; questa condizione limitava la pubblicazione comparativa dei dati, che costituisce uno stimolo importante al miglioramento;

- nella disciplina della Carta dei servizi, la qualità non aveva nessun effetto sulle tariffe, né erano previsti incentivi economici per il suo miglioramento.

L'Autorità ha anche rilevato una scarsa conoscenza delle Carte dei servizi da parte degli utenti (Tav. 6.2).

Nel quadro dell'attività di controllo delle Carte dei servizi, l'Autorità ha effettuato controlli presso gli esercenti, al fine di verificare la veridicità dei dati raccolti per l'accertamento del rispetto degli standard contenuti nelle Carte dei servizi.

TAV. 6.2 CONOSCENZA DELLA CARTA DEI SERVIZI

NUMERO DI CLIENTI	IN % DEL TOTALE
Sanno che esiste la Carta dei Servizi	21,0
Hanno visto o letto la Carta dei Servizi:	
- per il gas	9,6
- per l'elettricità	9,5
- per la scuola	7,4
- per la USL e gli ospedali	10,0
- per le poste	6,0

Fonte: Indagine realizzata per conto dell'Autorità; rilevazione 1998.

Differenze tra la disciplina della Carta dei servizi e la nuova regolazione della qualità del servizio

Complessivamente, la nuova regolazione della qualità introdotta dall'Autorità ha superato la disciplina della Carta dei servizi, la cui attuazione aveva mostrato alcuni limiti.

Le principali differenze tra la disciplina della Carta dei servizi e la nuova regolazione della qualità del servizio, per i servizi di distribuzione e vendita dell'energia elettrica e del gas, sono sinteticamente rappresentate nella tavola che segue.

ARGOMENTO	DISCIPLINA DELLA CARTA DEI SERVIZI	NUOVA REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ
Definizione e aggiornamento degli standard	Gli esercenti possono definire i propri standard di qualità, che quindi risultano differenziati da azienda a azienda; di fatto, gli standard definiti dagli esercenti sono nella maggior parte dei casi "prudenziali", non	L'Autorità definisce standard di qualità validi per tutti gli esercenti, eventualmente differenziati in relazione a caratteristiche oggettive (per esempio, standard di continuità differenziati in relazione alle

	aggiornati e a volte differenziati anche all'interno della stessa azienda senza motivo.	caratteristiche del territorio servito). Gli standard sono aggiornati periodicamente e per la continuità sono progressivi anno per anno.
Rimborsi in caso di mancato rispetto degli standard	Gli esercenti possono definire le modalità di rimborso; quasi tutti gli esercenti hanno introdotto rimborsi su richiesta degli utenti; di fatto, gli utenti aventi diritto al rimborso non presentano richiesta e quindi i rimborsi non vengono erogati.	I rimborsi agli utenti sono automatici in caso di mancato rispetto degli standard specifici per cause di responsabilità degli esercenti. Nel primo periodo di attuazione sono già state pagate alcune migliaia di rimborsi.
Registrazione dei tempi e delle interruzioni	Non sono previsti obblighi specifici di registrazione. Gli indicatori considerati nello schema generale di riferimento si prestano a interpretazioni disomogenee. Alcuni esercenti che hanno emesso la Carta dei servizi non verificano il rispetto degli standard.	Sono state definite regole di registrazione dei tempi e delle interruzioni, e sono stati introdotti obblighi sanzionabili di registrazione e di documentazione. Tutti gli esercenti devono inviare all'Autorità un rapporto annuale sul rispetto degli standard.
Partecipazione e informazione degli utenti	Da indagini demoscopiche risulta che gli utenti non sono informati delle Carte dei servizi; gli standard sono fissati senza consultazione.	Sono previsti obblighi di informazione agli utenti (invio degli standard in allegato alla bolletta e comunicazione all'atto della richiesta). Gli standard sono definiti previa consultazione con le associazioni rappresentative.
Effetti economici del miglioramento	Non previsti dalla Carta dei servizi.	Per la riduzione progressiva delle interruzioni è stato introdotto un sistema di incentivi e di penalità agganciato alla tariffa.

Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e vendita dell'energia elettrica e del gas

La nuova regolazione della qualità commerciale

La qualità commerciale si riferisce alla tempestività di esecuzione delle prestazioni richieste dagli utenti (come, per esempio, preventivi, allacciamenti, attivazioni, verifiche tecniche, risposta a reclami e richieste scritte di informazioni), alla puntualità degli appuntamenti con gli utenti, alle caratteristiche di frequenza di lettura dei consumi e di adeguatezza delle modalità di fatturazione. Si tratta di temi comuni a entrambi i settori regolati.

Per ovviare ai limiti evidenziati dall'attuazione della disciplina della Carta dei servizi, l'Autorità ha definito un nuovo quadro di regolazione della qualità commerciale per entrambi i settori:

- per il servizio di distribuzione e vendita dell'energia elettrica, con la delibera 28 dicembre 1999, n. 201;
- per il servizio di distribuzione e vendita del gas, con la delibera 3 marzo 2000, n. 47.

Scopo della regolazione della qualità commerciale è quello di definire standard nazionali, minimi e obbligatori per tutti, tesi alla tutela degli utenti e al miglioramento medio complessivo del sistema.

Gli standard di qualità

Gli standard di qualità si suddividono in specifici e generali.

Gli standard specifici di qualità si riferiscono alle singole prestazioni da garantire al cliente; essi rappresentano il tempo massimo entro cui deve essere garantita ogni singola prestazione. Per esempio, tempo massimo di attivazione 5 giorni lavorativi.

Gli standard generali di qualità si riferiscono al complesso delle prestazioni rese ai clienti; diversamente dagli standard specifici, indicano la percentuale minima di utenti a cui deve essere garantita la prestazione richiesta entro un determinato tempo. Per esempio, almeno 90 per cento di risposte a reclami scritti o richieste di informazioni scritte entro 20 giorni lavorativi.

Il nuovo quadro di regolazione della qualità del servizio comporta un notevole passo in avanti rispetto alla precedente regolazione della Carta dei servizi in quanto:

- sono stati definiti, dopo consultazione con i soggetti interessati, standard di qualità nazionali, validi per tutti gli esercenti; si è così superato il regime precedente degli standard autodefiniti dagli esercenti nelle proprie Carte dei servizi, generalmente senza consultazione e che comportavano notevole diversità di trattamento degli utenti nelle differenti zone del paese; gli standard definiti dall'Autorità si avvicinano ai casi migliori presenti nel settore;
- sono stati introdotti indennizzi automatici 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; si è così superato il regime precedente di procedure di rimborso su richiesta degli utenti interessati che si è dimostrato inefficace;
- sono state uniformate le modalità di registrazione dei tempi di effettuazione delle prestazioni, superando la precedente difformità nelle misurazioni tra un'azienda e l'altra.

I nuovi standard nazionali di qualità commerciale definiti dall'Autorità costituiscono la base minima che ogni esercente deve assicurare ai propri clienti del mercato vincolato. Gli esercenti hanno la facoltà di stabilire propri standard, solo se migliorativi (o ulteriori) rispetto a quelli dell'Autorità.

L'entità dei rimborsi è definita dall'Autorità, ed è maggiore per le tipologie di utenti che hanno costi di uso dell'energia e della rete più elevati. I rimborsi automatici devono essere 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 riesce a rispettare questo termine deve pagare un rimborso di entità doppia o quintupla, in ragione del ritardo di pagamento.

La corresponsione del rimborso automatico non esclude la possibilità per il cliente di richiedere in sede giurisdizionale il risarcimento dell'eventuale danno ulteriore subito; a tale proposito è stata prevista un'apposita comunicazione nella bolletta di accredito del rimborso.

Le direttive dedicano infine una attenzione particolare all'informazione che gli esercenti devono assicurare all'utente sugli standard specifici e generali di qualità commerciale, rendendoli per questa via più consapevoli dei propri diritti:

- una volta all'anno, tutti gli utenti devono ricevere dall'impresa esercente con cui intrattengono un rapporto contrattuale le informazioni sugli standard di qualità garantiti e sui risultati effettivamente raggiunti nel corso dell'anno;
- l'impresa esercente deve informare ogni utente che faccia richiesta di una prestazione soggetta a standard specifici, del tempo massimo e del rimborso previsti;
- l'Autorità pubblica annualmente, nell'ambito della propria indagine sulla qualità del servizio sia nel settore elettrico sia in quello del gas, 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 le diverse cause).

La registrazione dei dati di qualità secondo criteri uniformi e la comunicazione obbligatoria di quelli di sintesi all'Autorità permettono di verificare l'effettivo rispetto degli standard.

Gli effetti della nuova regolazione della qualità commerciale

Con l'introduzione degli indennizzi automatici e con i nuovi standard definiti dall'Autorità, il numero di indennizzi effettivamente pagati ai clienti in caso di mancato rispetto degli standard è nettamente cresciuto (Tav. 6.3).

La tavola 6.4 riporta la suddivisione degli indennizzi relativi agli standard specifici dei settori gas ed elettricità per l'anno 2001.

TAV. 6.3 ANDAMENTO DEL NUMERO DEI RIMBORSI PAGATI AI CLIENTI NEGLI ANNI 1997-2002

INDENNIZZI	CARTA DEI SERVIZI			NUOVA REGOLAZIONE		
	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Settore elettricità ^(A)	21	54	22	4 771	12 437	52 229
Settore gas ^(B)	1 237	707	1 640	3 709	12 090	13 356

(A) Nel settore elettrico la regolazione dell'Autorità è entrata in vigore dall'1 luglio 2000; il dato 2000 è riferito solo al secondo semestre.

(B) Nel settore gas la regolazione dell'Autorità è entrata in vigore dall'1 gennaio 2001; il gruppo Italgas ha applicato spontaneamente gli indennizzi automatici anche nel periodo 1997-2000.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 6.4 RIEPILOGO DEL NUMERO DI RIMBORSI PER STANDARD SPECIFICI NEI SETTORI GAS ED ELETTRICITÀ, ANNI 2001-2002

STANDARD	ELETTRICITÀ		GAS	
	N. RIMBORSI PAGATI 2001	N. RIMBORSI PAGATI 2002	N. RIMBORSI PAGATI 2001	N. RIMBORSI PAGATI 2002
Preventivazione per lavori semplici	4 638	13 143	2 334	3 741
Esecuzione di lavori semplici	1 562	6 866	3 341	4 378
Attivazione della fornitura	2 358	13 633	2 241	3 268
Disattivazione della fornitura su richiesta	1 385	6 742	3 418	1 247
Riattivazione per morosità	1 378	7 837	290	122
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	463	1 323	462	596
Ulteriori standard definiti dagli esercenti	653	2 685	4	4
Totale	12 437	52 229	12 090	13 356

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Attività svolta nell'ultimo anno

La nuova disciplina introdotta dalle delibere n. 201/99 e n. 47/00 prevedeva un periodo di prima attuazione, intercorrente tra la data di entrata in vigore e il 31 dicembre 2002. Durante tale intervallo di tempo, erano soggetti alla nuova regolazione della qualità commerciale solo le aziende con più di 5 000 clienti finali. Le delibere prevedevano che al termine di questo periodo l'Autorità avrebbe effettuato una verifica sulla base dei dati forniti dagli esercenti stessi, al fine di valutare modalità e tempi per l'estensione della sua applicazione anche agli esercenti che in sede di prima attuazione erano stati esonerati. Sulla base dell'esperienza acquisita nel corso della prima attuazione e dei dati

comunicati dagli esercenti, che hanno evidenziato l'efficacia del meccanismo degli indennizzi automatici, l'Autorità ha ritenuto opportuno estendere il campo applicativo della nuova regolazione della qualità commerciale, per allargare progressivamente la tutela dei diritti dei consumatori.

Con le delibere 19 dicembre 2002, n. 220 (per il settore elettrico) e n. 221 (per il settore gas), l'Autorità ha previsto di abbassare la soglia di esenzione temporanea per gli esercenti di dimensioni minori; dal 2004, l'applicazione della regolazione della qualità commerciale sarà estesa:

- agli esercenti con un numero di clienti finali, allacciati o forniti, minore o uguale a 5 000 e maggiore di 3 000, per tutti i livelli specifici di qualità e per i relativi indennizzi automatici;
- agli esercenti con un numero di clienti finali, allacciati o forniti, minore o uguale a 3 000, limitatamente alle prestazioni di attivazione della fornitura e di riattivazione della stessa in caso di morosità.

