

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

3. STRUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE DEL SETTORE ELETTRICO

MERCATI LIBERALIZZATI E MERCATI IN MONOPOLIO

Con decreto 9 maggio 2001, sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato ha approvato la Disciplina del mercato elettrico ponendo in tal modo le basi per l'organizzazione e il funzionamento della futura borsa dell'energia. Un ulteriore passo in avanti è stato fatto con la delibera 23 aprile 2002, n. 72 con la quale l'Autorità ha espresso le sue osservazioni sullo schema di Istruzioni alla disciplina del mercato elettrico, elaborato dal Gestore del mercato e previsto dalla stessa Disciplina del mercato. Risulta in corso di emanazione il decreto attuativo del Ministro delle attività produttive.

È stato definito dal Gestore della rete lo schema di regole per il servizio di dispacciamento di merito economico che dovranno disciplinare i diritti e gli obblighi in capo a tutti gli utenti delle reti dopo l'avvio del sistema delle offerte. Con delibera 8 maggio 2002, n. 87 l'Autorità ha espresso le sue osservazioni e proposte.

Altro tassello fondamentale per l'avvio dell'attività dell'Acquirente unico è stato il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 3 maggio 2001 che ha emanato una prima direttiva di indirizzo.

Sono stati posti in essere dall'Autorità ulteriori adempimenti previsti dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, in funzione dell'avvio del sistema delle offerte. Con la delibera 18 ottobre 2001, n. 228 è stato approvato il Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasporto, di misura e di vendita dell'energia elettrica, uniformando la disciplina dei corrispettivi per il servizio di trasporto prevista per i clienti del mercato libero e quello vincolato rendendo più trasparente la struttura dei corrispettivi. Con la delibera 19 marzo 2002, n. 42 sono state definite le condizioni alle quali la produzione combinata di energia elettrica e calore è riconosciuta come cogenerazione e pertanto ammessa ad un regime "privilegiato".

Nel corso dell'anno 2002, si dovrebbero pertanto completare alcuni elementi fondamentali per l'attuazione del processo di liberalizzazione disegnato dal decreto legislativo n. 79/99. Tra questi: l'avvio del dispacciamento di merito economico e l'entrata in operatività del sistema delle offerte, di cui all'art. 5 del decreto legislativo n. 79/99; la conclusione della cessione da parte di Enel dei 15.000 MW di capacità produttiva, di cui all'art. 8 del medesimo decreto; il conseguente abbassamento della soglia di consumi per l'accesso al mercato libero a 0,1 GWh.

GENERAZIONE E IMPORTAZIONE

Struttura del mercato della produzione nazionale e dell'importazione

La produzione nazionale

Secondo i dati provvisori pubblicati dal Gestore della rete, nell'anno 2001 la produzione nazionale lorda del parco impianti è stata di 279.630 GWh, con una crescita dell'1,1 per cento rispetto al 2000.

La produzione termoelettrica convenzionale netta nel 2001 è stata di 219.204 GWh, diminuendo dello 0,6 per cento rispetto all'anno precedente, a favore di un incremento dell'8,2 per cento dell'energia idroelettrica (55.091 GWh) e dell'1,1 per cento delle altre fonti rinnovabili (5.335 GWh).

La produzione termoelettrica convenzionale è stata ottenuta, per il 41,2 per cento dal gas naturale, per il 45,6 per cento dall'olio combustibile, per il 14,3 per cento dal carbone e per il 6 per cento dai gas derivati e altri combustibili. Rispetto al 2000 si registra una significativa riduzione dell'impiego dell'olio combustibile (-3,8 per cento) a fronte di un marcato aumento dell'impiego dei carboni (18,1 per cento) e uno molto più lieve del gas (1,4 per cento) riconducibili a dinamiche già illustrate nel Capitolo 2.

Nel 2001 la produzione destinata al consumo, al netto dell'energia destinata ai consumi propri della produzione (13.127 GWh) e di quella assorbita dai pompaggi (9.434 GWh), è risultata di 257.069 GWh, di cui circa 50.000 GWh da impianti che cedono l'energia elettrica prodotta nell'ambito di convenzioni stabilite dal provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi (CIP) del 29 aprile 1992, n. 6 (Tav. 3.1).

TAV. 3.1 **PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA NELL'AMBITO DI CONVENZIONI CIP N. 6/92 E COSTO DI RITIRO DA PARTE DEL GRTN^(A) NEL 2001**

	ENERGIA GWh	PREZZO lire/kWh	PREZZO centesimi di euro/kWh
DESTINATA	49.342	177,1	9,146
ECCEDENZE (DELIBERA N. 108/97)	2.642	103,9	5,366
MINIDRO (DELIBERA N. 82/99)	2.619	112,6	5,815
TOTALE	54.503	170,5	8,806

(A) I dati dell'energia acquistata dal Grtn nel periodo agosto-settembre sono previsivi. Il Grtn ritira l'energia prodotta da impianti che cedono interamente la capacità sotto convenzione CIP n. 6/92, l'energia convenzionale e rinnovabile in "eccedenza" rispetto alle quote di autoconsumo, e l'energia generata in impianti idroelettrici ad acqua fluente di potenza inferiore ai 3 MW, con le modalità previste dalla delibera dell'8 giugno 1999, n. 82.

Nel 2001 la potenza efficiente netta installata ammontava a 76.400 MW, con un incremento di 800 MW rispetto al 2000; tuttavia i dati forniti dal Gestore della rete rivelano che solamente 48.700 MW sono disponibili per la produzione effettiva; a questi vanno aggiunti 6.000 MW di interconnessione con l'estero per coprire la punta del fabbisogno di potenza pari a 52.000 MW.

Occorre infine ricordare che il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 4 agosto 1999 che approvava il piano di dismissioni predisposto dall'Enel ha disposto che le società acquirenti si impegnino a trasformare in ciclo combinato la maggior parte della capacità termoelettrica installata delle Gen.Co S.p.A., entro il 2008. Pertanto nel prossimo futuro parte della capacità di produzione termoelettrica di Elettrogen e di Eurogen non sarà disponibile per i necessari lavori di rifacimento.

In questo quadro complessivo che evidenzia i rischi di un sistema non munito di sufficiente capacità di generazione è stato emanato il decreto legge 7 febbraio 2002, n. 7, convertito in legge 9 aprile 2002, n. 55, con il quale si è voluto dare impulso e certezza alle procedure per la realizzazione e il ripotenziamento delle centrali di energia elettrica con potenza superiore ai 300 MW termici. Su tale legge le Regioni hanno espresso riserve per il mancato rispetto delle norme introdotte dalla riforma del Titolo V della Costituzione che potrebbe però trovare soluzione nel disegno di legge governativo in materia di energia in corso di elaborazione nel maggio 2002.

Per far fronte all'inadeguatezza della rete di interconnessione con l'estero rispetto alle richieste e ai ritardi nella realizzazione di nuove infrastrutture di rete, legati principalmente a difficoltà di carattere autorizzativo, l'Autorità ha individuato nelle linee dirette, previste dalla Direttiva europea 96/92/CE, uno strumento sia per consentire agli operatori di contribuire allo sviluppo della rete, sia per favorire l'integrazione del sistema elettrico nazionale in quello europeo. In una fase congiunturale e transitoria, la realizzazione di linee dirette per lo scambio con l'estero potrebbe, inoltre, contribuire alla realizzazione di condizioni concorrenziali nell'offerta di energia elettrica per il mercato libero e alla diversificazione delle fonti energetiche.

Le dismissioni di Elettrogen, Eurogen e Interpower

Il 2001 è stato un anno particolarmente significativo per il processo di dismissione delle centrali dell'Enel e il conseguente riassetto dell'attività di produzione.

Nel luglio 2001 è stata portata a termine la cessione di Elettrogen, a cui erano stati attribuiti impianti per una potenza efficiente netta complessiva di 5.438 MW di cui 1.014 MW idroelettrici. Il consorzio, costituito da Endesa (il maggior produttore elettrico spagnolo) per il 45¹ per cento, dal Banco Santander Central Hispanico per il 40 per cento e dalla Asm Brescia S.p.A. per il rimanente 15 per cento, si è aggiudicato l'asta di assegnazione di Elettrogen al prezzo di 2.630 milioni di euro.

Nello stesso periodo l'Enel ha acquisito 2.365 MW di potenza della stessa Endesa nel mercato spagnolo, attraverso l'acquisto della società Nuova Viesgo al prezzo di 1.870 milioni di euro.

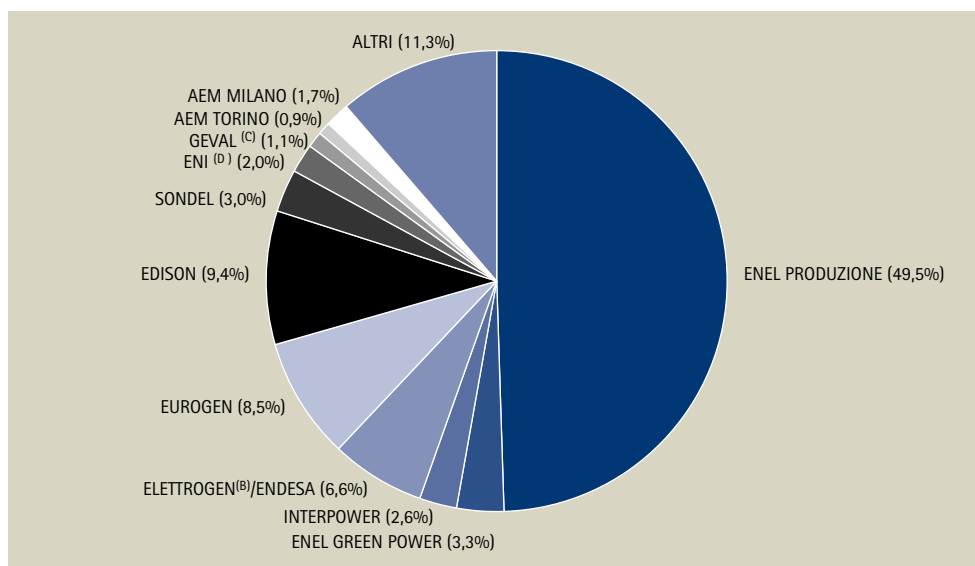
Nel marzo 2002 si è conclusa la procedura per l'assegnazione di Eurogen, la più grande delle Gen.Co S.p.A., a cui erano stati attribuiti 55 impianti, di cui 49 idroelettrici e 6 termoelettrici, per una potenza efficiente netta complessiva di 7.008 MW. Edipower S.p.A., creata da Edison S.p.A. (40 per cento), Aem Milano S.p.A. (13,4 per cento), Aem Torino S.p.A. (13,3 per cento), Atel (13,3 per cento), cui partecipano anche UniCredito Italiano S.p.A. (10 per cento), Interbanca S.p.A. (5 per cento) e Royal Bank of Scotland (5 per cento), si è aggiudicata l'asta di assegnazione di Eurogen al prezzo di 3.700 milioni di euro (cifra comprensiva della somma per la copertura dei debiti). In attesa del via libera dell'Autorità garante per la concorrenza e il mercato, la transazione definitiva dovrebbe avvenire entro i due mesi successivi all'aggiudicazione.

Il processo di dismissione è in atto anche per Interpower, la terza Gen.Co dell'Enel. Alla fine di aprile 2002, è stato infatti pubblicato il bando di sollecitazione alla presentazione di manifestazioni di interesse all'acquisto dell'intera partecipazione nel capitale sociale della medesima, che ha una capacità di produzione di 2.611 MW di potenza efficiente netta, di cui 2.548 MW termoelettrici e 63 MW idroelettrici. La produzione netta di Interpower nel 2000 è stata ottenuta per il 98 per cento dai 3 impianti termoelettrici, mentre il rimanente 2 per cento dal nucleo idroelettrico.

1 Nel 2002 Endesa ha acquisito un'ulteriore partecipazione pari al 5,7 per cento del Banco Central Hispanico, salendo pertanto al 51 per cento del controllo di Elettrogen.

FIG. 3.1 QUOTE DI MERCATO NELLA PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA^(A)

Anno 2001; composizione percentuale



(A) Al netto della produzione destinata all'autoconsumo; è inclusa la generazione da impianti sotto convenzioni CIP6.

(B) La generazione di Elettrogen pre-cessione nel 2001 è stata di 11.274 GWh.

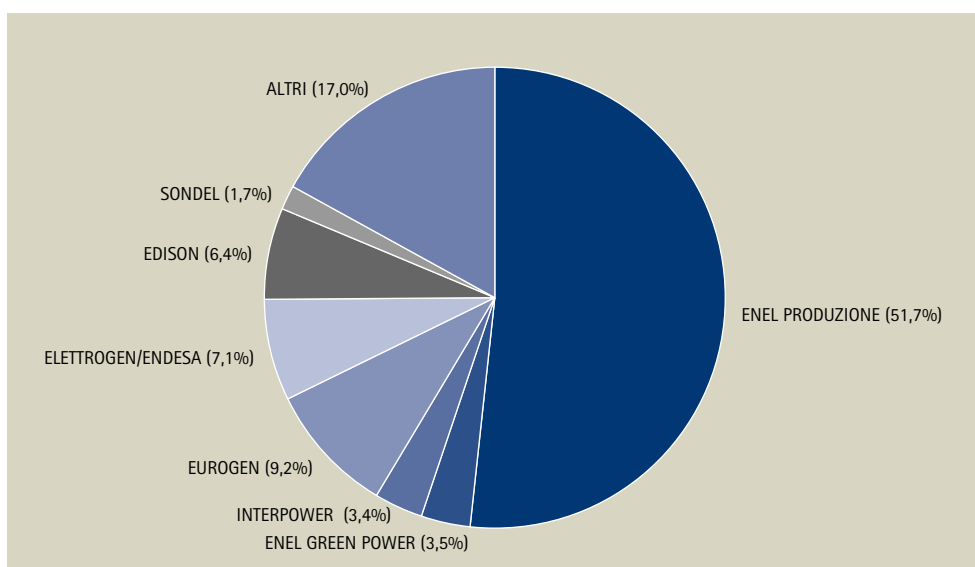
(C) Geval dal 1 gennaio 2002 diventa CVA.

(D) La generazione di Eni è stata destinata per il 38,9% ai consumi di società del gruppo.

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio delle società e Grtn.

FIG. 3.2 QUOTE DI MERCATO NELLA POTENZA INSTALLATA IN ITALIA NEL 2001 ^(A)

Potenza installata idro e termoelettrica; composizione percentuale



(A) Al netto della capacità destinata all'autoconsumo.

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio delle società e Grtn.

Le importazioni

Nel 2001 la domanda di energia elettrica, pari a 305.446 GWh, è stata soddisfatta per il 15,8 per cento dalle importazioni (48.377 GWh), con un aumento percentuale rispetto al 2000 (44.300 GWh) del 9,1 per cento.

La capacità di interconnessione con l'estero – al netto della capacità utilizzata per l'esecuzione dei contratti di importazione pluriennali, conclusi prima del 19 febbraio 1997, e della capacità di transito destinata alla Repubblica di San Marino, allo Stato del Vaticano e alla Corsica – ammonta per il 2002 a 1.953 MW, di cui 1.653 MW sulla frontiera di Nord Ovest (Francia e Svizzera) e 300 MW sulla frontiera di Nord Est (Austria e Slovenia).

Essendo la capacità disponibile insufficiente a soddisfare le domande degli operatori di bande di capacità di trasporto per l'interconnessione con l'estero, l'Autorità ha provveduto, secondo quanto disposto dal decreto legislativo n. 79/99, a determinare le modalità e le condizioni per l'allocatione della medesima capacità. Con la delibera 5 dicembre 2001, n. 301, 600 MW (di cui 500 MW sulla frontiera di Nord Ovest e 100 MW su quella di Nord Est sul versante austriaco) dei 1.953 MW di capacità di trasporto disponibili sono stati destinati, per un periodo di tre anni (2002-2004), ai clienti finali disponibili a distacchi di carico senza preavviso. Sono risultati assegnatari delle bande interrompibili 48 soggetti, con una capacità media di interconnessione assegnata di 12,5 MW ciascuno. I rimanenti 1.153 MW disponibili sulla frontiera di Nord Ovest sono stati attribuiti a 48 operatori, per una capacità media di assegnazione di 24 MW. La capacità di trasporto sull'interconnessione con la Slovenia pari a 190 MW è stata suddivisa tra 17 operatori, per una capacità media di assegnazione di 11,2 MW ciascuno; mentre i 10 MW di capacità di trasporto sull'interconnessione con la frontiera austriaca sono stati assegnati a 9 operatori.

TAV. 3.2 CAPACITÀ DI TRASPORTO CON L'ESTERO PER L'ANNO 2002

Valori in MW nel periodo invernale

	CONFINE				TOTALE
	ITALIA - FRANCIA	ITALIA - SVIZZERA	ITALIA - AUSTRIA	ITALIA - SLOVENIA	
CONTRATTI PLURIENNALI IN ESSERE	1.800	800	—	—	2.600
CAPACITÀ ASSEGNATA A RSM, VATICANO, CORSICA	147	—	—	—	147
CAPACITÀ A DISPOSIZIONE DEL GRTN	653	1.000	110	190	1.953
CAPACITÀ AD ASSEGNAZIONE AUTONOMA GESTORI ESTERI	—	1.000	110	190	1.300
TOTALE	2.600	2.800	220	380	6.000
DI CUI:					
assegnata a clienti interrompibili	500		100		60
assegnata su base annuale	1.153		10	190	1.353

Le fonti rinnovabili di energia elettrica

Nel corso del 2001, il processo di transizione² dal sistema di incentivazione definito dal provvedimento CIP n. 6/92, a quello dei cosiddetti certificati verdi – ovvero il passaggio da un meccanismo di incentivazione basato su un riconoscimento economico predefinito, differenziato per tecnologia, a uno in cui l'incentivo viene fissato da meccanismi di mercato – ha segnato significativi progressi.

Il meccanismo di incentivazione, previsto dal decreto legislativo n. 79/99 ed entrato in vigore dall'1 gennaio 2002, stabilisce che chiunque abbia prodotto o importato, l'anno precedente, energia elettrica da fonti non rinnovabili per quantità superiori a 100 MW debba obbligatoriamente immettere nella rete nazionale una quota pari al 2 per cento della stessa di energia prodotta da fonti rinnovabili, generata in impianti entrati in esercizio dopo l'1 aprile 1999. La quota del 2 per cento fissata per il 2002, rimane costante per gli anni successivi, salvo possibili modifiche con decreto congiunto del Ministero delle attività produttive e del Ministero dell'ambiente.

Entro il 31 maggio 2002 (e per gli anni successivi entro il 31 marzo), i soggetti interessati dovranno certificare presso il Gestore della rete l'ammontare della propria produzione e importazione relativamente al 2001 (al netto di cogenerazione, autoconsumi di centrale ed energia prodotta da fonti rinnovabili); inoltre, entro il 31 marzo 2003, dovranno dimostrare di avere coperto il suddetto obbligo del 2 per cento tramite il possesso di certificati verdi.

I certificati verdi, di valore pari a 100 MW ciascuno, vengono riconosciuti per i primi otto anni di esercizio agli impianti entrati in funzione dopo il primo aprile 1999; possono essere attribuiti alla produzione di impianti della stessa società soggetta all'obbligo, o a produttori terzi, ceduti disgiuntamente dall'energia elettrica effettivamente prodotta e quindi scambiati attraverso contratti bilaterali, o su un apposito mercato istituito presso la società Gestore del mercato S.p.A.

2 I riferimenti normativi di tale transizione sono raccolti nell'art.11 del decreto legislativo n. 79/99, nel decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato e Ministro dell'ambiente dell'11 novembre 1999 e nel decreto del Ministro delle attività produttive e Ministro dell'ambiente del 18 marzo 2002.

Il nuovo quadro regolatorio prevede una sovrapposizione con il precedente sistema di incentivazione (CIP n. 6/92), non solo in chiave temporale, ma anche in funzione delle dinamiche dell'offerta e della formazione dei prezzi dei certificati verdi. Questi ultimi, validi per il soddisfacimento dell'obbligo, vengono infatti rilasciati anche agli impianti di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili sotto convenzione definita dal provvedimento CIP n. 6/92, entrati in funzione dopo l'1 aprile 1999. Tali certificati, congiuntamente all'energia elettrica prodotta, sono ritirati e intestati al Gestore della rete, a fronte dei costi degli incentivi riconosciuti agli impianti che possono usufruirne, secondo il provvedimento CIP n. 6/92.

Esistono pertanto due tipi di certificati: i certificati verdi relativi a impianti esenti dagli incentivi CIP n. 6/92, emessi a consuntivo o preventivo e intestati a privati, e quelli relativi a impianti sotto convenzione CIP n. 6/92 intestati al Gestore della rete. Mentre i primi possono essere ceduti sul mercato predisposto dal Gestore del mercato a un prezzo libero o attraverso contratti bilaterali, i secondi sono obbligatoriamente collocati sul mercato istituito presso il Gestore del mercato, al prezzo fissato dall'art. 9 del decreto ministeriale 11 novembre 1999; si tratta del prezzo risultante dalla differenza tra il costo medio degli incentivi riconosciuti alle centrali sotto convenzione CIP n. 6/92, in base al loro valore di acconto, e i ricavi del Gestore della rete in seguito alla cessione dell'energia elettrica sottostante.

Ne consegue che il prezzo dei certificati del Gestore della rete non dipende dalle dinamiche di domanda e offerta di certificati verdi sul mercato, bensì dagli aggiornamenti degli incentivi CIP n. 6/92, oltre che da fattori esogeni allo sviluppo delle energie prodotte da fonti rinnovabili quali, per esempio, le modalità di cessione dell'energia coperta da incentivi CIP n. 6/92 al mercato vincolato. Queste ultime sono determinate dalla delibera del 13 dicembre 2000, n. 233 e successive integrazioni, in attuazione di quanto previsto dall'art. 4, comma 1, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 21 novembre 2000.

Dal momento che i certificati verdi del Gestore della rete, la cui offerta è attualmente superiore a quella costituita dai certificati verdi intestati a privati, sono indispensabili a soddisfare la domanda di certificati verdi introdotta dall'obbligo del 2 per cento, il loro prezzo costituirà il riferimento anche per il mercato dei certificati verdi privati.

Offerta di certificati verdi

In data 16 ottobre 2001, il Gestore della rete ha reso note le stime di offerta di certificati verdi di sua proprietà, riportate nella tavola 3.3. Gran parte di questa energia viene o verrà prodotta dagli impianti individuati negli allegati delle

delibere dell'Autorità del 27 settembre 2000, n. 175, e del 26 giugno 2001, n. 144, e successive integrazioni, ai sensi delle indicazioni dell'art. 15, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99. Quest'ultimo, al fine di stabilire un quadro temporale certo delle realizzazioni, chiedeva agli operatori di inviare all'Autorità, entro un anno dalla data di entrata in vigore del decreto, le autorizzazioni necessarie alla costruzione degli impianti non ancora in esercizio.

TAV. 3.3 OFFERTA DI CERTIFICATI VERDI DEL GESTORE DELLA RETE

Valori in TWh

ANNO	TWh
2002	6,1
2003	7,2
2004	7,4
2005	7,6

Fonte: Grtn, 2001.

In ottemperanza all'art. 10 del decreto ministeriale 11 novembre 1999, il Gestore della rete rende noti, tramite la pubblicazione di un apposito bollettino, i dati relativi agli impianti che producono energia da fonti rinnovabili, in esercizio e in costruzione; essi provengono da privati che abbiano conseguito la qualifica necessaria all'emissione di certificati verdi. I dati pubblicati nel primo bollettino del 28 febbraio 2002, sono riportati nella tavola 3.4. In aggiunta a questi, devono essere presi in considerazione i certificati verdi rilasciati a fronte di rifacimenti parziali di centrali idroelettriche, come previsto dall'art. 5 del decreto del Ministero attività produttive e Ministero dell'ambiente del 18 marzo 2002. Una prima stima dei certificati, emessi a seguito di questa modifica normativa, è a oggi di circa 0,7 TWh.

TAV. 3.4 OFFERTA DI CERTIFICATI VERDI DA PRIVATI

Valori in GWh

TIPOLOGIA	IN ESERCIZIO	IN PROGETTO	TOTALE
EOLICI	178,5	1.490,30	1.668,80
GEOTERMICI	58,60	—	58,60
IDRO	337,48	83,32	460,80
RIFIUTI	320,42	121,00	441,42
SOLARE	0,78	—	0,78
TOTALE	935,78	1.694,62	2.630,40

Fonte: Grtn, 2001.

La domanda di certificati verdi

Le stime del Gestore della rete, relative alla domanda di certificati rese note dalla pubblicazione sul sito Internet del 16 ottobre 2001, sono riportate nella tavola 3.5.

TAV. 3.5 **DOMANDA DI CERTIFICATI VERDI**

Valori in TWh

ANNO	TWh
2002	4,9
2003	5,1
2004	5,3
2005	5,5

Fonte: Grtn, 2001.

L'esatto ammontare della domanda di certificati verdi per il 2002 sarà noto solo dopo il 31 maggio 2002, quando saranno pervenute al Gestore della rete le autocertificazioni attestanti produzione e importazioni relative all'anno 2001. La domanda di certificati verdi sarà pertanto inferiore alla stima fornita dal Gestore della rete:

- a seguito della delibera n. 42/02 dell'Autorità, e sue applicazioni ai sensi del decreto del Ministero delle attività produttive e del Ministero dell'ambiente 18 marzo 2002;
- in conseguenza della frammentazione delle quote d'importazione al di sotto della franchigia dei 100 GWh;
- a causa delle esenzioni dall'obbligo di acquisto di certificati verdi dell'energia d'importazione certificata rinnovabile, con le modalità previste dall'art. 3 del decreto del Ministero delle attività produttive e del Ministero dell'ambiente 18 marzo 2002.

Altri incentivi alla produzione delle energie rinnovabili

A integrazione del meccanismo di incentivazione basato sull'emissione dei certificati verdi, sono stati distribuiti, nel 2001, come stabilito dal decreto del Ministero dell'ambiente del 20 luglio 2000, n. 337, i fondi relativi al gettito della *carbon tax* del 1999. Il decreto del Ministero dell'ambiente del 21 maggio 2001 distribuisce 155 miliardi di lire alle varie regioni e alle province autonome di Trento e Bolzano per il finanziamento di progetti mirati allo sfruttamento delle energie prodotte da fonti rinnovabili (energia solare e biomassa) o alla promozione di iniziative per l'uso efficiente dell'energia. Ulteriori 50 miliardi sono stati

designati al cofinanziamento di investimenti per la tutela ambientale, relativi all'uso delle energie da fonti rinnovabili e all'uso razionale dell'energia. Per conseguire gli obiettivi del progetto "10.000 tetti fotovoltaici" promosso dal Ministero dell'ambiente, sono stati stanziati, nel 2001, 60 miliardi di lire, destinati al finanziamento a favore di soggetti pubblici e privati per l'installazione di impianti fotovoltaici di piccola taglia (1-20 kW di picco). A sostegno di quest'obiettivo, l'Autorità con la delibera del 13 dicembre 2000, n. 224, aveva approvato la disciplina tecnico economica per lo scambio dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici di potenza nominale non superiore a 20 kW.

Il ruolo della borsa elettrica nel sistema di offerta

Il decreto legislativo n. 79/99, all'art. 5, comma 1, prevede che l'avvio della borsa elettrica coincida con il passaggio, entro l'1 gennaio 2001, da un regime di dispacciamento passante, oggi in vigore, a uno basato su criteri di merito economico. A un anno e mezzo dalla scadenza prevista, il quadro delle regole, sebbene ancora incompleto, si va delineando. Accanto al mercato regolamentato potranno continuare a essere stipulati contratti bilaterali, di cui all'art. 6, del decreto legislativo n. 79/99.

Per quanto riguarda la disciplina del mercato elettrico, con la delibera 30 aprile 2001, n. 97, l'Autorità ha 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. L'Autorità ha espresso parere favorevole sullo schema proposto, a condizione che il Gestore del mercato lo modificasse, 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 definite dall'Autorità con la delibera 30 aprile 2001, n. 95.

Visto il parere dell'Autorità, il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, con decreto 9 maggio 2001, ha approvato la Disciplina del mercato elettrico che organizza gli scambi secondo un meccanismo d'asta non discriminatoria. In tale ipotesi, la borsa riceve le offerte di ciascun impianto di produzione, compila un ordine di merito economico a partire da quelle più basse e definisce il programma di produzione degli impianti per il giorno successivo (preliminare al vero e proprio dispacciamento di merito economico svolto dal Gestore della rete); minimizza inoltre il costo totale per il soddisfacimento della domanda di energia elettrica che si è presentata sul mercato organizzato.

L'approvazione della Disciplina del mercato elettrico non ha tuttavia completato il quadro normativo strumentale all'avvio del sistema delle offerte. Da un lato deve essere ultimato il percorso di definizione delle sue norme attuative e procedurali, dall'altro, devono essere definite le regole per il dispacciamento di merito economico.

Per quanto riguarda la definizione delle norme attuative e procedurali, la Disciplina del mercato elettrico stabilisce che le medesime siano precisate nelle Istruzioni alla Disciplina del mercato elettrico e nelle Disposizioni tecniche di funzionamento. Al gennaio 2002, il Gestore del mercato ha inviato le Istruzioni al Ministro delle attività produttive che, nel mese seguente, le ha trasmesse all'Autorità per la formulazione del previsto parere, emanato nell'aprile 2002. Una volta che il Ministro delle attività produttive avrà approvato le Istruzioni, il Gestore del mercato potrà predisporre le Disposizioni tecniche di funzionamento con le norme procedurali mancanti.

Per quanto riguarda la definizione delle regole per il dispacciamento di merito economico, il Gestore della rete ha predisposto e inviato all'Autorità, per osservazioni, uno schema di regole per il dispacciamento. Tali osservazioni, al momento della stampa della presente Relazione, stanno per essere inviate al Gestore della rete.

Gli obiettivi e le azioni dell'Autorità nella promozione della concorrenza nell'offerta

Definite le norme procedurali relative al funzionamento della borsa e le regole di dispacciamento di merito economico, restano da sciogliere alcuni nodi cruciali affinché il mercato elettrico produca i benefici attesi. Tra questi vi è l'intervento sui meccanismi del mercato, con particolare riferimento all'offerta di energia elettrica, al fine di promuovere la concorrenza e prevenire l'esercizio di potere di mercato. Anche dopo la prevista cessione da parte di Enel della società Interpower, Enel continuerà a detenere più del 50 per cento della capacità produttiva netta installata in Italia (Fig. 3.2). All'avvio del mercato, la struttura dell'offerta sarà perciò caratterizzata da un elevato grado di concentrazione, con evidenti rischi di abuso di posizione dominante.

Tra le possibili misure per la prevenzione dell'esercizio del potere di mercato, alcune affrontano strutturalmente il problema, come le dismissioni e la contrattualizzazione degli impianti di modulazione e di picco che intervengono direttamente sulla struttura dell'offerta; altre misure, basate su strumenti a maggiore contenuto regolatorio, cercano invece di mitigarne gli effetti per i consumatori. In attesa di interventi che modifichino la struttura dell'offerta e al fine di moderare

l'esercizio del potere di mercato creando un'offerta concorrenziale e competitiva, l'Autorità, con la delibera 30 aprile 2001, n. 96, ha ritenuto che potrebbe essere opportuno intervenire con misure tipicamente regolatorie; tra esse i tetti ai prezzi di offerta, con riferimento in particolare ai mercati per l'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento. Tali misure sono però assimilabili alla determinazione amministrativa dei meccanismi del mercato, e quindi debbono essere utilizzate solo transitoriamente. Con la delibera n. 96/01, l'Autorità ha definito un quadro di regole generali atte a promuovere la concorrenza; ha inoltre previsto la definizione di indirizzi e condizioni, affinché il Gestore del mercato adotti disposizioni specifiche finalizzate a stabilire eventuali limiti superiori al prezzo di offerta dell'energia elettrica.