Per quanto riguarda il settore elettrico, con la delibera n. 220/02 l'Autorità ha voluto inoltre adeguare la disciplina della qualità commerciale all'andamento del processo di liberalizzazione. Infatti, per effetto dell'abbassamento della soglia di idoneità prevista dall'art. 10, comma 4, della legge 5 marzo 2001, n. 57, è stato necessario programmare l'applicazione della delibera di qualità commerciale a tutti i clienti finali allacciati alle reti di distribuzione di media e bassa tensione, indipendentemente dal fatto che essi appartengano al mercato vincolato o libero.

Inoltre, in entrambi i settori si è prevista la possibilità, per il cliente finale del mercato libero, di chiedere all'esercente del servizio di misura o di vendita l'applicazione di standard di qualità commerciale diversi da quelli stabiliti dall'Autorità (che restano come riferimento), purché non peggiorativi.

Continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Nuova regolazione della continuità del servizio elettrico

La continuità del servizio (mancanza di interruzioni nell'erogazione dell'energia elettrica agli utenti) è il più significativo tra i diversi fattori di qualità del servizio elettrico, sia sotto il profilo della rilevanza per gli utenti, sia per l'incidenza economica degli investimenti necessari a ridurre le interruzioni. Obiettivo della regolazione è tutelare gli utenti e fornire agli esercenti gli stimoli necessari a ridurre le interruzioni.

Data la difformità iniziale tra i metodi utilizzati dagli esercenti è stato necessario, come presupposto essenziale per l'introduzione di una regolazione della

continuità del servizio, definire un sistema uniforme di indicatori, che consentisse un confronto certo tra i dati elaborati dagli esercenti e rendesse praticabile l'attività di controllo a campione. A questo fine l'Autorità ha introdotto obblighi di registrazione delle interruzioni, basati sull'utilizzo più ampio possibile di sistemi di registrazione automatica dell'istante di inizio delle interruzioni (tramite i sistemi di telecontrollo), corredati da alcune registrazioni manuali. Gli obiettivi di regolazione delle interruzioni sono i seguenti:

- avvicinare il livello medio di continuità del paese ai migliori livelli medi nazionali registrati attualmente in altri paesi europei, da raggiungere nel minor numero possibile di anni;
- ridurre i divari esistenti tra le diverse regioni a parità di grado di concentrazione dell'utenza, senza far peggiorare le situazioni in cui già oggi si registrano i migliori livelli effettivi di continuità;
- tutelare gli utenti attraverso l'introduzione di indennizzi automatici individuali o collettivi, cioè commisurati al valore medio di continuità registrato in uno stesso ambito territoriale e applicati a tutti gli utenti dell'ambito, proporzionalmente ai loro consumi.

La regolazione delle interruzioni senza preavviso lunghe (cioè di durata superiore a 3 minuti) è stata introdotta per il periodo 2000-2003 con la delibera 28 dicembre 1999, n. 202, che ha costituito una rilevante novità per il nostro paese.

Allo scopo di tenere conto delle forti differenze iniziali presenti sul territorio nazionale anche a parità di grado di concentrazione territoriale, la regolazione definisce gli ambiti territoriali a cui si riferiscono i livelli generali di continuità del servizio.

A ciascun ambito territoriale sono stati assegnati, nel corso del 2000, i livelli tendenziali di continuità per gli anni 2000-2003 che definiscono un "percorso di miglioramento" obbligatorio in ciascun ambito territoriale, a partire dal livello effettivo medio registrato nello stesso ambito durante il biennio 1998-1999. Il miglioramento obbligatorio è tanto maggiore quanto peggiore è la continuità del servizio, in modo da produrre un fenomeno di convergenza.

Per tre regioni del Mezzogiorno (Campania, Calabria e Sicilia), per le quali non si sono ritenuti validi i dati di continuità del servizio relativi al biennio 1998-1999, sono stati definiti livelli tendenziali di continuità per il periodo 2001-2003 con tassi di miglioramento più severi di quelli applicati nel resto d'Italia (Tav. 6.5).

Per gli ambiti territoriali che hanno già raggiunto una qualità ottimale è previsto un regime particolare di incentivazione al mantenimento di tali livelli.

Il sistema di incentivi e di penalità dei distributori prevede che, per ognuno dei circa 300 ambiti territoriali interessati, l'incentivo o la penalità venga determinato in relazione al proprio obiettivo di miglioramento, costituito dal livello tendenziale di continuità per ciascun anno, sulla base di una media mobile biennale. Il sistema, basato su valori medi biennali per evitare che gli eventi meteorologici possano incidere sui dati di continuità del servizio, esclude le interruzioni dovute a cause di forza maggiore o a danni imputabili a terzi. Il meccanismo prevede inoltre incentivi per gli ambiti territoriali che migliorano più degli obiettivi, e penalità per quelli che raggiungono risultati negativi con una franchigia (entro il 5 per cento in più o in meno) che non dà luogo né a incentivi né a penalità.

TAV. 6.5 MIGLIORAMENTI DI CONTINUITÀ OBBLIGATORI PER IL GRUPPO ENEL

Durata complessiva delle interruzioni senza preavviso lunghe; minuti persi per utente per anno^(A) e percentuali di miglioramento medio^(B)

	LIVELLO BASE 1998-1999	OBIETTIVO 1999-2000	OBIETTIVO 2000-2001	OBIETTIVO 2001-2002	OBIETTIVO 2002-2003
Nord	100	93	86	81	76
<i>Miglioramento medio</i>	-	7%	14%	19%	24%
Centro	192	168	149	133	120
<i>Miglioramento medio</i>	-	13%	23%	31%	38%
Sud ^(C)	277	237	205	180	159
<i>Miglioramento medio</i>	-	14%	26%	35%	43%
Sud ^(D)	324	269	237	181	140
<i>Miglioramento medio</i>	-	17%	27%	44%	57%
Enel	188	163	146	124	108
<i>Miglioramento medio</i>	-	13%	23%	34%	43%

(A) I livelli di continuità sono espressi in minuti persi per utente all'anno, valore medio biennale netto.

(B) Il miglioramento medio percentuale è calcolato sempre rispetto al livello base 1998-1999.

(C) Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata, Sardegna (livello base 1998-1999).

(D) Calabria, Campania e Sicilia (livello base 2000); dati 1998-1999 stimati.

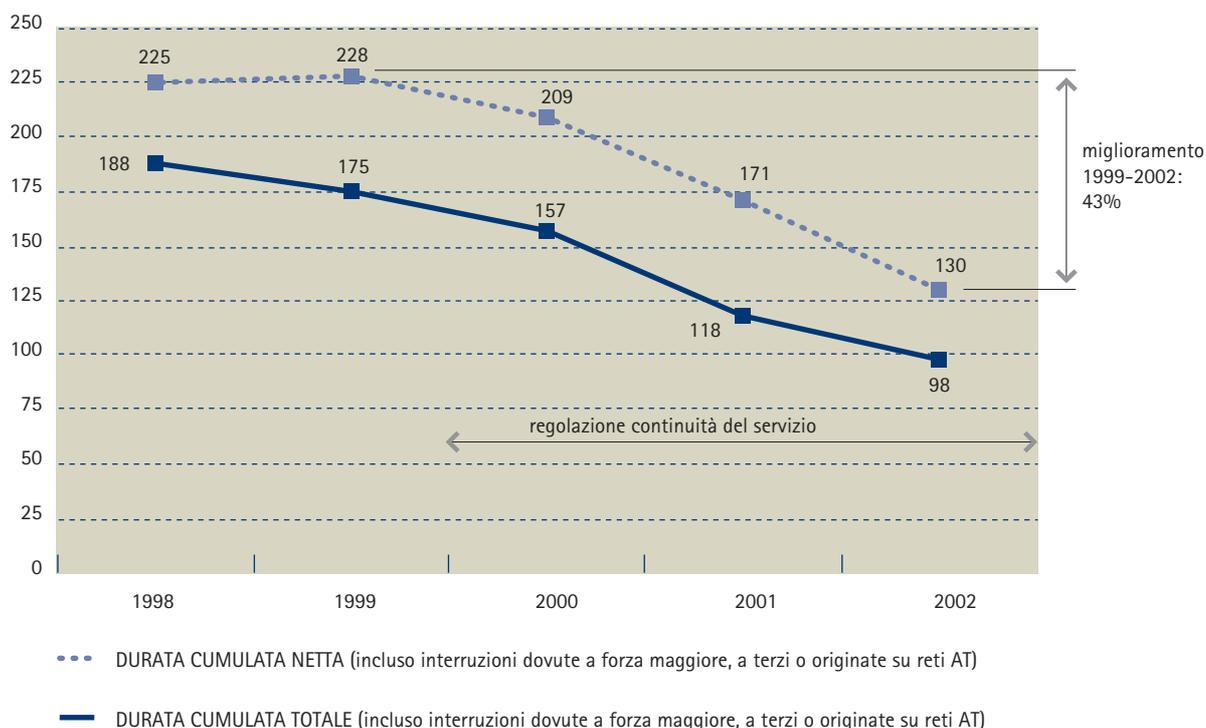
Effetti della nuova regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

I risultati raggiunti nel primo periodo di attuazione della regolazione economica delle interruzioni senza preavviso lunghe (2000-2002) indicano che la regolazione ha prodotto stimoli efficaci alla riduzione del numero e della durata delle interruzioni (Fig. 6.1). Sono stati infatti rilevati miglioramenti, sia per Enel sia per la maggior parte delle imprese distributrici locali.

I dati di continuità evidenziano che la durata complessiva di interruzione per cliente, considerando tutte le interruzioni senza preavviso lunghe, è passata da

228 minuti persi nel 1999 a 130 minuti persi nel 2002. Il miglioramento è stato guidato dalla riduzione dei valori dell'indicatore di riferimento (durata complessiva delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente BT), calcolato escludendo le interruzioni attribuite a cause di forza maggiore, a cause esterne o con origine sulle reti di alta tensione e sulla rete di trasmissione nazionale. L'indicatore di riferimento è passato da 175 minuti persi nel 1999 a 98 minuti persi nel 2002; il miglioramento della durata complessiva di interruzione per cliente ha indotto un parziale beneficio anche in termini di riduzione del numero di interruzioni per cliente, che è sceso da 4,2 interruzioni per cliente nel 1999 a 2,9 nel 2002.

FIG. 6.1 MIGLIORAMENTO DELLA CONTINUITÀ DEL SERVIZIO NEL PERIODO 1998-2002



Uno degli obiettivi della nuova regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica era quello di ridurre le differenze territoriali, in particolare tra le regioni del Nord e quelle del Centro Sud. Anche sotto questo profilo, il nuovo sistema di regolazione ha prodotto una sensibile riduzione dei divari esistenti (Tav. 6.6, Tav. 6.7, Tav. 6.8). Sul sito Internet dell'Autorità sono disponibili i dati disaggregati per regione e per impresa distributrice.

Dal punto di vista economico, il miglioramento comporterà un aggravio delle tariffe piuttosto limitato. In base a una simulazione effettuata dagli uffici dell'Autorità, si può prevedere che per l'intero periodo 2000-2003 l'impatto

tariffario degli incentivi, al netto delle penalità versate dagli esercenti che non riescono a raggiungere i livelli tendenziali di continuità, sia inferiore a 3 euro all'anno per cliente.

Infine, la valutazione degli effetti della regolazione della continuità del servizio nel periodo 2000-2003 deve tenere conto anche del numero di imprese distributrici progressivamente soggette alla regolazione stessa. Nell'anno 2000, la regolazione della continuità del servizio ha interessato 7 imprese distributrici, per un totale di 24,1 milioni di clienti (ripartiti in 230 ambiti territoriali). Nel 2003, si prevede invece che riguarderà 24 imprese distributrici (su 41 con più di 5 000 clienti), per un totale di 33,4 milioni di clienti, pari a oltre il 99 per cento del loro numero complessivo, inclusi quelli serviti da imprese distributrici con meno di 5 000 clienti.

TAV. 6.6 **RIDUZIONE DEI DIVARI REGIONALI DI CONTINUITÀ DEL SERVIZIO ELETTRICO, 1999-2002**

	DURATA DI INTERRUZIONE (MINUTI PERSI PER CLIENTE)		NUMERO DI INTERRUZIONI PER CLIENTE	
	1999	2002	1999	2002
Nord	136	92	2,6	2,0
Centro	224	111	5,0	2,9
Sud ^(A)	356	195	6,0	4,2
Italia	228	130	4,2	2,9

(A) Per le regioni Campania, Calabria e Sicilia i dati del 1999 sono stati stimati dagli uffici dell'Autorità, in mancanza di dati validi forniti dagli esercenti.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti.

Attività svolta nell'ultimo anno

Nel corso del 2002 l'attività sulla continuità del servizio elettrico è stata focalizzata su due filoni:

- definizione di un Testo integrato della continuità del servizio, che comprende tutte le delibere a carattere generale già emanate dall'Autorità su questa materia, con alcune modifiche e integrazioni suggerite dall'esperienza attuativa;
- effettuazione di controlli sui dati di continuità del servizio forniti dagli esercenti relativi al 2001 e svolgimento del procedimento per la definizione degli incentivi e delle penalità relativi allo stesso anno.

Con la delibera 1 agosto 2002, n. 155, l'Autorità ha armonizzato nel Testo integrato della continuità del servizio tutta la disciplina della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica. Il Testo integrato abroga i pre-

TAV. 6.7 INDICATORI DI CONTINUITÀ DEL SERVIZIO ELETTRICO NEL 2002, GRUPPO ENEL

	INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO ANNO 2002		INTERRUZIONI CON PREAVVISO ANNO 2002	
	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI	DURATA CUMULATA TOTALE	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI	DURATA CUMULATA TOTALE
Piemonte	3,11	175,63	0,42	53,10
Valle d'Aosta	1,50	62,05	1,06	141,96
Liguria	2,79	97,30	0,22	22,36
Lombardia	1,71	82,85	0,36	42,01
Trentino Alto Adige	3,21	171,20	0,63	79,21
Veneto	2,19	92,29	0,88	132,00
Friuli Venezia Giulia	1,85	87,86	0,65	99,10
Emilia Romagna	1,58	61,95	0,59	90,56
Toscana	2,79	100,83	0,79	112,05
Marche	2,28	82,37	0,98	144,16
Umbria	2,37	76,00	1,45	177,32
Lazio	3,79	133,41	1,26	243,52
Abruzzo	2,84	105,19	1,27	262,34
Molise	2,88	92,20	1,44	301,83
Campania	4,12	159,77	0,30	66,68
Puglia	3,93	202,03	0,73	163,48
Basilicata	3,82	178,29	1,40	336,77
Calabria	5,70	212,38	1,60	413,62
Sicilia	4,42	258,48	0,88	239,63
Sardegna	4,06	165,99	0,75	160,91
NORD	2,14	99,64	0,52	70,71
CENTRO	2,99	105,97	1,03	164,47
SUD	4,20	194,86	0,83	201,34
ITALIA	3,08	137,17	0,73	136,94

TAV. 6.8 INDICATORI DI CONTINUITÀ DEL SERVIZIO ELETTRICO NEL 2002, AZIENDE ELETTRICHE LOCALI CON PIÙ DI 100 000 CLIENTI FINALI

AZIENDE ELETTRICHE LOCALI	INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO ANNO 2002		INTERRUZIONI CON PREAVVISO ANNO 2002	
	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI	DURATA CUMULATA TOTALE	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI	DURATA CUMULATA TOTALE
Acea Roma	2,72	128,03	0,16	17,53
Aem Milano	1,32	62,94	0,69	40,12
Aem Torino	1,43	42,40	0,14	8,31
Agsm Verona	0,73	27,26	0,19	25,35
Acegas Trieste	0,80	29,82	0,24	23,15
Aec Bolzano	1,17	43,25	0,44	40,32
Asm Brescia	1,32	31,18	0,34	18,09
Amps Parma	0,79	43,74	0,27	31,43
Meta Modena	0,93	23,47	0,27	19,03

cedenti provvedimenti a carattere generale, ma non altera in maniera sostanziale la coerenza della disciplina applicata. Sono state introdotte alcune modifiche su aspetti tecnici, quali, per esempio:

- la possibilità di apportare rettifiche dei dati comunicati fino al 30 settembre, per tenere conto delle difficoltà degli esercenti nell'acquisizione della documentazione necessaria a comprovare le cause di forza maggiore;
- la modifica dei termini del procedimento per la definizione dei recuperi di continuità del servizio e l'approvazione e la verifica delle istanze, così da tenere conto dell'iter procedurale stabilito dal decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244;
- il chiarimento dei criteri di attribuzione delle origini e delle cause delle interruzioni; a questo stesso scopo, a seguito di richieste delle imprese distributrici, l'Area consumatori e qualità del servizio, d'intesa con l'Ufficio controlli e ispezioni dell'Autorità, ha reso disponibili istruzioni tecniche per la corretta registrazione delle cause e delle origini delle interruzioni.

Per quanto concerne i controlli tecnici, ne sono stati effettuati 12 a campione (che portano a 49 il numero complessivo di quelli realizzati nel periodo 2000-2002). Con la delibera 23 gennaio 2003, n. 7, l'Autorità ha determinato per ciascun ambito territoriale i recuperi di continuità del servizio conseguiti dagli esercenti durante l'anno precedente, sulla base dei dati di continuità del servizio comunicati, nonché degli esiti dei controlli effettuati.

Nel corso dello stesso procedimento sono state esaminate le interruzioni accadute in occasione di un'ondata di maltempo che ha interessato, nei giorni 13 e 14 dicembre 2001, alcune regioni del Nord Italia e, nei giorni successivi, alcune località del Sud Italia. Dopo aver provveduto a richiedere agli esercenti operanti sul territorio investito dal maltempo informazioni relative alle eventuali interruzioni del servizio verificatesi in quella circostanza, l'Autorità ha contestato a Enel Distribuzione S.p.A. e ad Amps S.p.A. (Parma) l'attribuzione integrale di tali interruzioni a cause di forza maggiore, ritenendo invece, sulla base della documentazione fornita dagli stessi esercenti, di suddividere la durata delle interruzioni, attribuendo ad altre cause solo la quota pari alla media storica dei tempi di intervento sui medesimi impianti, e a cause di forza maggiore la restante parte del tempo di intervento. È stato quindi necessario determinare, per quegli esercenti che avevano attribuito erroneamente le interruzioni a cause di forza maggiore, il valore presunto dell'indicatore di riferimento per gli ambiti territoriali interessati dal maltempo. Si è inoltre applicata la disposizione a carattere generale prevista dall'art. 25, comma 2, del Testo integrato della continuità del servizio che stabilisce, nel caso in cui l'Autorità definisca il valore presunto annuale dell'indicatore di riferimento, il non riconoscimento dei costi ipotizzati per gli ambiti territoriali interessati.

La nuova regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas

La sicurezza del servizio è la salvaguardia delle persone e delle cose dai danni derivanti da esplosioni, da scoppi e da incendi provocati dal gas distribuito; essa dipende dall'odorizzazione artificiale del gas, finalizzata a consentire di avvertirne la presenza nell'aria, dalla riduzione delle fughe di gas attraverso l'ispezione delle reti di distribuzione e la protezione catodica delle reti in acciaio, da un servizio di pronto intervento in caso di chiamata.

La continuità del servizio di distribuzione del gas è la mancanza di interruzioni nell'erogazione della fornitura ai clienti. Il gas dovrebbe essere fornito con continuità, in quanto le interruzioni del servizio possono esporre i clienti a rischi all'atto della riattivazione dell'erogazione, nonché provocare loro danni e disagi. Tuttavia, per motivi tecnici, non è possibile raggiungere la mancanza assoluta di interruzioni.

Alla fine del 2000 l'Autorità ha emanato la delibera 28 dicembre 2000, n. 236, con la quale ha definito la regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas ponendosi come scopo quello di:

- salvaguardare la sicurezza fisica delle persone e delle cose e tutelare l'ambiente attraverso la riduzione del gas metano immesso in atmosfera;
- tutelare i clienti riducendo il numero e la durata delle interruzioni;
- ridurre i divari esistenti tra i diversi distributori operanti nel paese, senza far peggiorare le situazioni in cui già oggi si registrano i migliori livelli effettivi di sicurezza e di continuità.

Il provvedimento ha introdotto un sistema di obblighi e di controlli per la regolazione della sicurezza e della continuità del servizio, fissando per il periodo 2002-2003 i livelli nazionali base e di riferimento per ciascuno degli indicatori al riguardo.

Per regolare con sufficiente precisione la sicurezza e la continuità del servizio, l'Autorità ha scelto il singolo impianto di distribuzione come ambito territoriale per il quale calcolare i livelli effettivi di sicurezza e di continuità.

La pubblicazione comparativa dei livelli effettivi e dei punteggi di indicatore per ogni impianto di distribuzione e per ogni distributore stimola questi ultimi al miglioramento dei propri livelli effettivi di sicurezza e di continuità.

La regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas introduce l'obbligo per ogni distributore di definire procedure operative per la gestione di emergenze (fuori servizio di cabine di alimentazione della rete, di interi tratti di rete di media o di bassa pressione ecc.) e di incidenti derivanti dall'uso del gas distribuito; oltre che di comunicare tempestivamente al Comitato italiano gas (CIG) ogni emergenza o incidente che lo abbia coinvolto. Il dispiegamento della regolazione della sicurezza e della continuità è stato graduale e precisamente:

- per tutte le imprese di distribuzione, a partire dal 2001, sono decorsi gli obblighi di effettuazione del pronto intervento anche per chiamata relativa a segnalazione di fuga di gas sull'impianto del cliente;
- per ogni impresa distributrice con più di 5 000 utenti (e per ogni impianto da essa gestito con più di 1 000 utenti allacciati) dall'1 gennaio 2002 è decorso l'obbligo di predisporre e mantenere costantemente aggiornato un registro nel quale riportare i dati riguardanti la sicurezza e la continuità;
- per ogni impresa distributrice con più di 5 000 utenti (e per ogni impianto da essa gestito con più di 1 000 utenti allacciati):
 - dall'1 luglio 2001 è decorso l'obbligo di dotarsi di planimetria aggiornata;
 - dall'1 gennaio 2002 è decorso l'obbligo del rispetto della regolazione della sicurezza e della continuità.

Entro il 31 dicembre 2003, l'Autorità effettuerà una verifica sulla base dei dati comunicati dai distributori in attuazione della regolazione. In base a essa, l'Autorità potrà estendere l'applicazione della regolazione anche ai distributori che in sede di prima attuazione sono stati esonerati, individuare ulteriori indicatori di sicurezza e di continuità del servizio, modificare gli obblighi di servizio o introdurre di nuovi.

Effetti della nuova regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas

I dati sulla qualità tecnica del servizio gas a mezzo di reti urbane a clienti per usi civili sono pubblicati dall'Autorità a cadenza annuale a partire dai dati comunicati dagli esercenti il servizio gas.

Il 2001 è stato il primo anno di applicazione delle nuove regole fissate dall'Autorità, con la delibera n. 47/00, per il servizio di pronto intervento. A differenza della precedente disciplina della Carta dei servizi, vengono definite dall'Autorità le situazioni di pronto intervento e uno standard generale di tempestività secondo il quale l'esercente deve recarsi sul luogo di chiamata. La delibera n. 236/00 ha introdotto, a partire dal 2002, l'ulteriore obbligo di intervento anche in caso di segnalazione di dispersioni a valle del punto di consegna.

La tavola 6.9 fornisce il riepilogo generale delle prestazioni di pronto intervento per l'anno 2002 relative ai grandi esercenti.

Il 2002 è stato il primo anno di applicazione delle nuove regole fissate dall'Autorità con la delibera n. 236/00, per le attività di ispezione della rete interrata di distribuzione (così da individuare le dispersioni di gas), di protezione catodica delle reti in acciaio e di odorizzazione del gas. Le tavole 6.10 e 6.11 forniscono il riepilogo generale delle attività di ispezione della rete e di localizzazione delle dispersioni per l'anno 2002 relative ai grandi esercenti.