Capacità di interconnessione con l'estero

In attesa dell'avvio del mercato elettrico e del dispacciamento di merito economico, l'Autorità è inoltre intervenuta sulla struttura dell'offerta di energia elettrica, definendo:

- le condizioni per l'allocazione della capacità di trasporto sull'interconnessione tra l'Italia e i paesi confinanti (delibera n. 301/01);
- le modalità di cessione, attraverso procedure concorsuali, dell'energia elettrica prodotta dagli impianti beneficiari degli incentivi CIP n. 6/92 al mercato libero (delibera 21 dicembre 2001, n. 308)

Per quanto riguarda la capacità di trasporto sull'interconnessione, la regolazione degli scambi di energia elettrica ha reso necessario l'accordo tra i soggetti istituzionali, responsabili nei paesi interessati. A seguito della collaborazione con i regolatori dei paesi confinanti con l'Italia, l'Autorità ha adottato, con la delibera n. 301/01, le modalità e le condizioni per l'allocazione della capacità di trasporto sull'interconnessione tra l'Italia e questi paesi, per l'anno 2002; ha inoltre previsto l'assegnazione della medesima capacità ai soggetti richiedenti, in misura proporzionale alle domande, sino a concorrenza di limiti superiori a ogni richiesta. Con la Svizzera, l'Austria e la Slovenia si è proceduto ad allocare la capacità di trasporto suddividendola al 50 per cento a priori tra i paesi interessati; al contrario, l'accordo con la *Commission de regulation de l'électricité* francese ha reso possibile procedere congiuntamente all'allocazione della capacità complessiva di trasporto alla frontiera con la Francia e di quella con la Svizzera di competenza dell'Italia. La responsabilità per lo svolgimento della procedura di allocazione è stata affidata al Gestore della rete d'intesa con il Gestore della rete di trasmissione francese (*Réseau de transport de l'électricité*). L'obiettivo che l'Autorità si è prefissato, nell'adozione del meccanismo di alloca-

zione congiunta, è quello di promuovere la pluralità degli operatori nell'offerta di energia elettrica sul mercato nazionale. A tal fine è stato previsto un limite alla quota della capacità di interconnessione assegnabile a ogni singolo soggetto, nel caso in cui le richieste fossero superiori alla capacità disponibile. Tale limite è stato fissato al 10 per cento della capacità di trasporto disponibile su ciascuna interconnessione.

L'Autorità ha proposto, con il documento per la consultazione 27 febbraio 2002, un inquadramento generale in materia di linee dirette; ovvero di linee indipendenti dalla rete di trasmissione nazionale, che possono essere realizzate dagli operatori, con particolare riferimento a quelle per lo scambio con l'estero; ha inoltre fornito indicazioni sulla formulazione di un quadro normativo che ne consenta la realizzazione e ne permetta il funzionamento. Tale intervento individua nelle linee dirette uno strumento ulteriore per favorire l'integrazione del sistema elettrico nazionale nel sistema europeo, come previsto dalla Direttiva europea 96/92/CE, a fronte di carenze nella rete di interconnessione esistente o di ritardi nella costruzione di nuove infrastrutture di rete. A giudizio dell'Autorità, in una fase congiunturale e transitoria, la realizzazione di linee dirette per lo scambio con l'estero potrebbe, inoltre, contribuire alla formazione della concorrenza nell'offerta di energia elettrica per il mercato libero. La realizzazione di linee dirette diversifica, infatti, le fonti e, in più, amplia la quantità di energia elettrica importata dall'estero oltre i limiti posti dalla capacità di trasporto della rete di interconnessione, rispondendo alle finalità generali di promozione della concorrenza di cui all'art. 1, comma 1, della legge 14 novembre 1995, n. 481.

**Cessione di energia
incentivata dal
provvedimento CIP
n. 6/92**

Per quanto riguarda le procedure concorsuali per la cessione ai clienti del mercato libero dell'energia elettrica ritirata dal Gestore della rete, ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99, l'Autorità ha disciplinato con la delibera n. 308/01 l'allocazione per l'anno 2002 e fino all'operatività del sistema delle offerte. Tale cessione, disposta dal Ministro delle attività produttive con il decreto 10 dicembre 2001, incrementa l'offerta di energia elettrica sul mercato libero e promuove la concorrenza. Sempre al fine di evitare la concentrazione della capacità produttiva in capo a un numero ristretto di soggetti, l'Autorità ha proposto che nessuno possa richiedere l'assegnazione per una quota superiore al 20 per cento del numero di bande disponibili per ciascuna delle procedure concorsuali, e al 15 per cento del numero di bande complessivamente disponibili per tutte le procedure concorsuali.

Prezzo all'ingrosso dell'energia per il mercato vincolato

Per quanto riguarda il sistema regolatorio vigente, l'Autorità, con la delibera 27 dicembre 2001, n. 318, ha determinato il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso, destinata ai clienti del mercato vincolato, per l'anno 2002. Per non introdurre elementi di complessità, in attesa della determinazione dei prezzi su base oraria, l'Autorità ha ritenuto opportuno mantenere la stessa articolazione dei due anni precedenti. Il prezzo è perciò pari alla somma di una componente a copertura dei costi fissi di produzione di energia elettrica articolata per fasce orarie, e di una componente indipendente dalle fasce orarie a copertura dei costi variabili di produzione, pari al costo unitario riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali (comma 6.5 della delibera 11 maggio 1997, n. 70). Per la determinazione del valore del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso per l'anno 2002, è stata condotta un'analisi dei costi di produzione, relativamente agli impianti alimentati da combustibili fossili convenzionali; l'esame ha incluso anche i costi di trasporto previsti dall'art. 16 del Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasporto, di misura e di vendita dell'energia elettrica, approvato con la delibera n. 228/01, e sue successive modificazioni. Il prezzo così determinato è risultato, per la componente a copertura dei costi fissi di produzione di energia elettrica, sostanzialmente in linea con il livello dell'anno 2001.

TAV. 3.6 **PREZZO DELL'ENERGIA ELETTRICA ALL'INGROSSO PER GLI ANNI 2001 E 2002**

Componente a copertura dei costi fissi di produzione di energia elettrica

FASCIA ORARIA	ANNO 2001		ANNO 2002
	lire/kWh	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh
F1 (ore di punta)	180,1	9,302	9,338
F2 (ore di alto carico)	72,4	3,739	3,755
F3 (ore di medio carico)	39,3	2,029	2,035
F4 (ore vuote)	0	0	0

Impianti mini idroelettrici Sempre con riferimento al sistema regolatorio vigente (delibera 8 giugno 1999, n. 82, successivamente modificata dalla delibera 16 marzo 2000, n. 56), l'Autorità aveva determinato i prezzi di cessione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW in modo da garantire la copertura dei costi di produzione in condizioni di adeguata redditività. Come segnalato da diversi soggetti titolari di impianti e dalle loro associazioni rappresentative, gli impianti idroelettrici a bacino con potenza fino a 3 MW non presentano caratteristiche che giustifichino un trattamento differenziato rispetto a quelli ad acqua fluente della medesima potenza. L'Autorità, con la delibera 18 aprile 2002, n. 62, ha determinato i prezzi di cessione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici con potenza fino a 3 MW, eliminando la disparità di trattamento esistente tra quelli a bacino e quelli ad acqua fluente. La delibera n. 62/02 si applica agli impianti idroelettrici con potenza nominale media annua non superiore a 3 MW, che cedono l'energia elettrica prodotta al Gestore della rete, a eccezione dell'energia elettrica ceduta nell'ambito di:

- convenzioni di cessione destinata all'Enel e, a far data dall'1 gennaio 2001, al Gestore della rete, di cui al decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 25 settembre 1992, ancora in vigore fino alla loro scadenza;
- misure di promozione e incentivazione previste dal decreto ministeriale 11 novembre 1999 per gli impianti di nuova realizzazione, riattivati, ripotenziati, limitatamente alla producibilità aggiuntiva, o rifatti dopo l'1 aprile 1999.

Criteri di riconoscimento per la cogenerazione

Il decreto legislativo n. 79/99 e il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, riconoscono alla cogenerazione alcuni benefici, tra i quali: la priorità di dispatchamento dell'energia elettrica prodotta; l'esenzione dall'obbligo di immettere una quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, cui sono soggetti i produttori e gli importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili con produzioni o importazioni annue eccedenti i 100 GWh; il riconoscimento della qualifica di cliente idoneo alle imprese che acquistano il gas per la cogenerazione, indipendentemente dal livello di consumo annuale. Sempre il decreto legislativo n. 79/99 (art. 2, comma 8) assegna all'Autorità la definizione delle condizioni necessarie affinché la produzione combinata di energia elettrica e calore sia riconosciuta come cogenerazione; prevede inoltre che tali condizioni garantiscano un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate di energia elettrica e di calore.

Per la definizione dei citati criteri di riconoscimento, l'Autorità ha avviato un ampio processo di consultazione con l'emissione di due documenti, il primo in data 3 agosto 2000 e il secondo in data 25 luglio 2001, contenenti lo schema di provvedimento e numerose osservazioni e contributi scritti. Con la delibera n. 42/02 l'Autorità ha definito le condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione. Risponde a esse ogni processo integrato di produzione combinata di energia elettrica, o meccanica, e di energia termica, realizzato dalla sezione di un impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore che, a partire da un qualsiasi *mix* di fonti primarie e con riferimento a ciascun anno solare, soddisfi contemporaneamente due condizioni. La prima relativa al risparmio di energia primaria conseguito dall'impianto di cogenerazione rispetto alle produzioni separate, la seconda relativa alla quota di produzione di energia termica rispetto al totale della produzione di energia elettrica e termica. Entrambe vengono soddisfatte con modalità applicative differenti al variare della tipologia di combustibile usato, della taglia della sezione, dell'utilizzo e della modalità di distribuzione dell'energia termica utile prodotta, del livello di tensione a cui è allacciata la sezione.

SERVIZIO DI TRASPORTO E SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO DELL'ENERGIA ELETTRICA

La rete di trasmissione nazionale è composta di 9.782 km di terne a 380 kV, 11.980 km di terne a 220 kV, per un totale di 21.762 km, e di 20.401 km di linee a 150-132 kV (dati riferiti al 2000). Alla rete di trasmissione nazionale risulta oggi connessa più del 95 per cento della potenza installata presso i siti di produzione dell'energia elettrica, il 10 per cento circa delle esistenti utenze in alta e altissima tensione corrispondenti a clienti finali e la quasi totalità delle reti di distribuzione in alta tensione.

La struttura e le caratteristiche della rete di trasmissione nazionale sono tali da non consentire lo scambio di energia elettrica tra le varie zone del paese in tutte le situazioni di funzionamento e di necessità.

Il Gestore della rete, ai sensi del decreto legislativo n. 79/99, è concessionario esclusivo delle attività di trasmissione sulla rete di trasmissione nazionale e di dispacciamento sull'intero territorio nazionale. La proprietà della rete rimane, tuttavia, quasi esclusivamente in capo al gruppo Enel. L'attività di trasmissio-

ne è costituita dall'insieme delle attività orientate a impartire disposizioni per realizzare il trasporto e la trasformazione dell'energia elettrica sulla rete nazionale; non contempla invece le attività operative connesse con il trasporto e la trasformazione dell'energia elettrica, che sono demandate ai titolari degli impianti costituenti la rete medesima. L'attività di dispacciamento riguarda le decisioni relative sia alla "chiamata a produrre" degli impianti di generazione, sia alla gestione dei prelievi di energia elettrica dalla rete di trasmissione nazionale, ai fini della soluzione delle congestioni di rete e all'erogazione dei servizi di rete alle utenze.

Per quanto riguarda le interconnessioni con l'estero, nel corso del 2001, a seguito di lavori di adeguamento di alcune linee, la massima capacità di trasporto è passata da 6.300 MW (gennaio-aprile 2001) a 6.500 MW (ottobre-dicembre 2001). Nel 2001 è stato inoltre completato il collegamento tra Italia e Grecia, consistente in 207 km di linee a 400 kV in corrente continua, la cui operatività commerciale è prevista entro l'estate del 2002.

Attività di regolazione tecnica ed economica della rete di trasmissione e del servizio di trasporto dell'energia elettrica

I costi relativi allo svolgimento del servizio di trasporto sulla rete di trasmissione comprendono essenzialmente quelli riguardanti la gestione, l'esercizio e la manutenzione delle infrastrutture di trasporto, cioè indipendenti dall'uso delle predette infrastrutture. I costi indotti dalle perdite sulle reti, i costi relativi alle congestioni e quelli per il mantenimento dell'equilibrio istantaneo tra domanda e offerta (bilanciamento) connessi con l'uso delle infrastrutture e, quindi, con il servizio di trasporto dell'energia elettrica, si formano a monte della filiera elettrica e consistono in costi variabili di produzione.

Tariffe di trasporto: il Testo integrato

Al fine di uniformare la disciplina del trasporto dell'elettricità destinata al mercato libero e a quello vincolato, introdotta in tempi e con provvedimenti diversi rispetto alla liberalizzazione del settore avviata nel marzo 1999, l'Autorità, con delibera, n. 228/01, ha riformato, semplificandola, la disciplina del trasporto per i clienti del mercato libero; ha inoltre raggruppato in un unico testo (Testo integrato) tutta la normativa relativa ai corrispettivi dei servizi di trasporto, misura e vendita sia per il mercato libero sia per quello vincolato. Per la copertura dei costi delle infrastrutture relative alla rete di trasmissione, la disciplina del Testo integrato prevede appositi corrispettivi a carico delle impre-

se distributrici e dei produttori. Questi ultimi pagano al Gestore della rete un corrispettivo per ogni kWh immesso in rete. L'onere direttamente posto a carico dei produttori per il servizio di trasporto è trascurabile e concorre in misura modesta alla copertura dei costi sostenuti dal Gestore della rete per le attività di propria competenza. Tale scelta, soprattutto nella prospettiva dell'avvio del sistema delle offerte, è finalizzata a evitare potenziali distorsioni della competizione tra produttori e del prezzo di equilibrio dei mercati del giorno prima dell'energia.

Per quanto riguarda gli oneri a carico delle imprese distributrici, il Testo integrato prevede che il Gestore della rete addebiti alle medesime una apposita componente tariffaria (CTR), sull'energia elettrica netta prelevata dalla rete di trasmissione nazionale e da impianti di clienti finali allacciati in alta tensione. Le imprese distributrici trasferiscono poi sui clienti finali tali oneri mediante i meccanismi tariffari descritti più oltre (vedi il paragrafo Attività di regolazione economica della distribuzione). Per quanto riguarda l'energia elettrica prodotta da impianti allacciati a reti di distribuzione di media e di bassa tensione, la cosiddetta generazione diffusa, con il Testo integrato è stata introdotta una disciplina che riconosce al produttore il costo evitato di trasporto sulla rete di trasmissione, al netto della componente imposta dai produttori.

Il costo delle infrastrutture di trasporto grava in misura preponderante sui proprietari delle porzioni di rete di trasmissione nazionale, cui competono anche l'esercizio e la manutenzione, e in misura minima anche sul Gestore della rete. Pertanto, i corrispettivi per il servizio di trasporto dell'energia elettrica, pagati al Gestore della rete dalle imprese distributrici direttamente connesse con la rete di trasmissione nazionale e dai produttori, sono trasferiti ai medesimi proprietari secondo le modalità previste dalla convenzione tipo, approvata con il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 22 dicembre 2000.

Tale convenzione prevede che i proprietari delle porzioni della rete di trasmissione nazionale addebitino al Gestore della rete un canone annuo proposto dallo stesso ed approvate dall'Autorità con delibera 13 dicembre 2001, n. 304, ai sensi della convenzione tipo, di cui all'art. 3, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99, approvata sia con il decreto ministeriale 22 dicembre 2000. I canoni annui riconosciuti ai proprietari sono determinati in funzione del costo delle componenti patrimoniali della porzione di rete di proprietà di ciascun soggetto, dei costi di esercizio e di manutenzione unitamente al riconoscimento degli ammortamenti economici e tecnici.

Attività di regolazione economica e tecnica del servizio di dispacciamento

Con la delibera n. 95/01, l'Autorità ha definito (ai sensi dell'art. 3, comma 3, del decreto legislativo n. 79/99) le condizioni per l'erogazione, da parte del Gestore della rete, del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale, secondo criteri di merito economico.