La tavola 6.12 fornisce il riepilogo generale delle attività di protezione catodica relative ai grandi esercenti per l'anno 2002.

Attività svolta nell'ultimo anno

A partire dal 2003 gli esercenti con più di 5 000 clienti finali allacciati hanno l'obbligo di comunicare all'Autorità, entro il 31 marzo di ogni anno, i dati di sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas. Gli esercenti con un numero di clienti finali allacciati minore o uguale a 5 000 hanno l'obbligo di invio dei soli dati relativi alle chiamate di pronto intervento. L'Autorità, per favorire la tempestività nella comunicazione dei dati e facilitare il suo compito di vigilanza, ha predisposto un sistema per l'invio telematico dei dati con l'accreditamento diretto di ogni esercente tramite Internet.

Inoltre, nel corso del 2002, è stata rivolta particolare attenzione allo sviluppo delle norme tecniche relative alle attività correlate alla sicurezza e alla conti-

TAV. 6.9 PRONTO INTERVENTO DEI GRANDI ESERCENTI, ANNO 2002

ESERCENTI	N. CLIENTI FINALI	IMPIANTO DI DISTRIBUZIONE		A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA		N. TOTALE CASI
		CASI	N. CASI OGNI 1 000 CLIENTI FINALI	CASI	N. CASI OGNI 1000 CLIENTI FINALI	
SOCIETÀ ITALIANA PER IL GAS	4 272 551	62 433	14,6	5 283	1,2	67 716
CAMUZZI GAZOMETRI	928 085	16 276	17,5	1 972	2,1	18 248
AEM DISTRIBUZIONE GAS E CALORE	834 005	21 495	25,8	507	0,6	22 002
HERA	656 691	9 908	15,1	156	0,2	10 064
NAPOLETANA GAS	608 322	11 880	19,5	39	0,1	11 919
ENEL DISTRIBUZIONE GAS	509 300	7 254	14,2	94	0,2	7 348
ITALCOGIM RETI	498 940	7 689	15,4	330	0,7	8 019
AZIENDA ENERGIA E SERVIZI	451 893	9 847	21,8	327	0,7	10 174
AZIENDA MEDITERRANEA GAS E ACQUA	320 138	5 713	17,8	8	0,0	5 721
FIorentINA GAS	309 775	6 933	22,4	495	1,6	7 428
GEAD	263 273	5 366	20,4	204	0,8	5 570
SICILIANA GAS	193 373	4 014	20,8	414	2,1	4 428
AGAC	192 451	2 675	13,9	134	0,7	2 809
ASM BRESCIA	156 993	1 495	9,5	1 562	9,9	3 057
AGES	155 013	2 007	12,9	198	1,3	2 205
CONSIAG RETI	153 860	1 520	9,9	326	2,1	1 846
ASCOPIAVE	152 652	777	5,1	306	2,0	1 083
AMPS	139 181	2 442	17,5	79	0,6	2 521
SGR RETI	134 786	1 353	10,0	327	2,4	1 680
AZIENDA PADOVA SERVIZI	127 239	865	6,8	160	1,3	1 025
AGSM RETE GAS	126 191	3 004	23,8	669	5,3	3 673
META RETE GAS	120 975	1 166	9,6	194	1,6	1 360
AMG ENERGIA	119 510	5 790	48,4	876	7,3	6 666
COGAS	114 108	30	0,3	1 272	11,1	1 302
ACEGAS	113 444	654	5,8	1 040	9,2	1 694
AZIENDA MUNICIPALE DEL GAS	102 972	1 701	16,5	0	0,0	1 701
TRENTINO SERVIZI	102 512	299	2,9	109	1,1	408
TOTALE	11 858 233	194 586	16,4	17 081	1,4	211 667

TAV. 6.10 RETE ISPEZIONATA DAI GRANDI ESERCENTI, ANNO 2002

ESERCENTI	N. CLIENTI FINALI	RETE IN BASSA PRESSIONE			RETE IN ALTA O MEDIA PRESSIONE		
		ESTENSIONE RETE IN Km	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA IN Km	% RETE ISPEZIONATA	ESTENSIONE IN Km	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA IN Km	% RETE ISPEZIONATA
SOCIETÀ ITALIANA PER IL GAS	4 272 551	21 561	8 718	40,4	14 629	6 287	43,0
CAMUZZI GAZOMETRI	928 085	7 999	2 595	32,4	3 412	1 339	39,3
AEM DISTRIBUZIONE GAS E CALORE	834 005	2 405	2 405	100,0	478	478	100,0
HERA	656 691	2 912	1 091	37,4	4 914	1 523	31,0
NAPOLETANA GAS	608 322	3 244	1 172	36,1	715	310	43,3
ENEL DISTRIBUZIONE GAS	509 300	4 956	3 638	73,4	2 813	2 146	76,3
ITALCOGIM RETI	498 940	3 273	1 982	60,5	2 261	2 264	100,1
AZIENDA ENERGIA E SERVIZI	451 893	1 119	298	26,7	171	85	49,5
AZIENDA MEDITERRANEA GAS E ACQUA	320 138	1 201	277	23,1	370	122	33,0
FIorentINA GAS	309 775	1 166	446	38,2	1 283	567	44,2
GEAD	263 273	2 236	1 761	78,7	3 677	2 550	69,4
SICILIANA GAS	193 373	1 271	313	24,6	726	359	49,4
AGAC	192 451	1 887	887	47,0	1 221	462	37,8
ASM BRESCIA	156 993	1 253	496	39,6	392	316	80,6
AGES	155 013	1 429	968	67,7	660	458	69,4
CONSIAG RETI	153 860	816	188	23,1	367	189	51,4
ASCOPIAVE	152 652	2 230	638	28,6	1 181	431	36,5
AMPS	139 181	574	78	13,6	1 094	134	12,2
SGR RETI	134 786	1 157	357	30,9	1 235	372	30,1
AZIENDA PADOVA SERVIZI	127 239	994	554	55,8	247	175	71,0
AGSM RETE GAS	126 191	810	619	76,4	285	256	89,7
META RETE GAS	120 975	673	195	28,9	532	184	34,6
AMG ENERGIA	119 510	490	437	89,2	190	130	68,2
COGAS	114 108	1 083	328	30,3	853	342	40,1
ACEGAS	113 444	611	490	80,3	117	117	100,0
AZIENDA MUNICIPALE DEL GAS	102 972	310	9	2,9	64	64	100,0
TRENTINO SERVIZI	102 512	985	377	38,2	385	173	44,9
TOTALE	11 858 233	68 648	31 316	45,6	44 272	21 833	49,3

TAV. 6.11 INDIVIDUAZIONE DI DISPERSIONI NELLE RETI DEI GRANDI ESERCENTI,
ANNO 2002

ESERCENTI	ESTENSIONE RETE IN Km	METRI DI RETE PER CLIENTE FINALE	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA IN Km	DA RETE ISPEZIONATA	NUMERO DISPERSIONI		
					PER Km RETE ISPEZIONATA	SEGNALATE DA TERZI	PER Km DA SEGNALAZIONE DI TERZI
SOCIETÀ ITALIANA PER IL GAS	36 190	8,5	15 005	2 315	0,15	25 722	0,71
CAMUZZI GAZOMETRI	11 411	12,3	3 934	174	0,04	7 605	0,67
AEM DISTRIBUZIONE GAS E CALORE	2 883	3,5	2 883	1 669	0,58	12 730	4,42
HERA	7 826	11,9	2 613	291	0,11	5 655	0,72
NAPOLETANA GAS	3 959	6,5	1 482	193	0,13	6 589	1,66
ENEL DISTRIBUZIONE GAS	7 770	15,3	5 784	279	0,05	2 019	0,26
ITALCOGIM RETI	5 535	11,1	4 246	117	0,03	2 713	0,49
AZIENDA ENERGIA E SERVIZI	1 290	2,9	383	9	0,02	4 407	3,42
AZIENDA MEDITERRANEA GAS E ACQUA	1 572	4,9	399	406	1,02	4 605	2,93
FIorentINA GAS	2 449	7,9	1 012	95	0,09	3 211	1,31
GEAD	5 913	22,5	4 311	284	0,07	1 935	0,33
SICILIANA GAS	1 997	10,3	672	9	0,01	2 023	1,01
AGAC	3 108	16,1	1 349	55	0,04	1 256	0,40
ASM BRESCIA	1 645	10,5	812	134	0,16	530	0,32
AGES	2 088	13,5	1 425	48	0,03	544	0,26
CONSIAG RETI	1 183	7,7	377	63	0,17	424	0,36
ASCOPIAVE	3 411	22,3	1 069	3	0,00	248	0,07
AMPS	1 668	12,0	211	35	0,17	1 090	0,65
SGR RETI	2 393	17,8	729	58	0,08	819	0,34
AZIENDA PADOVA SERVIZI	1 241	9,8	730	111	0,15	277	0,22
AGSM RETE GAS	1 096	8,7	875	62	0,07	1 109	1,01
META RETE GAS	1 206	10,0	379	15	0,04	454	0,38
AMG ENERGIA	680	5,7	567	35	0,06	4 228	6,21
COGAS	1 936	17,0	670	57	0,09	1 214	0,63
ACEGAS	727	6,4	607	111	0,18	705	0,97
AZIENDA MUNICIPALE DEL GAS	374	3,6	73	0	0,00	1 015	2,71
TRENTINO SERVIZI	1 370	13,4	549	8	0,01	156	0,11
TOTALE	112 920	9,52	53 149	6 636	0,12	93 283	0,83

TAV. 6.12 PROTEZIONE CATODICA DELLE RETI DEI GRANDI ESERCENTI, ANNO 2002

ESERCENTI	N. CLIENTI FINALI	ESTENSIONE RETE IN Km	ESTENSIONE RETE IN ACCIAIO Km	ESTENSIONE RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA IN Km	ESTENSIONE RETE IN ACCIAIO NON PROTETTA IN Km	% RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA
SOCIETÀ ITALIANA PER IL GAS	4 272 551	36 190	30 438	30 436	2	100,0
CAMUZZI GAZOMETRI	928 085	11 411	10 981	10 740	241	97,8
AEM DISTRIBUZIONE GAS E CALORE	834 005	2 883	1 025	572	453	55,8
HERA	656 691	7 826	6 432	6 166	266	95,9
NAPOLETANA GAS	608 322	3 959	3 001	3 001	0	100,0
ENEL DISTRIBUZIONE GAS	509 300	7 770	7 625	7 611	14	99,8
ITALCOGIM RETI	498 940	5 535	5 465	5 447	18	99,7
AZIENDA ENERGIA E SERVIZI	451 893	1 290	519	519	0	99,9
AZIENDA MEDITERRANEA GAS E ACQUA	320 138	1 572	451	49	402	10,9
FIorentinAGAS	309 775	2 449	1 699	1 613	86	94,9
GEAD	263 273	5 913	5 835	5 787	48	99,2
SICILIANA GAS	193 373	1 997	1 915	1 915	0	100,0
AGAC	192 451	3 108	2 953	2 953	0	100,0
ASM BRESCIA	156 993	1 645	666	398	268	59,8
AGES	155 013	2 088	2 085	878	1 207	42,1
CONSIAG RETI	153 860	1 183	1 032	1 027	5	99,5
ASCOPIAVE	152 652	3 411	3 411	3 411	0	100,0
AMPS	139 181	1 668	1 629	1 322	307	81,2
SGR RETI	134 786	2 393	2 380	2 380	0	100,0
AZIENDA PADOVA SERVIZI	127 239	1 241	77	54	23	69,8
AGSM RETE GAS	126 191	1 096	801	764	37	95,3
META RETE GAS	120 975	1 206	970	970	0	100,0
AMG ENERGIA	119 510	680	191	191	0	99,9
COGAS	114 108	1 936	1 831	1 808	23	98,8
ACEGAS	113 444	727	556	356	200	63,9
AZIENDA MUNICIPALE DEL GAS	102 972	374	372	156	216	41,9
TRENTINO SERVIZI	102 512	1 370	1 339	1 339	0	100,0
TOTALE	11 858 233	112 920	95 679	91 861	3 816	96,0

nuità del servizio. Su impulso dell'Autorità, l'APCE (Associazione per la protezione dalle corrosioni elettrolitiche) e l'ATIG (Associazione tecnica italiana del gas) – in collaborazione con il CIG – hanno redatto le *Linee guida* necessarie all'applicazione della delibera n. 236/00, ai sensi dell'art. 28 della stessa.