La delibera definisce sia le modalità di approvvigionamento, da parte del Gestore della rete, 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. Queste ultime prevedono l'istituzione di appositi mercati per l'approvvigionamento della capacità di produzione di riserva, delle risorse per la risoluzione delle congestioni e delle risorse per il bilanciamento del sistema elettrico. La gestione di tali mercati è affidata al Gestore del mercato, conformemente a quanto previsto all'art. 5, del decreto legislativo n. 79/99, sulla base di una convenzione tra il medesimo e il Gestore della rete previste dalla delibera n. 95/01.

Al fine di garantire certezza agli operatori nell'assegnazione dei diritti di trasporto, è necessario che il territorio nazionale sia suddiviso in un numero limitato di zone definite dal Gestore della rete e approvate dall'Autorità e che i confini tra queste siano stabili nel tempo. Per il primo biennio di operatività della borsa elettrica, è stato tuttavia consentito al Gestore della rete di modificare, sotto il controllo dell'Autorità, i confini tra le zone.

Per l'assegnazione dei diritti di trasporto, la delibera prevede che il diritto all'uso della capacità di trasporto tra le zone venga assegnato nel mercato del giorno prima, tenendo conto dei vincoli di trasporto nella determinazione dei programmi di immissione e di prelievo accettati nel medesimo mercato. Conseguentemente, in presenza di vincoli di trasporto stringenti (cd. congestioni), si determina una differenziazione tra zone del prezzo sia di acquisto sia di vendita dell'energia elettrica. Il corrispettivo unitario pagato per i diritti d'uso della capacità di trasporto è stato fissato dall'Autorità pari alla differenza tra i prezzi di mercato, determinati nelle zone in cui avviene il prelievo e in quelle in cui si compie l'immissione dell'energia elettrica.

Sulla base delle condizioni definite dalla delibera n. 95/01, il Gestore della rete ha predisposto e inviato all'Autorità uno schema di regole per il dispacciamento, che costituisce il riferimento normativo cui il medesimo Gestore dovrà attenersi. Su di esse, l'Autorità ha formulato osservazioni vincolanti di cui il Gestore della rete deve tenere conto nella predisposizione delle regole definitive.

La disciplina transitoria

In attesa dell'avvio del dispacciamento di merito economico disposto dall'Autorità, a seguito della riforma dei corrispettivi per il servizio di trasporto illustrata in precedenza, si è resa necessaria la definizione di una disciplina transitoria del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica, in sostituzione di quella precedentemente prevista dalla delibera del 18 febbraio 1999, n. 13. Tale disciplina (delibera 27 dicembre 2001, n. 317, e delibera 7 marzo 2002, n. 36), in vigore a partire dall'inizio del 2002, introduce condizioni per il servizio di dispacciamento per i clienti del mercato libero, i produttori di energia elettrica e gli autoproduttori. Attraverso meccanismi semplificati e basati su corrispettivi determinati amministrativamente, si prefigge l'obiettivo di fornire agli operatori segnali economici relativi ai costi provocati al sistema elettrico dai loro comportamenti, in modo da orientare il sistema verso la situazione di regime basata sul merito economico delle risorse da selezionare.

I rapporti tra il Gestore della rete e i soggetti cui viene erogato il servizio di dispacciamento sono sanciti in contratti di bilanciamento e di scambio dell'energia elettrica. Al fine di consentire al Gestore della rete una corretta programmazione delle risorse necessarie al mantenimento della sicurezza del sistema, i soggetti sono tenuti a comunicare settimanalmente al Gestore della rete i propri programmi di immissione e prelievo; rispetto a questi viene determinata *ex post* l'entità delle deviazioni delle immissioni e dei prelievi effettivi.

In attesa di un apposito mercato che determini il costo per il sistema in ciascuna ora (o anche per intervalli di tempo più brevi) delle risorse necessarie a compensare le deviazioni non preventivate delle immissioni e dei prelievi effettivi rispetto ai relativi programmi, il corrispettivo posto a carico dei soggetti responsabili di tali deviazioni (corrispettivo di bilanciamento) viene definito per via amministrativa³.

La disciplina transitoria introdotta consente di applicare ai clienti del mercato libero, per i quantitativi di energia elettrica prelevata e non immessa, un prezzo uguale a quello che avrebbero pagato se fossero rimasti nel mercato vinco-

3 In relazione alla valorizzazione delle differenze tra l'energia elettrica immessa e quella prelevata dai soggetti che operano sul mercato libero, l'Autorità ha previsto che il loro saldo avvenga su base bimestrale; ha introdotto inoltre la possibilità di scambio tra gli operatori delle differenze risultanti al termine di ciascun bimestre, qualora tali soggetti siano abilitati ad acquistare e vendere energia elettrica nel mercato libero. Il prezzo dell'energia elettrica utilizzato, al termine di ciascun bimestre, per la valorizzazione delle differenze tra l'energia elettrica immessa e quella prelevata è stato determinato come il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso, definito dall'Autorità per il mercato vincolato, al netto delle componenti a copertura degli oneri sostenuti per il mantenimento dell'equilibrio tra immissioni e prelievi.

lato, al netto dello sconto della componente a copertura dell'onere medio di sbilanciamento. L'ulteriore addebito del corrispettivo a copertura degli oneri di sbilanciamento effettivi dipende dalla capacità del soggetto di controllare e presumere con precisione il proprio carico e costituisce quindi un incentivo a prevedere correttamente il proprio comportamento.

VENDITA AI CLIENTI IDONEI

Il mercato della vendita di energia elettrica ai clienti idonei

Nel corso dell'ultimo anno il numero di consumatori che possono beneficiare della liberalizzazione del mercato elettrico è aumentato di quasi il 35 per cento, ovvero si è visto il passaggio da 7.870 a 10.581 siti di prelievo dell'energia. Il consumo potenziale di energia di questi siti, riferito agli ultimi consuntivi disponibili⁴, è cresciuto del 28 per cento, da 97 a 124 TWh. Considerando un fabbisogno complessivo pari a 305 TWh nel 2001, questo corrisponde a un grado di apertura del mercato di circa il 41 per cento. L'apertura appare ancora maggiore, pari al 54 per cento del totale, se si escludono dal computo il settore domestico e altri consumatori per i quali non è attualmente previsto l'accesso al mercato. Le quantità di energia effettivamente acquistate sul mercato libero sono però apprezzabilmente inferiori.

Il più rapido aumento si è verificato per i clienti finali appartenenti a consorzi, società consortili e multisito nazionali. A tale riguardo, va sottolineato che l'andamento temporale delle varie tipologie di idoneità riflette, più che una preferenza dei clienti finali, il diverso impegno necessario, in termini di capacità organizzativa, per raggiungere le soglie di idoneità stabilite dal decreto legislativo n. 79/99; nonché, naturalmente, le modifiche normative nelle condizioni di riconoscimento di idoneità nelle scadenze dell'1 gennaio 2001 e 2002.

Infatti, come evidenziato nella tavola 3.7, la crescita dei clienti finali con consumi sufficientemente elevati da conseguire l'idoneità senza bisogno di aggre-

4 I valori definitivi attendono l'aggiornamento in base alle dichiarazioni dei distributori e degli autoproduttori, previste dalla delibera 30 giugno 1999, n. 91. I valori disponibili sui quali sono basati i risultati riportati nelle tavole si riferiscono alle dichiarazioni dei distributori relative al 2000 o alle dichiarazioni parziali relative al 2001 (nel caso di richieste di riconoscimento a partire dall'1 gennaio 2002).

gazione in gruppi di impresa o in consorzi, è avvenuta in tempi brevissimi; il 75 per cento degli attuali clienti finali idonei per conto proprio ha ricevuto il riconoscimento di idoneità entro il mese di aprile 2000. Più lenta è stata invece la crescita dei gruppi e delle imprese societarie, nella misura in cui ha richiesto accordi tra le stesse e all'interno di ognuna di esse. Ancora più lento, seppure sempre consistente, è stato il decorso delle richieste di riconoscimento di idoneità da parte dei consorzi e delle società consortili, per la necessità di organizzare una molteplicità di soggetti. Per ultimo, i multisito nazionali (nati a partire dall'1 gennaio 2002)⁵ rappresentano attualmente il segmento più dinamico, crescendo spesso a scapito dei gruppi di impresa, delle imprese societarie e delle società consortili, la cui consistenza ha iniziato a calare nei primi mesi del 2002.

Le caratteristiche descritte si riflettono nella dinamica evidenziata a livello regionale nella tavola 3.8. Qui, la significativa variabilità del grado di apertura del mercato è spiegabile in termini di concentrazione dell'industria energivora, più che in termini di una minore o maggiore propensione a entrare nel mercato libero. Nelle regioni con una forte preponderanza di grandi impianti a elevato consumo energetico (tra cui principalmente Friuli Venezia Giulia, Umbria, Sicilia e Sardegna), il riconoscimento di idoneità ai maggiori stabilimenti ha portato a un grado di apertura prossimo al 50 per cento e oltre già nel corso del 1999; negli anni successivi, l'aggiunta di altri impianti di minori dimensioni (spesso nell'ambito di consorzi) non si è tradotta in un significativo aumento dei consumi da parte dei clienti idonei. In altre regioni, caratterizzate da una struttura industriale molto più diffusa (tra cui Trentino Alto Adige, Emilia Romagna, Toscana e Marche) l'apertura del mercato (in buona parte dovuta al contributo di piccole imprese consorziate) è stata molto più lenta, e nella maggior parte dei casi non ha ancora superato il 40 per cento del fabbisogno complessivo.

Un palese riscontro della dinamica descritta si trova nel consumo medio per sito di prelievo, che è diminuito bruscamente in quasi tutte le regioni tra il 1999 e il 2000, continuando poi a ridursi con il conferimento di idoneità a un crescente numero di piccole imprese aggregate in consorzi di consumo. L'abbassamento della soglia a 20 GWh a partire dall'1 gennaio 2001 ha contribuito a ridurre il consumo medio, anche se non in modo determinante, rispetto all'effetto dovuto alla fortissima crescita delle imprese consorziate. Nel corso dell'ultimo anno, queste ultime hanno infatti visto un aumento quasi 20 volte maggiore rispetto ai clienti finali singoli, in termini di siti di prelievo: 1.921 tra consorzi e società consortili contro 104 clienti finali singoli.

5 Come predisposto dal decreto legislativo n. 79/99 (art. 14, comma 4, lettera c).

TAV. 3.7 DINAMICA DEI CLIENTI IDONEI CONSUMATORI FINALI TRA OTTOBRE 1999 E APRILE 2002

	OTTOBRE 1999	APRILE 2000	APRILE 2001	APRILE 2002
CLIENTI IDONEI (numero)	322	750	1.088	1.388
CLIENTE FINALE	271	529	604	708
GRUPPO	19	58	77	91
IMPRESA C.F. SOCIETARIA	15	41	81	103
CONSORZIO	13	97	272	352
SOCIETÀ CONSORTILE	4	25	54	86
MULTISITO NAZIONALE	—	—	—	48
SITI DI CONSUMO	656	3.711	7.929	10.581
CLIENTE FINALE	271	529	604	708
GRUPPO	90	429	506	548
IMPRESA C.F. SOCIETARIA	36	102	215	335
CONSORZIO	157	2.019	5.084	6.812
SOCIETÀ CONSORTILE	102	632	1.520	1.713
MULTISITO NAZIONALE	—	—	—	465
CONSUMO (TWh)	36,7	79,7	97,1	124,2
CLIENTE FINALE	30,8	56,1	58,4	69,7
GRUPPO	2,8	5,2	8,1	7,4
IMPRESA C.F. SOCIETARIA	1,6	2,7	4,4	5,4
CONSORZIO	0,9	9,0	20,2	26,6
SOCIETÀ CONSORTILE	0,6	6,7	5,9	10,5
MULTISITO NAZIONALE	—	—	—	4,6
CONSUMO PER SITO (GWh)	56,0	21,5	12,2	11,7
CLIENTE FINALE	113,8	106,0	96,7	98,4
GRUPPO	31,0	12,2	15,9	13,6
IMPRESA C.F. SOCIETARIA	45,1	26,9	20,4	16,1
CONSORZIO	5,5	4,4	4,0	3,9
SOCIETÀ CONSORTILE	5,9	10,5	3,9	6,1
MULTISITO NAZIONALE	—	—	—	9,9

Un notevole impulso con effetti rilevanti sulla dinamica delle diverse tipologie di idoneità si è invece avuto, verso la fine del 2001, in previsione sia dell'abbassamento della soglia di idoneità a 9 GWh dall'1 gennaio 2002, sia dell'estensione del riconoscimento a quei clienti finali il cui consumo risulta complessivamente superiore a 40 GWh, come somma dei consumi nei vari punti di misura sul territorio di imprese giuridicamente affiliate. L'incremento delle richieste è stato molto maggiore dell'atteso, probabilmente perché la maggior parte dei clienti con consumi compresi tra 9 e 20 GWh/anno avevano già l'accesso al mercato libero attraverso consorzi o altra forma di raggruppamento. Molte imprese di media dimensione hanno, infatti, preferito attendere la riduzione della soglia a 9 GWh/anno anziché affidarsi, anche temporaneamente, ai consorzi di acquisto.

A partire dal mese di novembre, circa il 40 per cento delle nuove richieste di riconoscimento erano provocate dall'abbassamento della soglia. Meno di un terzo di queste si riferiva a siti già idonei, in quanto appartenenti a consorzi. In un numero significativo di casi si trattava di richieste di modifica di idoneità con la ricomposizione in gruppi di imprese costituite in forma societaria. Un numero rapidamente crescente di richieste, ricevute nei mesi di novembre e dicembre e nei mesi successivi, ha riguardato il riconoscimento di idoneità nella forma di multisito nazionale di siti precedentemente riconosciuti idonei nell'ambito di consorzi, o di gruppi di imprese costituite in forma societaria. Infine, un numero apprezzabile di richieste concerneva spostamenti tra consorzi. Infatti, la concorrenza tra consorzi per assicurarsi clienti finali, sia nuovi sia già iscritti in altri, sembra essersi intensificata nel corso del 2002 con il consolidamento dei consorzi più affermati.

Le richieste di riconoscimento sono poi aumentate da una media di circa 50-60 punti di misura alla settimana a oltre 300 nel mese di dicembre 2001, e sono rimaste a questo livello per tutto il mese di gennaio 2002. Hanno contribuito a tale aumento anche le scadenze per l'assegnazione della capacità di importazione e per le aste, come stabilito dal provvedimento CIP n. 6/92. Tali scadenze hanno determinato una corsa al riconoscimento di nuovi siti anche in forma consorziata.

L'entrata di nuovi soggetti nel mercato libero nel 2002

Il flusso di richieste è tornato a un livello normale solo verso la fine di marzo 2002. Tuttavia, altre impennate sono previste nel corso del 2002, per via di due nuovi fattori che riguardano l'accesso al mercato libero dei Comuni e l'ulteriore abbassamento della soglia a 100 MWh/anno.

L'Anci (Associazione nazionale comuni italiani) ha da tempo posto il problema del riconoscimento di idoneità per i suoi associati, considerando i potenziali vantaggi in termini di risparmi di spesa per le finanze dei Comuni. Tuttavia,

presi singolarmente, i siti di prelievo delle utenze comunali non sono in genere tali da permettere il conferimento di idoneità, in quanto sottendono consumi inferiori a 1 GWh/anno. La questione è stata approfondita in apposite riunioni tecniche con gli Uffici dell'Autorità, che hanno coinvolto oltre agli esponenti dell'Anci, anche rappresentanti del Ministero delle attività produttive, del Ministero dell'economia e delle finanze e di altri ministeri. Si è riscontrato che le modalità previste dalla delibera n. 91/99 dovrebbero già permettere il conferimento di idoneità in base al concetto di sito come "insieme di punti di misura che insistono su un'area nella disponibilità di un unico soggetto".

Su questa base si è concordato di riconoscere l'idoneità a un insieme di punti di prelievo, quando esista un fattore strutturale unificante e determinante per l'esercizio delle attività: per esempio, nel caso di reti di illuminazione pubblica, di acquedotti e/o fognature, di telecomunicazioni, impianti di risalita ecc. L'applicazione di tale concetto alle utenze comunali si ritiene possibile, riconoscendo come fattori unificanti le strade comunali e altre eventuali reti che rientrano nella disponibilità dei Comuni e che sono essenziali per l'esercizio delle loro funzioni istituzionali. Una soluzione in tal senso è stata approvata nell'ambito della seduta della Conferenza Stato/città e autonomie locali del 4 aprile 2002. Essa dovrebbe permettere il conferimento di idoneità a circa 150 Comuni con consumi superiori a 9 GWh/anno come clienti finali singoli, e a circa 1.500 Comuni con consumi superiori a 1 GWh/anno come clienti finali componenti di consorzi di acquisto.