Le raccomandazioni contenute nelle *Linee guida* rappresentano i requisiti minimi essenziali per l'effettuazione delle attività trattate dalla delibera riguardo agli aspetti di sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas non coperti o non ancora sufficientemente regolati da norme tecniche nazionali o europee. Le *Linee guida* saranno periodicamente riviste e aggiornate per tenere conto dell'evoluzione tecnica e normativa nel loro campo di applicazione.

Nuova regolazione della sicurezza degli impianti di utenza gas

L'Autorità ha da sempre attribuito grande importanza alla sicurezza nell'uso del gas a valle del punto di consegna. A tal fine ha provveduto a emanare una serie di disposizioni finalizzate a promuovere la sicurezza degli impianti.

Particolarmente rilevanti sono state le regole introdotte nel corso dell'anno 2000 dalla delibera n. 47/00, relativa alla qualità commerciale dei servizi di distribuzione e vendita del gas, e dalla delibera n. 236/00, relativa alla regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas.

Fondamentali per la sicurezza a valle del punto di consegna del gas sono gli obblighi in capo ai distributori per quanto riguarda il controllo dell'odorizzazione del gas fornito e il servizio di pronto intervento, che deve essere effettuato dal distributore anche nel caso di chiamata per segnalazione di fughe di gas a valle del contatore; tali disposizioni assegnano ai distributori un ruolo diretto nella sicurezza degli impianti di utenza gas, con l'obbligo di sospensione della fornitura in presenza di dispersioni localizzate a valle del punto di consegna.

Anche nella definizione della nuova metodologia tariffaria per i servizi di distribuzione e fornitura del gas, introdotta con la delibera 28 dicembre 2000, n. 237, l'Autorità ha previsto un meccanismo transitorio per la promozione della sicurezza degli impianti di utenza a gas. Con la successiva delibera 18 aprile 2002, n. 64, sono state precisate le norme di dettaglio per il riconoscimento dei costi sostenuti dalle imprese di distribuzione del gas per la promozione della sicurezza degli impianti dei clienti finali. In tal modo i distributori sono stati incentivati ad attuare specifiche iniziative al riguardo (per esempio, verifiche volontarie degli impianti di utenza, corsi di formazione per operatori del settore, campagne informative ai clienti finali sulla sicurezza post contatore).

Attività svolta nell'ultimo anno

In attuazione dell'art. 16, comma 5, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, e del compito attribuito dalla legge istitutiva di tutela in eguale misura dei clienti finali anche sotto il profilo della sicurezza, l'Autorità ha pubblicato, nel giugno 2002, il Documento per la consultazione *Regolazione delle attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas*.

In esso, l'Autorità ha proposto di individuare, come impianto di utenza, tutto quello a valle del punto di consegna del gas (inclusi i sistemi di aerazione, ventilazione e scarico dei fumi, con esclusione delle apparecchiature) e di suddividere gli impianti di utenza in tre gruppi:

- impianti di utenza in servizio o esistenti;
- impianti di utenza modificati;
- impianti di utenza nuovi.

Il regolamento proposto stabilisce che il distributore controlli, tramite personale tecnico, dipendente o esterno, la documentazione prevista dalla legislazione e dalla normativa vigenti in tema di sicurezza, provvedendo a un accertamento diretto sull'impianto di utenza solo nel caso di documentazione incompleta o incoerente.

Il Documento pone molta attenzione agli aspetti legati alla tutela della concorrenza: sono stati pertanto previsti requisiti soggettivi di incompatibilità per gli accertatori sul singolo impianto, ipotizzando, per esempio, che il controllo non possa essere effettuato dal progettista o da chi lo ha realizzato.

Per quanto riguarda la copertura dei costi, l'Autorità ha proposto un meccanismo che incentiva comportamenti virtuosi da parte dei clienti finali attraverso:

- il riconoscimento in tariffa dei costi degli accertamenti per i quali risulti completa la documentazione fornita;
- l'addebito diretto al cliente finale che viceversa ha fornito una documentazione incompleta o incoerente.

L'Autorità ha previsto, sulla base dei dati disponibili e dopo la piena attuazione della nuova regolazione, un'incidenza media annua per cliente finale non superiore a 4 euro.

La proposta della nuova regolazione della sicurezza degli impianti di utenza a gas prevede tempi che assicurino una adeguata gradualità per tutti i soggetti interessati: i distributori, gli installatori, i clienti finali. In particolare, a partire dalla data di pubblicazione del provvedimento da parte dell'Autorità, si ipotizzano:

- 60 giorni per l'avvio degli accertamenti degli impianti nuovi;
- 180 giorni per l'avvio degli accertamenti degli impianti modificati;
- 365 giorni per l'avvio degli accertamenti degli impianti esistenti, con una periodicità di controllo compresa tra 8 e 12 anni.

L'Autorità è intervenuta anche riguardo alla copertura assicurativa, a favore dei clienti finali civili, per i rischi derivanti dall'uso del gas. A fronte della disponibilità manifestata da Eni S.p.A., se pure in via transitoria e per il solo anno 2003, di rinnovare l'assicurazione stipulata a partire dal 1991 dalla società Snam S.p.A. a favore dei clienti finali del gas naturale allacciati a reti di distribuzione urbana (con l'esclusione di industrie e complessi ospedalieri rispettivamente con consumi superiori a 200 000 e 300 000 m³ annui e dei consumatori per auto-trazione) e in scadenza, l'Autorità ha provveduto con delibera 13 marzo 2003, n. 21, alla copertura dei relativi costi sostenuti dalla Stogit S.p.A. Con delibera 30 aprile 2003, n. 47, l'Autorità ha avviato il procedimento per individuare il meccanismo assicurativo più idoneo per raggiungere in modo stabile e definitivo gli obiettivi che si propone la vigente polizza assicurativa; questo tenendo conto dell'esigenza di una polizza che si applichi a tutti i clienti finali per usi civili, a prescindere dalle modalità e condizioni di fornitura del gas. Tale soluzione sarà focalizzata con il contributo di tutti i soggetti interessati e operanti nel settore del gas.

Rilevazione sistematica della soddisfazione delle famiglie

Nel corso degli anni 1998-2002 l'Istat ha rivolto per conto dell'Autorità, all'interno dell'indagine multiscopo sulle famiglie *Aspetti della vita quotidiana*, a un campione costituito da oltre 20 000 famiglie rappresentative di tutte le regioni d'Italia, specifici quesiti volti a rilevare la soddisfazione degli utenti e l'efficacia dei servizi nei settori dell'energia elettrica e del gas.

Il livello generale di soddisfazione dell'utenza dei due servizi è complessivamente buono; all'interno di un grado di soddisfazione mediamente alto si evidenziano situazioni differenziate sotto il profilo geografico (Tav. 6.13 e Tav. 6.14).

TAV. 6.13 SODDISFAZIONE COMPLESSIVA PER IL SERVIZIO ELETTRICO

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

	1998	1999	2000	2001
Nord Ovest	94,6	94,5	94,1	94,5
Nord Est	93,1	94,1	92,0	94,3
Centro	89,4	91,3	89,6	91,1
Sud	86,4	88,1	88,7	89,2
Isole	83,7	83,9	84,5	84,5
Italia	90,3	91,2	90,6	91,7

Fonte: Istat, Indagine multiscopo, anni 1998-2001.

TAV. 6.14 SODDISFAZIONE COMPLESSIVA PER IL SERVIZIO GAS

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

	1998	1999	2000	2001
Nord Ovest	95,0	95,0	94,6	94,7
Nord Est	94,5	94,7	94,0	94,5
Centro	94,5	95,7	94,9	94,3
Sud	94,5	95,1	94,9	96,0
Isole	89,8	95,6	91,5	96,3
Italia	94,5	95,2	94,5	94,9

Fonte: Istat, Indagine multiscopo, anni 1998-2001.

Interventi in tema di misura del gas per i clienti finali

L'art. 18, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00, ha introdotto novità rilevanti in tema di misura del gas per i clienti finali:

- a partire dall'1 luglio 2002, impone la misura oraria del gas ai clienti con consumo annuo superiore a 200 000 Sm³;
- affida all'Autorità la potestà di:
 - prorogare tale termine su istanza di imprese di trasporto o di distribuzione;
 - estendere tale obbligo al di sotto della soglia dei 200 000 Sm³ ad altre tipologie di clienti.

L'obbligo della misura oraria del gas costituisce un processo complesso che vede coinvolti e in alcuni casi contrapposti i seguenti soggetti:

- imprese di trasporto;
- imprese di distribuzione;
- costruttori dei misuratori;
- costruttori dei convertitori;
- costruttori dei *data logger*;
- venditori grossisti;
- venditori al dettaglio;
- clienti finali.

L'introduzione della misura oraria, importante per lo sviluppo della concorrenza, richiede innanzitutto la definizione di aspetti specialistici tecnici relativi ai misuratori e di sistema, da una parte standardizzati e dall'altra specifici a secon-

da delle esigenze di tutti i soggetti interessati. Tali attività, stante la loro molteplicità e complessità, necessitano in genere di tempi di definizione non brevi. A seguito di una ricognizione che ha consentito di verificare la mancata definizione di tali aspetti, l'Autorità con la delibera 11 luglio 2002, n. 130, ha differito di 18 mesi l'avvio della misura oraria del gas.

LA TUTELA DEI CONSUMATORI NEL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS

La legge istitutiva n. 481/95 ha assegnato all'Autorità la promozione della tutela degli interessi di utenti e consumatori, nel quadro degli obiettivi di politica generale formulati dal Governo e dal Parlamento.

L'attività svolta dall'Autorità in questo ambito nel corso dei sei anni trascorsi dalla sua istituzione ha seguito 5 direzioni principali:

- verifica dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni provenienti da utenti singoli o associati;
- nuova regolazione delle condizioni di fornitura per i servizi di distribuzione e vendita dell'energia elettrica e del gas;
- diffusione delle informazioni inerenti le condizioni di svolgimento dei servizi mirata al miglioramento degli standard di trasparenza e alla riduzione dell'asimmetria informativa tra consumatori ed esercenti;
- coinvolgimento delle associazioni dei consumatori nei settori regolati attraverso la partecipazione alle audizioni periodiche, al processo di consultazione finalizzato all'emanazione di provvedimenti generali, nonché alla definizione di un protocollo d'intesa con il CNCU;
- individuazione delle modalità di promozione del ricorso degli utenti alla risoluzione stragiudiziale delle controversie.

La valutazione dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni

Dalla sua istituzione a oggi l'Autorità ha ricevuto un numero crescente di reclami, richieste di informazione e segnalazioni relative ai settori dell'energia elettrica e del gas, da parte sia dei consumatori sia delle loro associazioni. Da un totale complessivo di circa 200 comunicazioni inviate nel periodo 1998-1999 si è giunti alle oltre 700 nell'anno 2002-2003 (Tav. 6.15). Come si evince dalla tavola, sostanzialmente costante nel tempo rimane invece il rapporto tra il numero di reclami, segnalazioni e richieste di informazioni riguardanti il servizio di distribuzione e vendita di energia elettrica e quello relativo al servizio di

distribuzione e vendita del gas. Tale rapporto trova origine innanzitutto nel differente numero di clienti dei servizi (coloro che usufruiscono del servizio del gas sono quasi la metà degli utenti del servizio elettrico) e inoltre nella maggiore percepibilità da parte dei clienti elettrici di alcuni disservizi di carattere tecnico (discontinuità del servizio, sbalzi di tensione ecc.).

Nel settore elettrico l'attività di valutazione dei reclami, focalizzata inizialmente su questioni tariffarie, si è negli ultimi anni progressivamente estesa a problemi relativi alla continuità del servizio e alle modalità di fatturazione, con specifico riguardo alla ricostruzione dei consumi a seguito del malfunzionamento del misuratore. Nell'ambito del settore gas la valutazione dei reclami, delle richieste di informazioni e delle segnalazioni si è invece concentrata, seppure in percentuali diverse nel corso degli anni, sulle problematiche inerenti la fatturazione, gli allacciamenti e i contratti.

Attività svolta nell'ultimo anno

Al netto dei reclami tariffari (non trattati in questo capitolo) tra l'1 maggio 2002 e il 30 aprile 2003 sono state trasmesse all'Autorità 718 comunicazioni, di cui l'83 per cento è rappresentato da reclami, mentre l'11 per cento è costituito da richieste di informazione e il 6 per cento da segnalazioni.

Il 67,96 per cento delle comunicazioni ha riguardato il settore elettrico con particolare riferimento alle interruzioni della fornitura (30 per cento), alle problematiche legate alla fatturazione (21 per cento), a difficoltà riscontrate al momento dell'allacciamento alla rete di distribuzione (16 per cento), all'interpretazione di clausole contrattuali (9,3 per cento), a questioni attinenti alla qualità della fornitura e alla qualità commerciale (6,5 per cento), nonché alle contestazioni in merito al corretto funzionamento dei gruppi di misura (6,3 per cento).

Crescente risulta essere l'attenzione posta dai clienti alla qualità del servizio offerto, con particolare riguardo sia alla componente strategica della continuità sia all'aspetto della qualità commerciale, legata al rispetto da parte degli esercenti degli standard specifici e generali di qualità fissati dall'Autorità.

Per quanto concerne il settore del gas, i reclami hanno rappresentato il 75,66 per cento dei casi, le richieste di informazione il 18,69 per cento e le segnalazioni il 5,65 per cento. Gli argomenti che sono stati oggetto di approfondimento riguardano principalmente l'interpretazione dei contratti (28 per cento), le problematiche relative alla fatturazione (27 per cento) e agli allacciamenti (21 per cento), la trasparenza delle bollette (8,6 per cento), nonché la qualità della fornitura e la qualità commerciale. Infine, il contenzioso relativo alla delibera 18 ottobre 2001, n. 229 (si veda in proposito il paragrafo successivo), ha particolarmente inciso sulle richieste di informazione pervenute nell'ultimo anno sia attraverso la posta elettronica sia attraverso il telefono.

TAV. 6.15 RECLAMI, RICHIESTE DI INFORMAZIONI E SEGNALAZIONI RICEVUTE DALL'AUTORITÀ NEL PERIODO MAGGIO 1999 – APRILE 2003

	RECLAMI	RICHIESTE DI INFORMAZIONI	SEGNALAZIONI
1999-2000			
Totale	221	79	23
Elettrici	155	48	14
Gas	66	31	9
2000-2001			
Totale	375	124	38
Elettrici	270	85	32
Gas	105	39	6
2001-2002			
Totale	449	77	45
Elettrici	323	36	30
Gas	126	41	15
2002-2003			
Totale	596	79	43
Elettrici	422	36	30
Gas	174	43	13

TAV. 6.16 PRINCIPALI ARGOMENTI OGGETTO DEI RECLAMI, DELLE SEGNALAZIONI E DELLE RICHIESTE DI INFORMAZIONI RICEVUTI DALL'AUTORITÀ NEL PERIODO MAGGIO 2002 – APRILE 2003

ARGOMENTI OGGETTO DI RECLAMO	TOTALE CASI numero	TOTALE CASI %
ENERGIA ELETTRICA		
Interruzioni	131	30,0
Fatturazione	86	21,0
Allacciamenti	70	16,0
Contratti	40	9,3
Qualità commerciale e qualità fornitura	28	6,5
Contatori	27	6,3
Tariffe	19	4,4
Bollette	16	3,7
<i>Call center</i>	12	2,8
GAS		
Contratti	58	28,0
Fatturazione	57	27,0
Allacciamenti	43	21,0
Bollette	18	8,6
Qualità commerciale e qualità fornitura	12	5,7
Tariffe	6	2,6
Contatori	6	2,6
<i>Call center</i>	5	2,3
Imposte	4	2,2

Condizioni contrattuali di fornitura dell'energia elettrica e del gas

L'attività di valutazione di reclami, istanze e segnalazioni dei consumatori e degli utenti è funzionale a interventi di natura regolamentare e in particolare all'emanazione di direttive volte a modificare le condizioni generali del rapporto di utenza.

Nel corso del primo triennio di attività l'Autorità ha rilevato sia nel settore elettrico sia in quello del gas una scarsa equità nei rapporti contrattuali tra cliente ed esercente, determinata dalla mancanza di una specifica regolamentazione (sia civilistica sia amministrativa) in materia e dallo squilibrio tra le posizioni dei contraenti. Le analisi condotte dall'Autorità hanno evidenziato che il rapporto tra consumatore ed esercente era disciplinato esclusivamente da un contratto di somministrazione predisposto unilateralmente dall'esercente e da numerose prassi non codificate in clausole contrattuali, soggette a una totale discrezionalità da parte dell'esercente stesso.

In un quadro comune di disomogeneità è necessario però sottolineare le differenze che contraddistinguono i due ambiti. Il settore gas è infatti caratterizzato dalla presenza di un elevato numero di esercenti e da un contesto istituzionale di riferimento più articolato e complesso rispetto a quello elettrico, date la titolarità delle attività di distribuzione e di vendita in capo all'ente locale e la grande varietà di condizioni di fornitura che questo ha comportato. Giova rammentare che, dall'1 gennaio 2003, come stabilito dal decreto legislativo n. 164/00, l'ente locale è titolare della sola attività di distribuzione.

Per ovviare alla evidenziata sperequazione contrattuale, l'Autorità ha emanato per il settore elettrico la delibera 28 dicembre 1999, n. 200, che definisce i requisiti contrattuali minimi garantiti a tutti i clienti vincolati, lasciando liberi gli esercenti di offrire condizioni di fornitura migliorative rispetto a quelle regolamentate.

Tra le novità introdotte si citano le procedure e i vincoli atti a regolare e limitare i casi in cui l'esercente può operare il distacco della fornitura; l'eliminazione dell'anticipo sulla fornitura e l'introduzione di un obbligo in capo all'esercente, che decida di richiederlo, di remunerare il deposito cauzionale; la definizione di una procedura per la ricostruzione dei consumi in caso di accertato malfunzionamento del gruppo di misura; la possibilità per il cliente di ottenere la rateizzazione di fatture di conguaglio particolarmente onerose; la periodicità di lettura del misuratore; la periodicità e le modalità di fatturazione.

Analogamente, l'Autorità, con delibera n. 229/01, ha disciplinato le condizioni contrattuali del servizio di vendita del gas ai clienti finali in un contesto giuridico caratterizzato da una più rapida accelerazione del processo di liberalizzazione: infatti, a partire dall'1 gennaio 2003, tutti i clienti finali del servizio

gas sono riconosciuti quali clienti idonei e, a decorrere dalla stessa data, l'attività di vendita è completamente liberalizzata.

Avverso tale provvedimento alcuni esercenti e associazioni di categoria hanno presentato ricorso dinanzi al Tribunale amministrativo regionale (TAR) per la Lombardia, che ha pronunciato una sentenza di accoglimento parziale delle doglianze presentate limitatamente a due disposizioni di dettaglio, lasciando sostanzialmente integro l'impianto della delibera. Pertanto, dal 19 dicembre 2002, data del deposito della sentenza, anche i clienti del mercato del gas possono godere di adeguate misure di tutela tali da garantire loro la possibilità di cogliere i benefici della concorrenza.

In considerazione dunque delle caratteristiche peculiari del settore gas e al fine di determinare un livello minimo di tutela anche nel mercato liberalizzato, il citato provvedimento prevede che le condizioni contrattuali di garanzia individuate dall'Autorità debbano essere offerte in modo trasparente a tutti i clienti, ai quali l'esercente può offrire in alternativa anche condizioni differenti, che il cliente medesimo può scegliere o negoziare.

Attività svolta nell'ultimo anno

In vista della totale apertura del mercato del gas, l'Autorità ha adottato un ulteriore provvedimento a tutela dei consumatori. Considerata, infatti, l'impossibilità di prevedere l'immediato imporsi di condizioni concorrenziali, l'Autorità, con delibera 12 dicembre 2002, n. 207, ha stabilito che le società di vendita del gas dovranno obbligatoriamente continuare ad applicare ai clienti finali, che alla data del 31 dicembre 2002 si trovavano nella condizione di cliente non idoneo, e ai clienti finali già idonei alla stessa data che non hanno però esercitato la capacità di stipulare contratti connessa con tale requisito, le condizioni di fornitura praticate alla medesima data, ferma restando altresì l'applicazione delle delibere n. 47/00, n. 184/01 e n. 229/01. Va sottolineato che l'impatto della delibera n. 207/02 sulla delibera n. 229/01 ha comportato l'introduzione automatica delle condizioni contrattuali previste dalla delibera n. 229/01, in tutti i contratti in essere al 31 dicembre 2002 riguardanti clienti nella condizione sopra illustrata.

La delibera n. 207/02 ha altresì introdotto nuovi termini per il recesso per i clienti che alla data del 31 dicembre si trovavano nella condizione di clienti non idonei, riducendo da 90 a 30 giorni i termini per il preavviso, così come fissati dalla delibera n. 184/01.

In materia di condizioni contrattuali del servizio di vendita del gas ai clienti finali, con delibera 1 aprile 2003, n. 29, l'Autorità ha adeguato le disposizioni della delibera n. 229/01, censurate dalla sentenza TAR citata nel paragrafo precedente, al dispositivo della sentenza stessa. È stata così imposta all'esercente,

in caso di mancata lettura del misuratore, la corresponsione di un indennizzo automatico determinato in misura fissa, raddoppiandone l'importo per ciascuna mancata lettura consecutiva. Superando una contraddizione emersa in sede giudiziaria, l'Autorità ha inoltre previsto che solo i clienti dotati di misuratori accessibili, a prescindere dalla classe di consumo di appartenenza, devono ricevere bollette di conguaglio fondate sui consumi effettivi. La delibera n. 29/03 ha anche fissato i nuovi termini di applicazione delle condizioni contrattuali previste dal provvedimento n. 229/01.

Informazione di consumatori e utenti

Tra le finalità istituzionali dell'Autorità rientra la garanzia della più ampia pubblicità delle condizioni di svolgimento dei servizi e della diffusione della conoscenza, al fine di assicurare la trasparenza, la concorrenza e la possibilità di scelta degli utenti. Conoscere esattamente le caratteristiche del servizio e i costi a esso associati significa, infatti, poter confrontare e scegliere consapevolmente tra offerte diverse, ponendo al contempo le basi per un maggior sviluppo del mercato nel rispetto dei diritti dei consumatori.

Nell'ambito di questa funzione gli strumenti a disposizione dell'Autorità sono essenzialmente direttive generali, che impongono sia requisiti di trasparenza alle bollette e ai contratti, sia norme di comportamento agli esercenti, finalizzate a garantire al cliente la necessaria correttezza in tutte le fasi del rapporto contrattuale e la diffusione dell'informazione attraverso strumenti istituzionali di comunicazione.

Trasparenza delle bollette

Gli interventi dell'Autorità per assicurare la trasparenza delle bollette di fatturazione dei consumi di gas ed elettricità sono confluiti nell'adozione della delibera 14 aprile 1999, n. 42, relativa al gas naturale distribuito a mezzo di reti urbane e nell'emanazione della delibera 16 marzo 2000, n. 55, relativa alle bollette del servizio di distribuzione e vendita dell'energia elettrica.

Con tali provvedimenti l'Autorità ha inteso razionalizzare e semplificare i documenti di fatturazione attraverso l'imposizione di requisiti minimi, comuni e inderogabili per tutti gli esercenti, che riguardano sia il contenuto sia la forma della comunicazione, integrando, là dove presenti, le precedenti delibere del Comitato interministeriale dei prezzi (CIP). Le delibere prevedono che, oltre alle informazioni relative ai consumi e ai corrispettivi fatturati, siano fornite indicazioni che riguardano taluni aspetti del rapporto contrattuale in essere quali, per

esempio, le conseguenze e le garanzie per i clienti al verificarsi di situazioni di morosità. In particolare, il provvedimento n. 55/00 stabilisce che l'esercente fornisca al cliente dettagliate informazioni sulle opzioni tariffarie applicate.