L'art. 10 della legge 5 marzo 2001, n. 57, ha ulteriormente abbassato la soglia per il riconoscimento di idoneità a 100 MWh/anno "a decorrere dal novantesimo giorno dalla cessione, da parte dell'Enel, di non meno di 15.000 MW di capacità produttiva". Tale abbassamento comporta un notevole aumento nel numero potenziale di clienti idonei, stimabile nell'ordine di 100.000 soggetti, con il coinvolgimento anche di una molteplicità di piccole attività commerciali. Un simile ampliamento porterà probabilmente a una forte accelerazione delle richieste di riconoscimento verso la fine del 2002 e potrebbe rendere necessarie modifiche operative nelle procedure di riconoscimento.

TAV. 3.8 DINAMICA DEL RICONOSCIMENTO DI IDONEITÀ A CLIENTI FINALI
TRA OTTOBRE 1999 E APRILE 2002

REGIONI	CONSUMO TOTALE (TWh)				NUMERO DI SITI				CONSUMO PER SITO (GWh)				GRADO DI APERTURA (%)			
	OTT 99	APR 00	APR 01	APR 02	OTT 99	APR 00	APR 01	APR 02	OTT 99	APR 00	APR 01	APR 02	OTT 99	APR 00	APR 01	APR 02
VALLE D'AOSTA	0,1	0,3	0,3	0,3	1	2	2	3	52,3	148,6	142,9	100,3	7,9	43,9	44,4	45,7
PIEMONTE	4,6	7,6	9,9	13,7	101	342	915	1.164	45,9	22,3	10,8	11,7	23,8	39,3	48,8	66,3
LOMBARDIA	10,0	21,3	22,9	33,8	211	1.081	2.400	3.195	47,3	19,7	9,5	10,6	22,5	47,2	47,0	67,7
LIGURIA	0,5	1,0	1,3	1,6	4	55	125	174	119,8	17,9	10,3	9,2	11,1	23,0	29,2	35,8
VENETO	3,9	9,9	10,9	12,7	147	802	1.214	1.536	26,5	12,3	9,0	8,3	19,0	47,0	48,7	54,8
TRENTINO ALTO ADIGE	0,8	1,2	1,6	1,9	11	126	229	259	73,9	9,6	7,0	7,5	21,2	31,7	40,4	47,7
FRIULI VENEZIA GIULIA	2,9	4,1	4,7	4,8	23	213	330	401	125,9	19,3	14,3	12,0	41,8	59,1	65,0	65,2
EMILIA ROMAGNA	1,5	4,8	7,1	9,3	36	305	801	1.093	42,3	15,8	8,8	8,5	9,3	28,6	39,7	50,7
TOSCANA	3,0	4,6	5,9	7,0	32	243	618	753	92,6	18,7	9,6	9,3	22,1	32,5	40,8	46,9
MARCHE	0,4	1,2	1,5	1,8	10	132	227	343	44,5	9,0	6,5	5,3	10,6	26,9	30,3	36,4
UMBRIA	1,9	2,4	2,9	2,9	7	37	117	129	267,8	65,0	24,5	22,1	44,7	55,9	64,1	61,5
LAZIO	1,1	2,6	4,9	5,7	17	166	346	476	67,1	15,8	14,0	11,9	9,5	21,2	37,3	41,8
ABRUZZO	0,8	1,8	2,1	2,5	10	34	128	199	81,0	51,8	16,7	12,7	18,3	38,3	44,0	50,3
MOLISE	0,0	0,0	0,1	0,5	—	—	6	48	—	—	15,5	10,5	0,0	0,0	9,8	50,8
CAMPANIA	0,9	1,8	2,4	4,9	13	52	133	217	68,5	33,9	17,9	22,6	10,1	19,5	25,9	50,8
PUGLIA	1,2	3,1	3,9	5,0	12	42	104	218	99,8	72,7	38,0	22,7	11,3	27,9	34,6	41,5
BASILICATA	0,2	0,3	0,6	0,9	3	24	57	76	54,1	12,6	10,9	12,1	9,6	17,1	34,5	49,5
CALABRIA	0,4	1,1	0,9	0,8	3	11	27	37	122,1	99,2	34,1	22,1	13,8	45,6	36,3	32,6
SICILIA	1,7	5,7	7,2	7,3	10	34	97	151	167,9	168,7	73,9	48,5	16,7	52,8	61,9	61,1
SARDEGNA	0,9	4,9	6,0	6,7	5	10	53	109	183,6	494,7	113,6	61,0	11,9	61,6	70,0	76,7
ITALIA	36,7	79,7	97,1	124,2	656	3.711	7.929	10.581	56,0	21,5	12,2	11,7	18,6	39,5	45,5	56,6

Le azioni dell'Autorità nella promozione della concorrenza nel mercato della vendita ai clienti idonei

Elemento essenziale per una reale apertura del mercato è la definizione di un sistema tariffario trasparente e non discriminatorio, in cui siano facilmente enucleabili, dai vari soggetti concessionari di pubblico servizio, gli elementi tariffari connessi con i diversi servizi erogati, a condizioni regolate dall'Autorità. La trasparenza è infatti condizione necessaria per una scelta consapevole, da parte del cliente, tra mercato libero e mercato vincolato. Il Testo integrato precedentemente citato (delibera n. 228/01) da un lato ha uniformato la disciplina del servizio di trasporto per i clienti di entrambi i mercati e, dall'altro, ha consentito di individuare e separare chiaramente i corrispettivi a copertura dei costi di trasporto a carico di tutti i clienti finali rispetto ai corrispettivi per il servizio di vendita a carico dei soli clienti del mercato vincolato.

Assegnazione della capacità di importazione per il 2002

Nell'ambito degli interventi dell'Autorità che hanno contribuito alla promozione della concorrenza nel mercato della vendita ai clienti idonei, va ricordato il citato provvedimento di allocazione della capacità di trasporto sulle reti di interconnessione per l'importazione ed esportazione dell'energia elettrica (delibera n. 301/01). Nel definire le regole per le importazioni di elettricità in condizioni di scarsa capacità di interconnessione, l'Autorità ha infatti operato in modo da difendere il potere contrattuale dei clienti idonei italiani, rispetto agli operatori esteri, in presenza di prezzi medi europei dell'energia elettrica significativamente inferiori a quelli del nostro paese.

Le modalità di assegnazione della capacità sulla frontiera Nord Occidentale, pari a 1.800 MW (al netto dei contratti pluriennali destinati al mercato vincolato), sono state concordate tra l'Autorità e la *Commission de régulation de l'électricité* francese, dando così vita alla prima area di libero scambio dell'elettricità in Europa. Agli abituali accordi diretti tra imprese e Gestori di rete sono state sostituite, infatti, regole certe e trasparenti applicate indifferentemente a tutti gli operatori interessati (grossisti, *trader*, clienti idonei finali). Le modalità di assegnazione prevedono sia una ripartizione primaria pro rata, per bande superiori a 3 MW, sulla base delle richieste pervenute al Gestore della rete, sia la costituzione di un mercato secondario mensile e settimanale di aggiustamento delle forniture. Sul mercato secondario vengono trattate anche le nuove capacità che si rendano disponibili in corso d'anno e i quantitativi *spot*. Per evitare speculazioni o comportamenti accaparratori di risorse scarse e attribuite in maniera gratuita, all'assegnazione pro rata e al mercato secondario

rio potranno partecipare solo clienti finali e operatori già collegati a essi.

Con la delibera n. 301/01, sono state assegnate le bande di capacità disponibili per l'interconnessione con l'estero sia sulla frontiera orientale sia su quella occidentale (Tav. 3.2). In particolare, il 31 per cento circa dei 1.953 MW complessivi è stato assegnato per un periodo di tre anni (2002-2005) a 48 clienti finali disponibili a distacchi di carico senza preavviso, mentre il restante 69 per cento sono stati assegnati su base annuale a 74 operatori.

Cessione sul mercato libero dell'energia prodotta da fonti rinnovabili

L'Autorità ha infine definito, per il 2002, le procedure concorsuali per la cessione sul mercato libero dell'energia elettrica incentivata, prodotta da fonti rinnovabili e assimilate come previsto dal decreto del Ministero delle attività produttive del 10 dicembre 2001; esso modifica e integra il precedente decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 21 novembre 2000. Come per il 2001, è stato previsto un meccanismo di assegnazione attraverso tre distinte aste al rialzo: la prima è riservata ai clienti idonei finali interrompibili senza preavviso, la seconda è riservata ai clienti interrompibili con preavviso, mentre la terza è aperta a tutti. Le aste partono da un prezzo base fissato con decreto ministeriale.

I risultati delle procedure concorsuali per l'assegnazione della capacità produttiva assegnabile su base annuale (al massimo 4.500 MW assegnabili con continuità) hanno evidenziato i seguenti risultati:

- la capacità produttiva riservata ai clienti finali disponibili a distacchi di carico istantanei pari a 500 MW è stata assegnata a un prezzo medio di circa 1,243 centesimi di euro/kWh a cui si aggiunge il 67,6 per cento del parametro Ct in vigore, in base all'ultimo aggiornamento dell'Autorità;
- 820 MW dei 1.500 MW di capacità produttiva riservata ai clienti finali disponibili a distacchi di carico con preavviso è stata assegnata a un prezzo medio di circa 1,493 centesimi di euro/kWh a cui si aggiunge il 67,6 per cento del parametro Ct in vigore, in base all'ultimo aggiornamento dell'Autorità;
- della restante capacità produttiva disponibile su base annuale, 2.290 MW sono stati assegnati a un prezzo medio di circa 2,427 centesimi di euro/kWh, e i rimanenti 890 MW sono stati attribuiti a un prezzo medio di circa 2,428 centesimi di euro/kWh, entrambi aumentati del 67,6 per cento del parametro Ct in vigore, in base all'ultimo aggiornamento dell'Autorità.

TAV. 3.9 **PREZZI DI CESSIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA ANNO 2001**

Valori in lire/kWh e centesimi di euro/kWh

	ENERGIA GWh	PREZZO lire/kWh	PREZZO centesimi di euro/kWh
INTERROMPIBILI SENZA PREAVVISO	4.322	77,6	4,007
INTERROMPIBILI CON PREAVVISO	3.848	80,8	4,173
ALTRI	26.132	105,4	5,443
TOTALE MERCATO LIBERO	34.303	99,1	5,118
CESSIONI AL MERCATO VINCOLATO	20.200	130,2	6,724
PREZZO MEDIO DI CESSIONE AL MERCATO LIBERO E VINCOLATO	54.503	110,6	5,712

Il Gestore della rete, al quale i produttori cedono l'energia ai prezzi incentivati, provvede allo svolgimento delle aste. Nessuno dei partecipanti può acquisire una quota superiore al 20 per cento dell'energia disponibile per ciascuna asta, né una quota superiore al 15 per cento dell'energia complessiva.

A seguito di ricorso presentato dall'Enel, il Tribunale amministrativo regionale (TAR) per la Lombardia ha parzialmente sospeso il meccanismo sopra indicato. Per garantire l'esigenza di certezza degli operatori sulle effettive disponibilità nel 2002, l'Autorità ha rinunciato a presentare ricorso contro la decisione del TAR; ha inoltre modificato il tetto agli acquisti possibili da parte di un solo operatore sul complesso delle tre aste, due delle quali già concluse, elevandolo dal 15 al 20 per cento. Contrariamente al solito, lo stesso limite è stato previsto per il mercato secondario.

In conclusione, in attesa dell'affermarsi di una molteplicità di operatori nell'offerta di energia, così da garantire una maggiore competitività nel processo di formazione dei prezzi, l'attribuzione della capacità produttiva, incentivata dal provvedimento CIP n. 6/92, e l'allocatione delle bande d'importazione resi disponibili permettono, per il 2002, la disponibilità di un'offerta stimabile in circa 60 TWh a disposizione del mercato libero; questa è però ancora inadeguata a soddisfare la domanda potenziale espressa dai clienti idonei, stimabile all'aprile 2002 in 124 TWh.

DISTRIBUZIONE E VENDITA AL MERCATO VINCOLATO

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

Razionalizzazione e sviluppo pluralistico della distribuzione

Il decreto legislativo n. 79/99 prevede che sia “rilasciata una sola concessione di distribuzione per ambito comunale” (fatto salvo quanto disposto, per le regioni e province autonome, dall’art. 16 del medesimo decreto) e che le società di distribuzione partecipate dagli enti locali possano chiedere all’Enel la cessione dei rami di azienda dedicati all’esercizio dell’attività di distribuzione nei comuni nei quali esse servono almeno il venti per cento delle utenze.

Nel corso del 2001 e dei primi mesi del 2002, 44 società hanno richiesto, per l’approvvigionamento di 67 comuni, le concessioni di distribuzione da parte del Ministero dell’industria, del commercio e dell’artigianato. Ulteriori concessioni devono essere ancora rilasciate ai Comuni che gestiscono il servizio di distribuzione dell’energia elettrica in economia e alla stessa Enel.

È stata altresì completata la cessione da parte di Enel Distribuzione S.p.A. di porzioni di rete di distribuzione in alcuni ambiti comunali, quali Roma, Torino, Trieste e Parma (Tav. 3.10) che hanno riguardato complessivamente oltre un milione di clienti finali.

TAV. 3.10 **CESSIONI DI PORZIONI DI RETE DI DISTRIBUZIONE
DA PARTE DI ENEL DISTRIBUZIONE ALL'APRILE 2002**

IMPRESA ACQUIRENTE	CITTÀ	N. COMUNI OGGETTO DI CESSIONE	STIPULA DEL CONTRATTO	EFFICACIA DEL CONTRATTO
AC.E.G.A.S. S.p.A.	Trieste	1	29/03/00	31/03/00
ACEA S.p.A.	Roma	2	27/06/01	01/07/01
AEM Cremona S.p.A.	Cremona	1	21/03/02	01/04/02
AEM Tirano S.p.A.	Tirano (SO)	1	24/05/01	01/06/01
AEM Torino S.p.A.	Torino	1	21/12/01	31/12/01
AMIAS	Selvino (BG)	1	23/09/00	12/12/00
AMPS S.p.A.	Parma	1	27/12/00	01/01/01
AMSP S.p.A.	Seregno (MI)	1	29/03/01	31/03/01
ASPM di Soresina	Soresina (CR)	1	28/02/02	01/03/02
ASSM S.p.A.	Tolentino (MC)	1	21/12/01	01/01/02
Azienda San Severino Marche S.p.A.	San Severino Marche (MC)	1	01/03/02	01/03/02

Fonte: Elaborazioni su dati Enel S.p.A. e Ministero delle attività produttive.

In altri ambiti comunali, quali Sondrio e Imola, Enel Distribuzione ha già raggiunto accordi (si è in attesa della stipula del contratto) per la cessione della propria porzione di rete di distribuzione. Trattativa analoga, che riguarda più di 500.000 ulteriori clienti finali, non si è invece ancora conclusa nel caso di alcuni Comuni – tra cui Milano, Verona, Modena, Vicenza, Sanremo, Trani, Terni, Vercelli e Gorizia. Il comma 4, dell'art. 9, del decreto legislativo n. 79/99, prevedeva che le operazioni di cessione avvenissero entro il 31 marzo del 2001; in alcuni di questi casi le parti non sono riuscite a trovare un accordo sulla cessione e hanno fatto ricorso alla procedura di arbitraggio.