Codici di condotta commerciale

Al fine di tutelare i clienti nel rapporto con l'esercente, l'Autorità ha altresì ritenuto necessario imporre alle imprese elettriche la predisposizione di un Codice di condotta commerciale, inteso quale strumento idoneo a garantire un'informazione trasparente e corretta nell'offerta delle condizioni economiche. L'esercente dunque, attraverso l'adozione del Codice di condotta commerciale, si assume precisi impegni di informazione nei confronti della propria clientela, garantendo la disponibilità degli elementi necessari per analizzare correttamente le caratteristiche delle diverse offerte economiche e la possibilità di scegliere l'opzione tariffaria più vantaggiosa in rapporto alle proprie esigenze di consumo.

Al fine di evitare che si creassero disparità di trattamento tra i clienti elettrici serviti dagli esercenti i cui Codici di condotta commerciale sono stati sottoposti all'approvazione dell'Autorità e tutti gli altri, l'Autorità ha ritenuto di delineare un Codice di condotta commerciale per gli esercenti che non avevano adempiuto spontaneamente all'obbligo di presentazione.

A differenza di quanto attuato per il settore elettrico, l'Autorità è intervenuta nel settore gas con la delibera n. 237/00, imponendo a tutti gli esercenti l'adozione di un Codice di condotta commerciale comune, identico nel contenuto a quello delineato per gli esercenti elettrici che non l'avevano volontariamente presentato per l'approvazione. Tale scelta è stata determinata dalla particolare configurazione del settore del gas, caratterizzato dalla presenza di oltre 750 distributori, alcuni dei quali di modeste dimensioni, a fronte della necessità di garantire ai clienti condizioni omogenee di informazione e trasparenza.

Gli obblighi imposti dal Codice di condotta commerciale previsto dalla delibera n. 237/00 in materia di informazione e supporto dei clienti restano in vigore nei confronti delle sole aziende distributrici anche a seguito della completa liberalizzazione del mercato della vendita del gas.

Informazione

Affinché l'ampia e repentina liberalizzazione del mercato del gas disegnata dal decreto legislativo n. 164/00 abbia effetti positivi sui consumatori finali, inclusi coloro che utilizzano il gas per attività diverse da quelle produttive (clienti

domestici), l'Autorità ha ritenuto opportuno fornire agli utenti una serie di informazioni pratiche sul nuovo assetto del settore e sui rapporti che legano il consumatore e il fornitore, con particolare riguardo alla figura del venditore e alla possibilità, riconosciuta al cliente, di scegliere il venditore in grado di offrire le proposte più vantaggiose. Tali informazioni, presentate in forma di risposta a domande frequenti (FAQ – *Frequently Asked Questions*), sono state pubblicate nei primi mesi dell'anno 2003 sul sito Internet dell'Autorità.

Con lo stesso obiettivo di diffusione della conoscenza dei nuovi diritti dei consumatori, l'Autorità ha provveduto a mettere a punto progressivamente schede informative con i contenuti dei diversi provvedimenti adottati in materia di tariffe, continuità del servizio, condizioni contrattuali, anch'esse pubblicate sul suo sito Internet e diffuse alle associazioni dei consumatori.

Il coinvolgimento delle associazioni dei consumatori

La promozione della tutela degli interessi dei consumatori e degli utenti si basa anche su misure di partecipazione che prevedono un coinvolgimento diretto e indiretto delle associazioni dei consumatori nel processo di regolazione, attraverso consultazioni, rilevazioni della soddisfazione degli utenti e dell'efficacia dei servizi, collaborazione per la diffusione di conoscenze in merito ai settori regolati. Tale coinvolgimento non solo accresce l'efficacia del processo decisionale dell'Autorità e la rispondenza al mandato attribuitole dalla legge istitutiva, ma favorisce un passaggio più equilibrato, sotto il profilo sociale, verso la completa liberalizzazione dei servizi di pubblica utilità.

In un sistema di mercato dominato da strutture monopolistiche si è andata consolidando la figura dell'utente dei servizi di pubblica utilità quale soggetto passivo privo di reali strumenti di contrattazione, incapace dunque di incidere in maniera efficace sulle modalità di fornitura dei servizi. Questo limitato potere contrattuale non ha, d'altra parte, contribuito a stimolare il miglioramento dell'efficienza e della qualità delle imprese. L'Autorità ricerca, quindi, nel rispetto dei relativi ruoli istituzionali, la collaborazione partecipe dei consumatori e dei loro organismi rappresentativi chiamati, attraverso la consultazione, a dare un fattivo contributo all'attività di regolazione.

Con la sottoscrizione del Protocollo d'intesa con il CNCU il 17 ottobre 2001, l'Autorità ha inoltre posto le basi per la realizzazione di iniziative congiunte con l'obiettivo sia di promuovere l'informazione dei consumatori sui diritti e sulle garanzie di cui godono in qualità di clienti dei servizi elettrico e gas, sia di valorizzare l'esperienza e le iniziative delle associazioni dei consumatori nei settori regolati.

Il Protocollo d'intesa, oltre a confermare gli impegni assunti dall'Autorità in materia di consultazione e di ragguaglio delle associazioni dei consumatori, prevede lo sviluppo di iniziative nel campo dell'informazione, rivolte sia ai consumatori sia agli operatori delle associazioni che lavorano a contatto col pubblico, la valorizzazione delle attività di monitoraggio dei servizi svolte dalle associazioni e la possibilità di sperimentare forme stragiudiziali di risoluzione delle controversie.

Attività svolta nell'ultimo anno

Il Protocollo affida il compito di progettare e sviluppare queste iniziative a un gruppo di lavoro congiunto fra Autorità e CNCU. Nel corso dell'anno 2002 il gruppo di lavoro ha elaborato gli schemi di progetto relativi alla realizzazione di un programma formativo rivolto agli operatori delle associazioni e di una campagna di informazione rivolta ai consumatori.

Per quanto riguarda l'attività di formazione, si è previsto un corso dedicato alla preparazione degli operatori delle associazioni, ai quali saranno forniti gli strumenti necessari per la trasmissione delle conoscenze acquisite al personale delle stesse associazioni posto a diretto contatto con i consumatori.

Il gruppo di lavoro ha inoltre proposto che la campagna informativa volta a diffondere la conoscenza dei diritti e delle garanzie riconosciute ai clienti elettrici e gas sia realizzata mediante il finanziamento di uno o più progetti presentati dalle associazioni di consumatori e selezionati mediante un bando di gara. Si ritiene infatti che le associazioni siano i soggetti più adatti a elaborare contenuti informativi efficaci e adeguati alle esigenze dei clienti. La proposta prevede due tipi di strumenti informativi: schede sintetiche per la diffusione di informazioni e indicazioni pratiche sugli aspetti fondamentali del rapporto di utenza, quaderni volti a fornire informazioni più approfondite sui temi più complessi.

Strumenti stragiudiziali di risoluzione delle controversie: la conciliazione

La legge n. 481/95 dispone, all'art. 2, comma 24, lettera b), che l'Autorità, a seguito dell'emanazione da parte della Presidenza del Consiglio dei ministri di un apposito regolamento, gestisca procedure di conciliazione e di arbitrato, le quali possono essere rimesse in prima istanza alle commissioni conciliative e arbitrali delle Camere di commercio. A tutt'oggi il regolamento non è stato ancora emanato, pertanto l'attività istituzionale relativa alle procedure conciliative e arbitrali non risulta di possibile attuazione.

L'attività svolta dall'Autorità nel corso dei sei anni trascorsi dalla sua istituzio-

ne a tutela dei clienti finali del mercato elettrico e del gas ha posto le condizioni per sviluppare azioni anche nel campo della risoluzione dei conflitti. Queste, nelle more della promulgazione del regolamento, potranno essere di tipo sperimentale e non istituzionale.

In particolare, le garanzie fornite a tutti i clienti finali dei settori regolati attraverso l'emanazione di condizioni contrattuali minime e inderogabili e la definizione di una qualità minima del servizio, unitamente alla previsione di indennizzi automatici in caso di mancato rispetto dei livelli specifici di qualità predeterminati hanno riequilibrato, almeno in parte, la sperequazione contrattuale esistente tra esercente e cliente finale.

Tuttavia l'elaborazione di regole contrattuali certe e trasparenti non esaurisce le controversie, così come la corresponsione di indennizzi automatici non elimina la necessità di definire ulteriori danni. La modifica del quadro di riferimento, caratterizzato dalla liberalizzazione del mercato, con l'ingresso di nuovi soggetti esercenti, dal coinvolgimento di clienti di minori dimensioni, dall'introduzione di diritti certi e dalla conseguente crescita della consapevolezza da parte dei clienti finali dell'acquisizione di tali diritti, favorisce dunque la sperimentazione di forme conciliative, le cui procedure sono da individuare tenendo in considerazione le specifiche esigenze del consumatore.

L'EFFICIENZA ENERGETICA NEGLI USI FINALI, IL RISPARMIO ENERGETICO E LO SVILUPPO DI FONTI RINNOVABILI

Le finalità di natura sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse costituiscono obiettivi di carattere generale dell'azione dell'Autorità ai sensi dell'art. 1, comma 1, della legge istitutiva, che le ha assegnato compiti e funzioni. Durante i primi anni di attività dell'Autorità, il perseguimento di questi obiettivi ha pertanto costituito un tema di natura trasversale nella predisposizione dei principali provvedimenti di regolazione nel settore dell'energia elettrica e del gas, primi fra tutti quelli di riforma dell'ordinamento tariffario precedentemente in vigore.

Nella primavera 2001 il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato (oggi Ministro delle attività produttive) di concerto con il Ministro dell'ambiente ha emanato i decreti ministeriali 24 aprile 2001, pubblicati nel Supplemento ordinario n. 125 alla *Gazzetta Ufficiale*, Serie generale, n. 117 del 22 maggio 2001; essi hanno profondamente riformato il quadro normativo nazionale di promozione dell'efficienza e del risparmio energetico, introducen-

do un sistema ambizioso e molto innovativo anche nel panorama internazionale e assegnando all'Autorità nuove e complesse funzioni sia di regolazione, sia di gestione del nuovo meccanismo normativo.

I principali elementi di novità immessi dal legislatore sono così riassumibili:

- introduzione di una logica di mercato in sostituzione di interventi di tipo dirigitico che poco si adattano a un contesto di mercato liberalizzato in cui i servizi di fornitura dell'energia elettrica e del gas sono offerti da una pluralità di soggetti in concorrenza tra loro;
- ambito di applicazione esteso a una vastissima gamma di tipologie di interventi e usi energetici;
- coinvolgimento di un ampio numero di soggetti;
- integrazione di strumenti tariffari e previsione di sanzioni amministrative.

I decreti ministeriali 24 aprile 2001 e il ruolo assegnato all'Autorità

I decreti ministeriali 24 aprile 2001 hanno dato attuazione a quanto stabilito, in materia di promozione dell'efficienza e del risparmio energetico, dai decreti legislativi 16 marzo 1999, n. 79 e n. 164/00¹. Essi hanno definito, per il periodo 2002-2006, obiettivi annuali di risparmio di energia primaria a carico dei distributori che servivano più di 100 000 clienti finali alla fine del 2001. Le finalità, determinate in rapporto a *target* nazionali (Tav. 6.17) e alla quota del mercato della distribuzione detenuta da ogni soggetto, costituiscono parte integrante del nuovo Piano nazionale di riduzione delle emissioni di gas responsabili dell'effetto serra 2003-2010². Le Regioni e le Province autonome possono definire obiettivi quantitativi e qualitativi ulteriori nel quadro dei decreti, tenuto conto delle connesse risorse economiche aggiuntive.

Il mancato conseguimento degli obiettivi specifici da parte dei distributori è sanzionato. I distributori perseguono i propri obblighi realizzando progetti che prevedono interventi ricadenti nelle tipologie elencate nei decreti. L'ambito degli interventi ammissibili è estremamente vasto e abbraccia tutti i settori di utilizzo; i distributori sono tuttavia tenuti a conseguire non meno della metà

1 Cfr. l'art. 9, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, e l'art. 16, comma 4, del decreto legislativo n. 164/00.

2 Approvato con delibera del Comitato interministeriale per la programmazione economica (CIPE) del 19 dicembre 2002, recante *Revisione delle Linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione dei gas serra, in base a quanto disposto dalla legge 1 giugno 2002, n. 120*.

TAV. 6.17 **OBIETTIVI QUANTITATIVI NAZIONALI DI RISPARMIO ENERGETICO IMPOSTI DAI DECRETI MINISTERIALI 24 APRILE 2001**

ANNO	OBIETTIVO (Mtep/ANNO)	
	DISTRIBUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA	DISTRIBUZIONE DI GAS NATURALE
2002	0,10	0,10
2003	0,50	0,40
2004	0,90	0,70
2005	1,20	1,00
2006	1,60	1,30

Fonte: Decreti ministeriali 24 aprile 2001.

dei loro obiettivi attraverso interventi di riduzione dei consumi della forma di energia distribuita. I progetti di risparmio possono essere realizzati anche da società operanti nel settore dei servizi energetici e devono essere sviluppati e valutati (in termini di risparmi conseguiti) in base a criteri definiti dall'Autorità a seguito di consultazioni e sentite le Regioni e le Province autonome.

In alternativa allo sviluppo diretto di progetti di risparmio, i distributori potranno scegliere di soddisfare gli obblighi a loro carico acquistando da terzi TEE, attestanti il conseguimento di risparmi energetici da parte di altri soggetti. Essi vengono emessi dall'Autorità al termine di un processo di verifica finalizzato ad accertare che i progetti siano stati effettivamente realizzati in conformità con le disposizioni dei decreti e delle regole definite dalla stessa Autorità. Lo scambio di TEE può avvenire tramite contratti bilaterali o in un mercato apposito istituito dal Gestore del mercato elettrico S.p.A. (Gme) e regolamentato in base a disposizioni stabilite dal Gme d'intesa con l'Autorità.

I costi sostenuti dai distributori per il conseguimento degli obiettivi possono essere finanziati, per la parte non coperta da altre risorse, attraverso le tariffe di trasporto e distribuzione dell'energia elettrica e del gas secondo criteri stabiliti dall'Autorità.

I compiti di regolazione assegnati dal legislatore all'Autorità si possono dunque così sintetizzare:

- definizione delle *Linee guida* per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione consuntiva dei progetti di risparmio e per il rilascio dei TEE (art. 5, comma 5, dei decreti);

- definizione delle modalità di verifica e certificazione dei risparmi conseguiti dai progetti (art. 7, comma 3, dei decreti);
- definizione dei meccanismi tariffari di possibile copertura dei costi sostenuti dagli esercenti per la realizzazione dei progetti (art. 9 dei decreti);
- definizione delle modalità per la verifica del conseguimento degli obiettivi (art. 11, comma 2, dei decreti);
- quantificazione delle sanzioni da irrogare in caso di inadempienza agli obblighi (art. 11 dei decreti);
- emissione di parere sulle proposte del Gme relativamente alle regole di funzionamento del mercato dei TEE (art. 10 dei decreti).

Accanto a questi compiti, l'Autorità è inoltre chiamata a svolgere, con il supporto di soggetti terzi da essa delegati, le attività di gestione ordinaria del nuovo quadro normativo:

- determinazione degli obiettivi specifici annuali di risparmio energetico a carico dei diversi distributori di energia elettrica e di gas;
- verifica e certificazione dei risparmi conseguiti dai singoli progetti;
- controlli a campione;
- verifica del conseguimento degli obiettivi annuali a carico dei singoli distributori;
- irrogazione di sanzioni per i soggetti inadempienti;
- computo e riconoscimento parziale dei costi sostenuti per la realizzazione dei progetti attraverso lo strumento tariffario;
- rilascio di pareri di conformità di specifici progetti alle disposizioni dei decreti e delle *Linee guida*.

L'attività svolta dall'Autorità per l'attuazione dei decreti ministeriali 24 aprile 2001

Nell'aprile 2002 l'Autorità ha diffuso un Documento per la consultazione contenente le proposte per l'attuazione dei decreti ministeriali 24 aprile 2001. Nel definire le proposte, l'Autorità ha perseguito l'obiettivo di coniugare l'esigenza di semplicità e trasparenza dei criteri e delle procedure attuative – essenziale per minimizzare gli adempimenti a carico dei soggetti interessati – con l'esigenza di garantire certezza e affidabilità agli operatori – essenziale per favorire lo sviluppo del mercato dei prodotti e dei servizi energetici. Le proposte sono altresì orientate a promuovere l'efficienza e l'innovazione tecnologica e a tutelare lo sviluppo della concorrenza.

Nel Documento sono stati proposti 3 metodi di valutazione dei risparmi conseguiti dagli interventi realizzati nell'ambito dei decreti:

- i metodi di valutazione standardizzata, che consentono di definire a priori il risparmio medio ottenibile per ogni unità fisica di riferimento installata (per esempio, lampadine, caldaie ad alta efficienza);
- i metodi di valutazione ingegneristica, che consentono di quantificare il risparmio sulla base di un algoritmo di valutazione predefinito e della misurazione diretta di alcuni parametri;
- i metodi di valutazione a consuntivo, che permettono di quantificare il risparmio attraverso la misura dei consumi di energia prima e dopo l'intervento in base a un piano di monitoraggio energetico preliminarmente approvato dall'Autorità.

Tutti e tre i metodi di valutazione tengono conto dell'impatto di fattori tecnici e comportamentali sul perdurare nel tempo dei risparmi potenzialmente conseguibili attraverso gli interventi; sono inoltre orientati a valorizzare i risparmi addizionali conseguiti dagli interventi, al netto di quelli che sarebbero stati comunque ottenuti, anche in assenza degli interventi, per effetto dell'evoluzione tecnologica e di mercato. Nove schede esemplificative per la quantificazione dei risparmi di energia primaria conseguibili attraverso altrettanti interventi ammissibili ai sensi dei decreti ministeriali 24 aprile 2001 sono state poste in consultazione in allegato al Documento.

È stata inoltre proposta l'identificazione sia di una dimensione minima per ogni intervento, sia di criteri di tutela della concorrenza e di non discriminazione nei confronti delle diverse tipologie di clienti nell'offerta e nell'esecuzione dei progetti.

Al termine di verifiche e controlli sulla documentazione di progetto trasmessa all'Autorità o conservata, l'Autorità emetterà TEE a certificazione dei risparmi effettivamente conseguiti dagli interventi. Al fine di favorire l'accesso al mercato dei TEE al più ampio numero di soggetti possibile, l'Autorità ha proposto che abbiano diritto alla loro emissione le società di servizi energetici e tutti i distributori di energia elettrica e gas, inclusi quelli non soggetti agli obblighi stabiliti dai decreti. I TEE saranno di 3 tipi e si propone che abbiano una vita utile pari a 5 anni, consentendo per questa via ai distributori una certa flessibilità nell'utilizzare quelli eventualmente detenuti in eccesso rispetto al proprio obiettivo specifico di un anno, al fine del conseguimento degli obiettivi specifici nei quattro anni successivi.

Per quanto riguarda la sanzione da irrogare in caso di inadempienza agli obblighi stabiliti dai decreti, il Documento per la consultazione propone che il suo

valore unitario (€/tep non risparmiato) sia pari al maggior valore tra un parametro fissato a priori e il prezzo medio di mercato dei TEE registrato nell'anno al quale fa riferimento l'inadempienza, moltiplicato per un coefficiente superiore a 1. Tale soluzione garantisce che la sanzione sia proporzionale e comunque superiore agli investimenti compensativi, come esplicitamente richiesto dai decreti e, al contempo, evita che il valore della sanzione agisca da elemento distorsivo nelle contrattazioni dei TEE, lasciando che il mercato riveli il costo reale del risparmio energetico.

L'Autorità ha infine proposto che i distributori abbiano la possibilità di recuperare, attraverso lo strumento tariffario, la parte dei costi sostenuti per il conseguimento degli obiettivi quantitativi loro imposti non coperta da altre risorse; il riconoscimento proposto non è a piè di lista, bensì basato su parametri standard così da promuovere l'efficienza nella realizzazione degli interventi di risparmio; è inoltre limitato ai risparmi di energia primaria ottenuti dai singoli distributori attraverso progetti di riduzione dei consumi della forma di energia distribuita. Il prelievo verrebbe realizzato sulla quota variabile della tariffa e su base presuntiva, con conguagli da effettuarsi al termine del processo di verifica del conseguimento degli obiettivi a carico dei singoli distributori.

Attività svolta nell'ultimo anno

In seguito alla pubblicazione del Documento per la consultazione del 4 aprile 2002, l'Autorità ha ricevuto dai soggetti interessati osservazioni e commenti sia in forma scritta, sia nell'ambito delle audizioni pubbliche svoltesi in data 13 e 14 giugno 2002.

Tenendo conto dei commenti ricevuti dalla consultazione, l'Autorità ha avviato la definizione delle regole di attuazione dei decreti ministeriali 24 aprile 2001, deliberando i primi provvedimenti attuativi.

Con provvedimento 1 agosto 2002, n. 152, nell'ambito dell'aggiornamento per l'anno 2003 dei corrispettivi per il servizio di trasporto dell'energia elettrica e degli importi per il riconoscimento dei recuperi di continuità del servizio, l'Autorità ha deliberato l'esazione per l'anno 2003 degli importi per il riconoscimento di interventi finalizzati alla promozione dell'efficienza energetica nel settore elettrico.

Con delibera 27 dicembre 2002, n. 234, sono state approvate le prime 8 schede tecniche per la quantificazione dei risparmi conseguibili attraverso altrettanti interventi ammissibili ai sensi dei decreti. Le schede riguardano metodi di valutazione di tipo standardizzato e contengono criteri di valutazione specifici da intendersi come complementari a quelli di carattere generale che verranno definiti nell'ambito delle *Linee guida* di cui all'art. 5, comma 5, dei decreti.

Ai fini della determinazione degli obiettivi specifici a carico dei singoli distribu-

tori, l'Autorità ha approvato la delibera 27 dicembre 2002, n. 233, finalizzata alla:

- quantificazione delle quantità di energia elettrica e di gas naturale distribuite sul territorio nazionale che servono come riferimento per il calcolo degli obiettivi specifici per i distributori dell'anno 2002;
- richiesta ai singoli distributori, soggetti agli obblighi di cui ai decreti, di inviare periodicamente le autocertificazioni delle quantità distribuite annualmente e di autocertificare il numero di clienti serviti al 31 dicembre 2001;
- definizione delle procedure attraverso le quali verranno determinati, con successivo provvedimento dell'Autorità, gli obiettivi specifici a carico dei singoli distributori.

Il 16 gennaio 2003 è stato diffuso un nuovo Documento per la consultazione contenente nuove proposte di schede per la quantificazione dei risparmi energetici conseguibili da specifiche tipologie di intervento ammissibili ai sensi dei decreti ministeriali 24 aprile 2001; ciò con l'obiettivo di ampliare progressivamente il numero di interventi valutabili attraverso metodi standardizzati e ingegneristici, coerentemente con le proposte avanzate dall'Autorità nel Documento per la consultazione 4 aprile 2002 e con la risposta positiva espressa dai soggetti interessati.

Con delibera 1 aprile 2003, n. 28, l'Autorità ha approvato lo Schema di *Linee guida* di cui all'art. 5, comma 5, dei decreti ministeriali 24 aprile 2001, deliberandone l'invio alle Regioni e alla Province autonome per acquisirne i commenti e le osservazioni in base a quanto previsto dal legislatore e prima della sua approvazione e pubblicazione. Lo Schema tiene conto dei commenti e delle osservazioni ricevuti dalla consultazione svolta sul Documento 4 aprile 2002 per la parte relativa al contenuto delle *Linee guida*.

Nel corso dell'anno è stata infine avviata l'attività di gestione delle richieste di parere preliminare di conformità di specifici interventi e progetti di risparmio energetico alle disposizioni dei decreti, in collaborazione con i ministeri competenti.