TAV. 3.11 **IMPRESE CHE HANNO AVVIATO LA PROCEDURA DI ARBITRAGGIO, PER LA DETERMINAZIONE DELLA CONSISTENZA DEI BENI, IL LORO VALORE E LE UNITÀ DI PERSONALE DA TRASFERIRE ALL'APRILE 2002**

REGIONE SOCIALE	CITTÀ	N. COMUNI	STATO DELL'ARBITRAGGIO
AEM S.p.A. Milano	Milano	2	Concluso ma impugnato da Enel
AGSM Verona S.p.A.	Verona	2	In fase avanzata
AIM Vicenza S.p.A.	Vicenza	1	In fase avanzata
AMAIE S.p.A.	Sanremo (IM)	1	In fase avanzata
AMEA S.p.A.	Paliano (FR)	1	In fase avanzata
AMET S.p.A.	Trani (BA)	1	In fase avanzata
ASM Terni S.p.A.	Terni	1	(da avviare)
ASPEA S.p.A.	Osimo (AN)	1	In fase avanzata
AST S.p.A.	Recanati (MC)	1	In fase avanzata
ATEnA Vercelli S.p.A.	Vercelli	1	In fase avanzata
Azienda Multiservizi Goriziana S.p.A.	Gorizia	1	In fase avanzata
Azienda Servizi Polverigi S.r.L.	Polverigi (AN)	1	In fase avanzata
Camuna Energia S.r.L.	Cedegolo (BS)	2	(da avviare)
Coop. Agricola Forza e Luce	Aosta	3	Con perimetro in corso di definizione
META S.p.A.	Modena	1	In fase avanzata

Fonte: Eleborazioni su dati Enel S.p.A. e Ministero delle attività produttive.

La medesima Enel Distribuzione, infine, sempre nel corso del 2001 e dei primi mesi del 2002, ha a sua volta ottenuto rami di azienda dedicati all'attività di distribuzione. Tali acquisizioni hanno finora riguardato meno di 10.000 clienti finali: i casi più significativi, in termini di utenti, sono riportati nelle tavole 3.12 e 3.13.

TAV. 3.12 **IMPRESE CHE HANNO CEDUTO COMPLETAMENTE L'ATTIVITÀ DI DISTRIBUZIONE A ENEL DISTRIBUZIONE ALL'APRILE 2002**

IMPRESA CEDENTE	CITTÀ	N. COMUNI OGGETTO DI CESSIONE	STIPULA DEL CONTRATTO	EFFICACIA DEL CONTRATTO
AEC Arrone	Arrone	1	20/04/01	01/05/01
AEC Jenne	Jenne (RM)	1	08/11/01	01/01/02
AEC Montefranco	Montefranco	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
SEM Musellarese di E. Sarra S.n.C.	Musellaro	3	04/06/01	01/07/01

Fonte: Eleborazioni su dati Enel S.p.A. e Ministero delle attività produttive.

TAV. 3.13 **IMPRESE CHE HANNO CEDUTO PARTE DELL'ATTIVITÀ DI DISTRIBUZIONE A ENEL DISTRIBUZIONE ALL'APRILE 2002**

IMPRESA CEDENTE	CITTÀ	N. COMUNI OGGETTO DI CESSIONE	STIPULA DEL CONTRATTO	EFFICACIA DEL CONTRATTO
AEM Tirano S.p.A.	Tirano (SO)	1	24/05/01	01/06/01
ASPM di Soresina	Soresina (CR)	2	28/02/02	01/03/02
ASSM S.p.A.	Tolentino (MC)	6	21/12/01	01/03/02
Azienda San Severino Marche S.p.A.	San Severino Marche (MC)	1	01/03/02	In attesa parere AGCM

Fonte: Eleborazioni su dati Enel S.p.A. e Ministero delle attività produttive.

Attività di regolazione economica della distribuzione

Il servizio di trasporto per i clienti finali

Il Testo integrato che ha semplificato la disciplina del servizio trasporto prevede per i clienti finali un meccanismo analogo a quello dell'abrogata delibera del 29 dicembre 1999, n. 204, per la regolazione del servizio di fornitura ai clienti del mercato vincolato. L'Autorità ha pertanto definito i vincoli tariffari nell'ambito dei quali i distributori, con una certa flessibilità, possono proporre proprie opzioni tariffarie⁶.

Per l'anno 2002 entro il 15 novembre 2001 gli esercenti l'attività di distribuzione hanno presentato le opzioni tariffarie base e speciali, relative al servizio di trasporto da applicare all'utenza a partire dall'1 gennaio 2002. Con delibera del 27 dicembre 2001, n. 322, l'Autorità ha reso noti gli esiti del processo di valutazione delle proposte di opzioni tariffarie per il servizio di trasporto base e speciale, e ha provveduto a respingere le opzioni incompatibili con il Testo integrato. La delibera ha anche previsto un regime tariffario imposto per il periodo 1 gennaio 2002-31 dicembre 2002 da applicare ai soggetti esercenti, per le tipologie contrattuali diverse dall'utenza domestica, per le quali all'1 gennaio 2002 non fossero in vigore opzioni tariffarie base per il servizio di trasporto.

Nel complesso, l'Autorità ha valutato opzioni tariffarie base per il servizio di trasporto proposte da 174 distributori e opzioni tariffarie speciali per il servizio di trasporto proposte da 39 distributori. Nell'ambito della loro verifica, 3 distributori hanno avuto una o più opzioni base rigettate in quanto non conformi ai criteri stabiliti dal Testo integrato. Sedici distributori non hanno invece proposto alcuna opzione. Le opzioni tariffarie approvate dall'Autorità sono state pubblicate sul proprio sito Internet.

⁶ Occorre ricordare che le opzioni tariffarie per il servizio di trasporto sono destinate alla copertura di costi in parte sotto il controllo diretto del distributore (in generale i costi relativi all'attività di distribuzione e misura dell'energia elettrica), e in parte originatisi a monte dell'attività di distribuzione (in generale i costi infrastrutturali della rete di trasmissione nazionale).

Servizio di connessione alle reti elettriche

Nell'ambito delle garanzie di servizio universale, con particolare riferimento alla regolazione dell'accesso alle reti con obbligo di connessione di terzi, l'Autorità ha avviato la riforma delle norme relative alle condizioni di allacciamento. Il primo passo è rappresentato dalla delibera 26 marzo 2002, n. 50, che fissa le condizioni di erogazione del servizio di connessione con le reti elettriche, sia di trasmissione sia di distribuzione, con tensione nominale superiore a 1 kV. In tale contesto l'Autorità, ponendosi obiettivi di promozione della concorrenza e dell'efficienza, ha previsto l'introduzione di maggiore flessibilità nella definizione di diritti e doveri degli utenti (intendendo in questo senso sia i clienti finali, sia i generatori) e dei gestori delle reti. In particolare, sarà previsto che agli utenti della rete sia lasciata la possibilità di scegliere se richiedere di essere collegati alla rete del distributore competente territorialmente, piuttosto che alla rete di trasmissione nazionale, nel rispetto di alcuni limiti tecnici. A tal fine, il distributore e il Gestore della rete proporranno a ciascun utente una propria soluzione di connessione con le relative condizioni tecniche e di prezzo, lasciandogli la scelta della soluzione ritenuta più conveniente. Vale comunque la pena di precisare che, indipendentemente dalla flessibilità introdotta, l'obbligazione generale di connettere alla rete elettrica l'utente che ne faccia richiesta resta inalterata tanto per i distributori quanto per il Gestore della rete.

Attività di regolazione economica della vendita ai clienti del mercato vincolato

Il servizio di vendita per i clienti vincolati non domestici

Con riferimento alle condizioni per l'erogazione del servizio di vendita ai clienti del mercato vincolato con contratti diversi da quelli per l'utenza domestica in bassa tensione, il citato Testo integrato ha definito una componente a copertura dei costi di acquisto e di vendita dell'energia elettrica, denominata componente CCA. Essa, fissata direttamente dall'Autorità e aggiornata bimestralmente, risulta articolata per fasce orarie per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna fascia oraria; mentre non è differenziata per gli altri clienti finali. I distributori hanno comunque la facoltà di offrire anche opzioni tariffarie, dette ulteriori, per il servizio di vendita, che i clienti potranno scegliere in alternativa alla componente CCA. Per l'anno 2002, 11 distributori le hanno, infatti, presentate. Tali opzioni, oggetto di verifica da parte dell'Autorità, sono state approvate con la delibera n. 322/01, e pubblicate sul proprio sito Internet.

Il servizio di vendita per i clienti domestici

In riferimento ai clienti vincolati con contratti per l'utenza domestica in bassa tensione, il regime previsto con il Testo integrato prevede una maggiore tutela rispetto alla generalità della clientela. Coerentemente con il regime introdotto con la delibera n. 204/99, l'Autorità fissa tariffe amministrate che ogni distributore deve obbligatoriamente offrire ai propri clienti domestici. Queste sono state determinate in modo tale da coprire i costi relativi al servizio di trasporto, di acquisto e di vendita dell'energia elettrica ai clienti domestici in bassa tensione. Ai distributori è comunque lasciata la libertà di proporre opzioni tariffarie dette ulteriori domestiche, con caratteristiche diverse da quelle delle tariffe obbligatorie, e ritenute più confacenti alle esigenze specifiche della clientela.

Le tariffe amministrate fissate dall'Autorità prevedono:

- una tariffa, denominata D2, applicata ai contratti stipulati nelle abitazioni di residenza con impegno di potenza non superiore ai 3 kW;
- una tariffa, denominata D3, applicata ai contratti stipulati nelle abitazioni di residenza con impegno di potenza superiore a 3 kW e a quelli stipulati per le abitazioni non di residenza;
- una tariffa, denominata D1, unica per tutti i clienti con contratti per l'utenza domestica in bassa tensione, la cui entrata in vigore è prevista a partire dal 2003.

Per l'anno 2002, i valori delle tariffe D2 e D3 sono stati fissati con la delibera 27 dicembre 2001, n. 316. Essi assumono tuttavia carattere provvisorio e sono stati decisi in considerazione degli aumenti che gli aggiornamenti tariffari, previsti nell'ambito del processo di graduale riallineamento delle tariffe D2 e D3 alla tariffa D1, avrebbero provocato, a partire dall'1 gennaio 2002, sui clienti domestici. Tali aumenti avrebbero infatti gravato anche sui clienti in situazioni di disagio economico, per i quali non è ancora stato definito l'apposito regime di protezione previsto nel nuovo ordinamento tariffario. In attesa dell'introduzione di tale regime, l'Autorità ha ritenuto opportuno ridefinire la transizione verso la tariffa D1, di cui al comma 22.1, del Testo integrato.

Sempre con riferimento all'anno 2002, 7 distributori hanno proposto opzioni tariffarie ulteriori domestiche. Queste, oggetto di verifica da parte dell'Autorità, sono state approvate con la delibera n. 322/01 e pubblicate sul proprio sito Internet. Con la delibera 28 gennaio 2002, n. 11, l'Autorità ha inoltre provveduto ad approvare le istanze di riesame relative alle opzioni ulteriori domestiche proposte da Enel Distribuzione S.p.A., Aem Milano S.p.A., Acea Distribuzione S.p.A., Aem Torino S.p.A., Agsm Verona S.p.A. e Deval S.p.A., precedentemente accettate con la delibera n. 322/01. Il riesame si è reso necessario per consen-

re ai citati distributori di rendere compatibili le opzioni ulteriori domestiche proposte con i livelli tariffari per l'utenza domestica, introdotti dall'Autorità con la delibera n. 316/01.

Il servizio di trasporto su reti di distribuzione e il servizio di vendita alle imprese distributrici

Il Testo integrato, oltre a regolare l'erogazione dei servizi di trasporto e vendita dell'energia elettrica ai clienti finali, introduce norme specifiche finalizzate a disciplinare l'erogazione del servizio di trasporto a favore di imprese distributrici e di produttori di energia elettrica (vedi il paragrafo Attività di regolazione tecnica ed economica della rete di trasmissione e del servizio di trasporto di energia elettrica). In tale ambito vengono stabiliti i corrispettivi dovuti da distributori e produttori in relazione al servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale e sulle reti di distribuzione.

Nel Testo integrato sono state inoltre incorporate le norme previste dalla delibera del 29 dicembre 1999, n. 205, concernenti le modalità di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato. Di conseguenza, l'Autorità ha definito i corrispettivi per il servizio di vendita alle imprese distributrici per la cessione di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato fino alla data di avvio di operatività dell'Acquirente Unico S.p.A. In particolare, l'impresa distributtrice che acquista energia elettrica è tenuta al pagamento del suo prezzo all'ingrosso, per la quantità destinata ai clienti del mercato vincolato, dalla stessa serviti. L'Autorità, con la delibera n. 318/01, ha determinato il prezzo di cessione dell'energia elettrica all'ingrosso per l'anno 2002 (vedi il paragrafo Gli obiettivi e le azioni dell'Autorità nella promozione della concorrenza nell'offerta).

Aggiornamenti annuali dei parametri e dei vincoli

Con la delibera 19 luglio 2001, n. 163, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare, per l'anno 2002, i parametri dei vincoli tariffari (valori delle componenti delle opzioni tariffarie TV1) e della tariffa D1 relativi alle attività di trasmissione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica, in base al metodo del *price cap*, secondo quanto previsto dalla delibera n. 204/99.

In particolare, il valore di ciascuna componente è stato aggiornato applicando al valore della stessa nell'anno precedente sia il tasso di inflazione, calcolato da giugno 2000 a maggio 2001, pari al 2,8 per cento, sia il tasso di riduzione annuale dei costi fissi unitari riconosciuti, pari al 4 per cento nel primo periodo regolatorio (2001-2003). Ai fini dell'aggiornamento è stata inoltre considerata la variazione, da un lato, del livello dei costi riconosciuti relativi all'attività di trasmissione, derivante da mutamenti del quadro normativo e, dall'altro, del livello dei costi riconosciuti relativi all'attività di distribuzione sulle reti di media e di bassa tensione, derivanti da recuperi di qualità del servizio.

La prima variazione è stata determinata considerando la cessione, nel corso dell'anno 2001, dei diritti e delle obbligazioni relative all'acquisto di energia elettrica, comunque prodotta da altri operatori nazionali, da parte dell'Enel al Gestore della rete, ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99. Poiché la gestione dei contratti riguardanti l'acquisto di energia elettrica, di cui al titolo IV, lettera b), del provvedimento CIP n. 6/92, era precedentemente svolta dalla società Terna S.p.A., la suddetta cessione dei diritti e delle obbligazioni ha comportato una variazione in aumento del livello del capitale investito della società Terna e, di conseguenza, una modificazione del livello dei costi riconosciuti. Ai miglioramenti di qualità del servizio elettrico, l'Autorità ha ritenuto opportuno destinare una quota pari a circa 100 miliardi di lire.

I valori sia delle componenti dell'opzione tariffaria TV1 e della tariffa D1, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasporto, sia dei costi relativi all'erogazione del servizio medesimo, determinati dall'Autorità con la delibera n. 163/01, sono stati riconfermati nel Testo integrato.

Aggiornamenti bimestrali

Dal primo bimestre 2001 al primo bimestre 2002, il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), di cui all'art. 6, comma 6.8, della delibera n. 70/97, come modificata e integrata da successive delibere, è diminuito, passando da 44,081 lire/Mcal (pari a 2,277 centesimi di euro/Mcal) a 31,871 lire/Mcal (pari a 1,646 centesimi di euro/Mcal). Tale riduzione riflette il decremento dei prezzi in dollari USA dei combustibili sui mercati internazionali e la rivalutazione dell'euro nei confronti della moneta americana. Nel periodo considerato è rimasta invece invariata la componente fiscale del costo unitario riconosciuto dei combustibili. Le aliquote delle accise sugli oli minerali e quelle dell'imposta sui consumi di carbone, fissate per l'anno 1999 dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 15 gennaio 1999, non sono state rideterminate per l'anno 2001. In occasione dell'aggiornamento tariffario relativo al primo bimestre 2001, in considerazione del miglioramento dell'efficienza media del parco termoelettrico, è stato altresì modificato l'indice di consumo specifico medio unico (Rt), che risulta ridotto a 2.260 kcal/kWh.

Per effetto della riduzione di Vt e della revisione di Rt, il costo riconosciuto per l'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali (Ct) è diminuito dalle 99,623 lire/kWh (pari a 5,145 centesimi di euro/kWh) del primo bimestre 2001, alle 72,042 lire/kWh (pari a 3,720 centesimi di euro/kWh) del primo bimestre 2002.

Nel periodo in esame, l'Autorità ha anche provveduto ad aggiornare le aliquote delle componenti tariffarie A e UC (vedi oltre). In conseguenza di ciò, sono

aumentate le componenti tariffarie A2, A3 e A6 che alimentano rispettivamente il Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue, il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate e il Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici distributrici dei costi sostenuti per l'attività di generazione di energia elettrica nella transizione.

In particolare, nel quarto bimestre 2001 l'Autorità ha disposto un aumento di 0,4 lire/kWh (pari a 0,02 centesimi euro/kWh) della componente tariffaria A2, al fine di generare il gettito necessario a coprire i costi di smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, di chiusura del ciclo del combustibile nucleare e delle attività connesse e conseguenti.

Nel corso dell'anno 2001, l'aliquota media della componente tariffaria A3 è aumentata di circa 7 lire/kWh (pari a 0,3 centesimi euro/kWh), per effetto di variazioni che hanno riguardato più bimestri; ciò come conseguenza dell'incremento delle necessità di gettito determinatosi sia dalla cessione dei diritti e delle obbligazioni relative all'acquisto dell'energia elettrica (comunque prodotta da altri operatori nazionali) dall'Enel al Gestore della rete, sia dall'esito delle procedure concorsuali previste dal decreto ministeriale 21 novembre 2000. Alle variazioni in aumento della componente A3 ha contribuito inoltre la diminuzione del valore del parametro Ct; essa ha comportato la riduzione del gettito derivante dalle disposizioni relative alla compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti idroelettrici e geotermoelettrici. Nel terzo bimestre 2001, l'Autorità ha aumentato di circa 1,8 lire/kWh (pari a 0,09 centesimi euro/kWh) la componente tariffaria A6, fissata in via prudenziale a 0,9 lire/kWh (pari a 0,04 centesimi euro/kWh) nel primo bimestre 2001; questo a seguito dell'entrata in vigore del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica 17 aprile 2001, che ha stabilito l'esclusione degli impianti idroelettrici e geotermoelettrici di potenza nominale superiore o uguale a 3 MW, non ammessi a contribuzione dal meccanismo di reintegrazione. La componente tariffaria UC2, destinata ad alimentare il Conto per la gestione della compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica nella transizione, è stata soppressa, in quanto sono cessate le esigenze di finanziamento dell'ulteriore componente di ricavo, di cui all'art. 6 della delibera n. 205/99. Tale componente era peraltro già stata azzerata a partire dal primo bimestre 2001, poiché per la copertura di tali esigenze sono state utilizzate le disponibilità derivanti dalla cosiddetta estrazione della rendita idroelettrica.

TAV. 3.14 **VARIAZIONI BIMESTRALI DELLE COMPONENTI TARIFFARIE DELL'ENERGIA ELETTRICA**Valori delle aliquote medie nazionali per le componenti A e UC^(A)

DELIBERE AUTORITÀ	DECORRENZA	lire/kwh						centesimi di euro/kwh					
		CT ^(B)	A2	A3	A5	A6	UC4	CT ^(B)	A2	A3	A5	A6	UC4
N. 244/00	1 GENNAIO 2001	99,62	0,6	4,8	0,6	0,9	—	5,145	0,031	0,248	0,031	0,046	—
N. 27/01	1 MARZO 2001	95,96	0,6	9,6	0,6	0,9	—	4,956	0,031	0,496	0,031	0,046	—
N. 90/01	1 MAGGIO 2001	83,55	0,6	11,4	0,6	2,7	—	4,315	0,031	0,589	0,031	0,139	—
N. 146/01	1 LUGLIO 2001	83,55	1,0	11,4	0,6	2,7	—	4,315	0,052	0,589	0,031	0,139	—
N. 189/01	1 SETTEMBRE 2001	83,55	1,0	11,4	0,6	2,7	—	4,315	0,052	0,589	0,031	0,139	—
N. 242/01	1 NOVEMBRE 2001	79,19	1,0	15,5	0,6	2,7	—	4,090	0,052	0,891	0,031	0,139	—
N. 319/01	1 GENNAIO 2002	72,03	1,0	14,5	0,6	2,7	0,5	3,720	0,052	0,749	0,031	0,139	0,026
N. 24/02	1 MARZO 2002	68,04	1,0	18,5	0,6	2,7	0,5	3,514	0,052	0,955	0,031	0,139	0,026
N. 69/02	1 MAGGIO 2002	70,50	1,0	18,5	0,6	2,7	0,5	3,641	0,052	0,955	0,031	0,139	0,026

(A) Le aliquote medie nazionali sono state determinate comprendendo i consumi di tutti i clienti finali, anche quelli ammessi ai regimi tariffari speciali al consumo di cui alla parte IV del Testo integrato. Di conseguenza, la componente A4, risultante dall'esonero delle categorie speciali dal versamento degli oneri di sistema, non può essere riprodotta nella tavola. La componente UC2, invece, è stata soppressa con delibera 28 dicembre 2000, n. 244.

(B) Andamento del costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali.

TAV. 3.15 COMPONENTI TARIFFARIE A E UC

Valori relativi al III bimestre 2002.

TIPOLOGIA DI UTENZA	A2	A3	A4	A5	A6	UC4
Centesimi di euro/punto di prelievo/anno						
Domestici in BT	—	—	—	—	—	—
Illuminazione pubblica in BT	—	—	—	—	—	—
In BT con potenza < 1,5 kW	—	—	—	—	—	—
In BT con potenza > 1,5 kW	371,85	4.469,37	—	366,68	—	—
Illuminazione pubblica in MT	—	—	—	—	—	—
Altre in MT	371,85	3.718,79	—	366,68	—	—
In AT e AAT	371,85	4.689,96	—	366,68	—	—
Centesimi di euro/kWh						
Domestici in BT	0,08	0,83	0,11	0,05	0,15	0,04
Illuminazione pubblica in BT	0,05	0,98	0,21	0,03	0,15	—
In BT con potenza < 1,5 kW	0,08	0,83	0,21	0,05	0,15	0,03
In BT con potenza > 1,5 kW	0,04	1,03	0,21	0,02	0,15	0,03
Illuminazione pubblica in MT ^(C)	0,04	0,82	0,21	0,02	0,15	—
Altre in MT ^(C)	0,04	0,88	0,21	0,02	0,15	0,02
In AT e AAT ^(C)	0,04	0,84	0,21	0,02	0,15	0,01
Centesimi di euro/kWh						
Alluminio primario	0,04	0,84	—	0,02	—	—
Ferrovie dello Stato Spa ^(A)	0,04	0,84	0,21	0,02	0,15	—
Ferrovie dello Stato Spa, Società Terni Spa e suoi aventi causa ^(B)	—	—	—	—	—	—
Utenze sottese, comuni rivieraschi	—	—	—	—	—	—

(A) Per quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso di quelli previsti dall'art.4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n. 730.

(B) Nei limiti quantitativi previsti rispettivamente dall'art. 4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica n. 730/63, e dall'art. 6 del decreto del Presidente della Repubblica 21 agosto 1963, n. 1165.

(C) Per consumi mensili che eccedono 8 GWh, le componenti A2, A3, A4, A5 e A6 si annullano.

GLI ONERI DI SISTEMA

Il decreto legislativo n. 79/99 prevede che gli oneri generali afferenti al sistema elettrico siano individuati con uno o più decreti del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, su proposta dell'Autorità.

Il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica 26 gennaio 2000 ha individuato, tenendo conto della proposta dell'Autorità, sottoposta formalmente al Governo con la delibera 20 settembre 1999, n. 138, i seguenti oneri generali:

- la reintegrazione alle imprese produttrici distributrici della quota non recuperabile, a seguito dell'attuazione della Direttiva europea 96/92/CE, dei costi sostenuti per l'attività di generazione di energia elettrica (cosiddetti *stranded cost*);
- la compensazione della maggior valorizzazione, derivante dall'attuazione della Direttiva europea 96/92/CE, dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici che, alla data del 19 febbraio 1997, erano di proprietà o nella disponibilità delle imprese produttrici-distributrici (cosiddetta rendita idroelettrica);
- i costi connessi con lo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti (oneri nucleari);
- i costi relativi all'attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale per il sistema elettrico;
- l'applicazione di condizioni tariffarie favorevoli per le forniture di energia elettrica, previste dalle disposizioni richiamate nell'art. 2, comma 2.4, della delibera dell'Autorità n. 70/97, e dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 dicembre 1995.

Infine, negli oneri generali sono compresi anche i costi connessi con gli adempimenti affidati al Gestore della rete dallo stesso art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99, per la parte non coperta dai ricavi ottenuti dalle cessioni effettuate ai sensi del decreto ministeriale 21 novembre 2000. Tali costi riguardano:

- i ritiri di energia elettrica operati dal Gestore della rete in conseguenza del trasferimento, secondo le disposizioni del decreto ministeriale 21 novembre 2000,

dei diritti e degli obblighi in precedenza gravanti sull'Enel, in relazione all'acquisto di energia elettrica comunque prodotta da altri operatori nazionali;

- il ritiro dell'energia elettrica di cui al comma 3, dell'art. 22, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, offerta dai produttori ai prezzi determinati dall'Autorità;
- i ritiri di energia elettrica operati dal Gestore della rete relativi alla produzione di cui al titolo IV, lettera b), del provvedimento CIP n. 6/92 delle imprese produttrici-distributrici.

Oneri nucleari

I soggetti cui vengono riconosciuti contributi a carico del gettito derivante dalla componente A2 della tariffa elettrica e connessi con lo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti, sono:

- la Società gestione impianti nucleari S.p.A. (Sogin) costituita il 31 maggio 1999 dall'Enel, ai sensi dell'art. 13, comma 2, lettera e), del decreto legislativo n. 79/99, e avente per oggetto sociale l'esercizio delle attività relative allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile e alle attività connesse e conseguenti, anche in consorzio con altri enti pubblici o società;
- il consorzio Smantellamento impianti del ciclo del combustibile nucleare (SICN), costituito il 22 dicembre 2000, tra la Sogin, l'Enea e la società Fabbricazioni nucleari S.p.A. (Fn) per l'organizzazione e il coordinamento delle attività inerenti lo smantellamento degli impianti di produzione del combustibile nucleare e di ricerca del ciclo del combustibile nucleare di proprietà dell'Enea e della Fn.

Nel corso dell'anno 2001, sono stati emanati dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, i decreti 17 aprile 2001 e 7 maggio 2001 che integrano il decreto 26 gennaio 2000:

- il primo, oltre a prorogare al 31 dicembre 2001 il termine previsto dal decreto ministeriale 26 gennaio 2000 per la rideterminazione, da parte dell'Autorità, degli oneri nucleari da riconoscere per il triennio 2002-2004, stabilisce che la medesima quantifichi gli importi da corrispondere al consorzio SICN per il secondo bimestre 2001;
- il secondo, recante indirizzi strategici e operativi alla Sogin, dispone la disattivazione accelerata di tutti gli impianti elettronucleari dismessi entro venti anni, fino al rilascio incondizionato dei siti di ubicazione.

Con delibera 27 giugno 2001, n. 146, l'Autorità ha quantificato, ai sensi del decreto ministeriale 17 aprile 2001, gli importi da corrispondere per l'anno 2001, a titolo provvisorio e salvo conguaglio, per la copertura dei costi delle attività svolte dal consorzio SICN; in tale direzione, l'Autorità ha disposto l'adeguamento della componente A2 della tariffa elettrica da un valore medio nazionale di 0,6 lire/kWh, già stabilito con la delibera 24 febbraio 2000, n. 39, a 1,0 lire/kWh (rispettivamente pari a 0,031 e 0,052 centesimi di euro/kWh). Con delibera 23 aprile 2002, n. 71, l'Autorità ha anche rideterminato gli oneri nucleari da riconoscere alla Sogin e al consorzio SICN per il triennio 2002-2004. La delibera contiene anche raccomandazioni specifiche atte a garantire criteri di efficienza economica nello svolgimento delle attività previste. Le determinazioni dell'Autorità, comunicate al Ministro delle attività produttive e al Ministro dell'economia e delle finanze (ai sensi dell'art. 9, comma 2, ultimo periodo, del decreto ministeriale 26 gennaio 2000), divengono operative 60 giorni dopo la comunicazione, salvo diverse indicazioni dei ministri medesimi.

Incentivi a fonti assimilate e rinnovabili

Le disposizioni contenute nel decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 21 novembre 2000 comportano una variazione sia delle modalità di determinazione del maggior onere, cui dà luogo la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate, sia della ripartizione dello stesso onere tra i soggetti tenuti al ritiro di detta energia e i consumatori finali.

Il maggior onere di cui sopra, oggetto di incentivazione a norma del provvedimento CIP n. 6/92, viene finanziato attraverso un apposito conto istituito presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico. Esso è alimentato dalla componente tariffaria A3 e dal gettito proveniente dall'estrazione della cosiddetta "rendita idroelettrica", stabilita dal decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 26 gennaio 2000.

L'assegnazione tramite procedura concorsuale ha portato a un prezzo di vendita inferiore a quello all'ingrosso dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato. Per raccogliere le risorse necessarie a pagare quanto dovuto agli impianti regolamentati dal provvedimento CIP n. 6/92, si è dovuta conseguentemente aumentare la componente tariffaria A3. Mentre della riduzione del prezzo di vendita beneficia direttamente il cliente idoneo che acquista energia secondo il provvedimento CIP n. 6/92, partecipando alla procedura concorsuale, l'aumento della componente tariffaria A3 va a gravare su tutti i clienti, sia del mercato libero sia di quello vincolato.

Stranded cost e rendita idroelettrica

L'apertura alla concorrenza dell'attività di generazione di energia elettrica modifica, in maniera sostanziale, le prospettive di ricavo delle imprese produttrici-distributrici, rendendo in alcuni casi impossibile l'integrale recupero di costi sostenuti prima della liberalizzazione per lo sviluppo del parco di generazione. D'altro canto, la liberalizzazione del mercato può generare plusvalenze: è questo il caso, per esempio, della maggior valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici.

La materia è stata oggetto di intervento governativo che con il citato decreto ministeriale 26 gennaio 2000, ha incluso tra gli oneri generali afferenti al sistema elettrico i costi sostenuti per l'attività di generazione non recuperabili a seguito della liberalizzazione, o *stranded cost*, e la compensazione della maggior valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici (o rendita idroelettrica).

Il decreto ministeriale 26 gennaio 2000 è stato successivamente modificato e integrato con il decreto ministeriale 17 aprile 2001 che, anche in considerazione della proposta dell'Autorità, sottoposta formalmente al Governo con la delibera 22 marzo 2001, n. 67, ha chiarito le modalità di applicazione del meccanismo degli *stranded cost* in caso di cessione degli impianti. Il decreto ministeriale ha inoltre imposto che l'ammontare complessivo dei costi non recuperabili per gli impianti originariamente nella titolarità di un'impresa produttrice-distributrice non possa essere superiore all'ammontare riconosciuto all'impresa in assenza di cessione degli impianti. Sempre lo stesso decreto ha previsto pure che la quantificazione dei costi non recuperabili fosse effettuata per ciascun impianto di generazione delle imprese produttrici-distributrici, a esclusione degli impianti idroelettrici e geotermoelettrici dai quali è estratta la rendita idroelettrica⁷.

L'Autorità, con delibera 25 maggio 2001, n. 114, ha pertanto definito le modalità di quantificazione dei parametri necessari al calcolo dei costi non recuperabili e in particolare: le modalità di calcolo relative alla determinazione del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica ceduta sul mercato nazionale per gli anni 2000 e 2001; le modalità di calcolo dei costi variabili riconosciuti per gli impianti ammessi al meccanismo; il livello dei ricavi riconosciuti a copertura dei costi fissi di impianto; le modalità di aggiornamento del livello dei relativi parametri. Con riferimento alla determinazione dell'ammontare dei ricavi riconosciuti a copertura dei costi fissi di impianto, l'Autorità ha fissato:

6 Per una trattazione approfondita si rimanda il lettore interessato alla *Relazione Annuale* del 30 aprile 2001.

- il livello base dei parametri per i ricavi riconosciuti per gli impianti ammessi al meccanismo dei costi non recuperabili della società Elettrogen (delibera 25 maggio 2001, n. 115);
- il livello base dei parametri per i ricavi riconosciuti e il livello relativo all'aggiornamento per l'anno 2001, per gli impianti ammessi al meccanismo dei costi non recuperabili della società Eurogen (delibera 30 ottobre 2001, n. 244).

Ricerca e sviluppo

Nel corso dell'anno 2000 era stato instaurato un regime transitorio, decreto ministeriale 26 gennaio 2000, per il finanziamento dei progetti di ricerca di interesse generale per il sistema elettrico e per l'innovazione tecnologica, che prevedeva l'assegnazione alla società Cesi S.p.A. delle risorse di un fondo costituito presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico e alimentato dalla componente A5 della tariffa elettrica. Il regime transitorio sopra detto è stato esteso all'anno 2001, con il decreto ministeriale 17 aprile 2001, sino all'entrata in operatività di un nuovo sistema, basato sulla selezione dei progetti di ricerca e, comunque, non oltre il 31 dicembre 2001. Le risorse del citato fondo sono assegnate, a titolo di acconto e salvo conguaglio, in esito alle verifiche sui singoli progetti di ricerca di sistema condotti dal Cesi, a copertura dei costi dei progetti di ricerca ammessi al finanziamento.

Nel biennio 2000-2001 risultavano eseguiti dal Cesi, o in corso di perfezionamento, circa 20 progetti di ricerca di sistema, articolati in più o meno 60 sottoprogetti, per cui era richiesta l'ammissione al finanziamento del fondo. I risultati sono stati documentati e saranno resi disponibili all'utenza italiana con modalità in corso di definizione.

Conformemente a quanto disposto dal citato decreto ministeriale, e con riferimento al solo suddetto periodo transitorio, l'assegnazione al Cesi delle risorse del fondo è determinata sulla base di verifiche svolte dall'Autorità, che ha anche il compito di fissare:

- le modalità di presentazione dei progetti di ricerca predisposti dal Cesi per la copertura parziale o totale, a carico del fondo, dei relativi costi sostenuti;
- i criteri da adottare per la verifica dei predetti progetti di ricerca.

Con delibera 11 luglio 2001, n. 158, l'Autorità ha fissato le modalità di presentazione dei progetti e i criteri per la verifica dei medesimi; ciò con riferimento alle caratteristiche fondamentali della ricerca di sistema che, in un assetto liberalizzato del settore elettrico e per sua natura, necessita di un regime di maggior tutela. Quest'ultimo è improntato a logiche di armonizzazione delle esigenze di breve termine, tipiche di assetti di mercato, con gli obiettivi

strategici di lungo termine, tipici della ricerca di carattere sistemico e di interesse generale per il settore elettrico.

Infine, con delibera 4 aprile 2002, n. 55, l'Autorità ha specificato le modalità di conduzione delle istruttorie per l'ammissibilità delle verifiche di avanzamento dei singoli progetti di ricerca, stabilendo che le istruttorie vengano curate attraverso la collaborazione di esperti nominati, coordinati e supportati, sul piano operativo e logistico, dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico anche mediante il ricorso a istituzioni o ad Amministrazioni pubbliche competenti nell'ambito della ricerca di sistema del settore dell'energia elettrica.

Modalità di finanziamento Il finanziamento degli oneri generali è garantito da apposite componenti tariffarie, le cosiddette componenti tariffarie A, fissate dall'Autorità. Esse adeguano i corrispettivi per il servizio di trasporto dell'energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi. L'attuale disciplina del Testo integrato prevede le seguenti componenti:

- componente tariffaria A2, per la copertura dei costi connessi con lo smantellamento delle centrali elettronucleari dimesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti;
- componente tariffaria A3, per la copertura degli oneri sostenuti dal Gestore della rete ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99;
- componente tariffaria A4, per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali;
- componente tariffaria A5, per la copertura dei costi relativi all'attività di ricerca di sistema;
- componente tariffaria A6, per la reintegrazione alle imprese produttrici distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione;
- componente tariffaria A7, per la compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici.

Il gettito derivante dall'applicazione di tali componenti è gestito mediante la Cassa conguaglio per il settore elettrico. Gli esercenti il servizio di trasporto le versano, a scadenze prestabilite in relazione al servizio di trasporto di energia elettrica erogato nel bimestre, gli importi determinati dall'applicazione delle componenti tariffarie A.

LA MISURA

Il servizio di misura dell'energia elettrica è attualmente disciplinato, in via transitoria, dagli art. da 28 a 33 del Testo integrato. Per un periodo temporaneo, si è ritenuto opportuno che tale servizio per i clienti finali continui a essere svolto dall'impresa esercente il trasporto, cioè dal soggetto che pratica le opzioni tariffarie al cliente. Inoltre, per ragioni di gradualità nel passaggio dal regime in esclusiva a quello in cui, probabilmente, una molteplicità di soggetti potrà esercitare il servizio di misura, si è preferito coprire i costi attraverso una specifica componente inclusa nei corrispettivi per il servizio di trasporto, oltre che stabilire disposizioni di carattere transitorio atte a consentire continuità e certezza nell'esercizio di tale servizio. In particolare, si è inteso identificare i soggetti responsabili del servizio di misura, articolato nelle attività di installazione e manutenzione delle apparecchiature, e di rilevazione e registrazione delle misure, stabilendo che il soggetto responsabile dell'installazione e della manutenzione dei misuratori è:

- con riferimento ai punti di prelievo, l'esercente il servizio di trasporto dell'energia elettrica per i clienti finali che prelevano l'energia da tali punti;
- con riferimento ai punti di immissione relativi a un impianto di produzione di energia elettrica, il soggetto titolare dell'impianto medesimo;
- con riferimento ai punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale, l'impresa distributrice sulla cui rete tali punti si trovano;
- con riferimento ai punti di interconnessione tra reti di distribuzione, l'impresa distributrice che cede energia elettrica attraverso tali punti.

Il soggetto responsabile della rilevazione e della registrazione delle misure dell'energia elettrica è:

- con riferimento ai punti di prelievo, l'esercente il servizio di trasporto dell'energia elettrica per i clienti finali che prelevano l'energia da tali punti;
- con riferimento ai punti di immissione situati su una rete con obbligo di connessione di terzi, il soggetto che gestisce la medesima rete;
- con riferimento ai punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale, l'impresa distributrice sulla cui rete tali punti si trovano;
- con riferimento ai punti di interconnessione tra reti di distribuzione, l'impresa distributrice che cede energia elettrica attraverso tali punti.

SEPARAZIONE CONTABILE E AMMINISTRATIVA DELLE IMPRESE ELETTRICHE VERTICALMENTE INTEGRATE

Con la delibera 21 dicembre 2001, n. 310, l'Autorità ha proceduto a una parziale revisione delle direttive in materia di separazione contabile e amministrativa fissate con la delibera 11 maggio 1999, n. 61.

La revisione è stata condotta nell'intento di:

- adeguare le direttive al mutato contesto strutturale e regolatorio;
- armonizzare le direttive per i soggetti operanti nel settore elettrico con quelle previste per i soggetti operanti nel settore del gas;
- semplificare alcuni degli obblighi previsti dalla delibera n. 61/99.

Le direttive in materia di separazione contabile e amministrativa costituiscono un importante elemento del quadro regolatorio. Esse favoriscono la predisposizione di una base informativa trasparente e omogenea, necessaria ai fini sia della regolazione tariffaria nei mercati che mantengono caratteristiche di monopolio, sia della vigilanza nei mercati che sono invece destinati a evoluzioni di tipo concorrenziale. Tali informazioni risultano di particolare rilievo soprattutto nella delicata fase di avvio dei processi di liberalizzazione.

Le suddette direttive riguardano i soggetti che operano nel settore dell'energia elettrica. Rientrano in questo ambito sia i soggetti già attivi, quali i produttori di energia elettrica, gli autoproduttori, il Gestore della rete, i distributori, i venditori per il mercato libero e per quello vincolato, sia i soggetti che si avviano a diventare operativi, quali il Gestore del mercato e l'Acquirente Unico. È prevista in generale un'esenzione per i piccoli operatori.

L'adeguamento al mutato contesto strutturale e regolatorio ha comportato una ridefinizione delle attività e una diversa articolazione delle informazioni di dettaglio, in particolare delle poste economiche relative ai ricavi. Tra le attività è stata inserita anche la misura, per la quale, non sussistendo le caratteristiche di monopolio naturale, non è da escludere uno sviluppo in senso concorrenziale. Nell'ottica dell'armonizzazione con le disposizioni in via di implementazione, per i soggetti operanti nel settore gas sono state riviste: le norme previste in materia di rilevazione dei costi e dei ricavi dei cosiddetti servizi comuni e dei loro criteri di attribuzione; le norme relative alle attribuzioni di oneri e proventi finanziari e imposte dirette; le norme riferite alle transazioni nell'ambito di uno stesso soggetto giuridico.

Sul piano della semplificazione si è concessa alla generalità delle imprese una maggiore flessibilità nell'organizzazione contabile e sono state introdotte

norme specifiche per le imprese elettriche minori. Tali soggetti rientrano nel campo di applicazione della direttiva, nonostante la loro dimensione, per le esigenze connesse con le determinazioni delle specifiche aliquote di integrazione tariffaria.

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

MERCATI LIBERALIZZATI, MERCATI IN MONOPOLIO, TRANSIZIONE

Nell'anno in corso si concluderà la transizione del mercato del gas dal monopolio alla concorrenza fra più operatori. Dall'1 gennaio 2003 la vendita di gas ai clienti finali del servizio, siano essi industriali o civili, sarà completamente liberalizzata. A partire da quella data la distinzione fra clienti idonei e clienti vincolati sarà superata e tutti i clienti finali godranno dell'opportunità di approvvigionarsi presso il fornitore di gas che proporrà l'offerta economicamente più vantaggiosa. La realizzazione di condizioni di effettiva concorrenza richiederà tuttavia tempi più lunghi. La data del 2003 non potrà infatti segnare la fine del monopolio in tutte le fasi che costituiscono la filiera del gas naturale. Le caratteristiche dei servizi a rete sono tali da richiedere una pluralità di misure di regolamentazione economica e tecnica dei segmenti caratterizzati da monopolio naturale, ovvero di tutte le attività legate alla rete, al fine di poter rendere effettiva la concorrenza in quelli in cui questa è strutturalmente possibile.

A livello locale non tutti i consumatori finali avranno l'opportunità di scegliere fra più venditori di gas, dato che, almeno inizialmente, in diversi mercati continuerà a operare un'unica impresa nelle fasi di vendita e distribuzione. Il segmento della filiera del gas che si trova appena a monte della vendita, cioè la distribuzione di gas naturale, è destinato a subire ancora le conseguenze economiche del monopolio. In questo segmento esistono infatti condizioni di monopolio naturale locale, essendo antieconomica la duplicazione delle reti all'interno degli ambiti in cui si estendono le economie di scala. In tali condizioni la contendibilità del mercato fra più operatori può essere assicurata soltanto se gli enti locali, titolari del servizio pubblico di distribuzione, si impegnano a mettere periodicamente all'asta il diritto di servire il mercato, in modo che le imprese ottengano l'affidamento temporaneo, per quanto prolungato, del servizio.

I tempi previsti dal decreto legislativo del 23 maggio 2000, n. 164, per l'avvio delle prime gare per l'affidamento del servizio di distribuzione, sono ancora piuttosto lontani; inoltre, la recente riforma dei servizi pubblici locali, contenuta nell'art. 35 della legge finanziaria per il 2002 (legge 28 dicembre 2001, n. 448), pur ribadendo il principio della concorrenza nel mercato, rinvia nel tempo la fine dell'affidamento in monopolio del servizio agli attuali operatori. Il medesimo articolo provvede altresì a sancire il principio della separazione fra gestione della rete e gestione del servizio, cardine fondamentale del processo di liberalizzazione; ma individua anche alcune eccezioni che potrebbero attenuarne la portata, pur facendo salve le norme specifiche per il settore del gas contenute nel decreto legislativo n. 164/00.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, in base alle sue competenze, è intervenuta con un provvedimento sulla separazione amministrativa e contabile (*unbundling*) delle attività che si trovano a valle della filiera del gas, allo scopo di individuare le attività di pertinenza della distribuzione del gas e quelle di stretta pertinenza della vendita. Inoltre, poiché molte aziende dedite alla fornitura locale sono impegnate anche nella prestazione di altri servizi pubblici (servizi idrici, raccolta e smaltimento dei rifiuti solidi urbani ecc.), vengono dettate norme relative alla separazione contabile fra i vari tipi di servizio per accentuare la trasparenza e scoraggiare i sussidi incrociati. La predisposizione di norme chiare relative sia alla separazione verticale (cioè nell'ambito della filiera del gas), sia a quella orizzontale (cioè fra più filiere in cui è impegnata la stessa impresa di distribuzione) è un presupposto essenziale per riconoscere i costi effettivi delle singole attività e realizzare concretamente la liberalizzazione del mercato.

Stante il rinvio delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione e tenuto conto che anche dopo la loro realizzazione il monopolio temporaneo del servizio resterà in capo all'operatore che si sarà aggiudicato il servizio, risulta fondamentale l'attività di regolamentazione delle tariffe di distribuzione su cui l'Autorità è intervenuta con la delibera 28 dicembre 2000, n. 237. Esse offrono l'unica opportunità di riduzione delle rendite di monopolio in questo segmento della filiera. Le incertezze create dal contenzioso amministrativo fra l'Autorità e alcune imprese che detengono il monopolio locale non fa che procrastinare i tempi necessari per ottenere i guadagni di efficienza produttiva e allocativa che costituivano l'obiettivo della delibera n. 237/00.

Nella vendita all'ingrosso di gas naturale, invece, opera ormai un nutrito numero di imprese, così come nel segmento dell'importazione di gas dall'estero. Per quelle che commercializzano gas all'ingrosso, la questione fondamentale riguarda l'accesso alle infrastrutture essenziali (la rete di trasporto) a cui devono ricorrere per poter effettuare la compravendita di gas naturale. Tali infrastrutture appartengono quasi interamente a imprese controllate dal gruppo Eni S.p.A. La regolazione dell'accesso alle infrastrutture essenziali è un aspetto molto delicato, specialmente in una fase di transizione, dato che le decisioni in merito alle regole e ai costi dell'accesso sono in grado di condizionare l'assetto concreto del mercato negli anni a venire.

Le regole per il trasporto di gas sulla rete nazionale dei metanodotti in alta e in media pressione assumono un ruolo di primaria importanza nella promozione della concorrenza soprattutto in presenza di vincoli in termini di capacità sui grandi metanodotti di importazione.

Con la delibera 30 maggio 2001 n. 120, l'Autorità ne ha dettate alcune per l'ac-

cesso alla rete di importazione e trasporto del gas; a esse si aggiungeranno i Codici di trasporto, per i quali è terminata la consultazione con tutti gli operatori interessati. Nei prossimi anni, i vincoli di capacità sulle interconnessioni con l'estero potranno essere parzialmente superate anche grazie all'espansione delle capacità di importazione di gas naturale liquefatto (Gnl) da parte di operatori concorrenti a quello dominante. A questo proposito, l'Autorità ha disposto che all'importatore che sostenga il costo di investimenti in nuovi terminali di rigassificazione (oppure in potenziamenti degli esistenti) sia concessa per un congruo numero di anni la priorità di accesso agli stessi. Vengono così contemporaneamente incentivati sia l'ampliamento delle capacità di offerta, sia l'ingresso di nuovi operatori sul mercato. Anche le tariffe di trasporto del gas, disciplinate dall'Autorità nel corso del 2001, sono disegnate in modo tale da stimolare l'operatore dominante a incrementare i flussi di gas trasportati da terzi, così da favorire la liberalizzazione.

Lo stoccaggio di gas naturale riveste un ruolo strategico per la liberalizzazione del mercato. Infatti, la disponibilità di stoccaggio di modulazione è indispensabile per i venditori che devono servire il mercato degli usi civili, caratterizzato da un'elevata variabilità stagionale della domanda. L'offerta di stoccaggio per soddisfare tale esigenza è comunque subordinata alla disponibilità di capacità, dopo che le disponibilità fruibili siano state destinate soprattutto allo stoccaggio minerario e alla riserva strategica (costituita al fine di fronteggiare i rischi di interruzione delle forniture provenienti da paesi al di fuori dell'Unione europea).

La capacità di stoccaggio, al pari di quella di trasporto, è oggi detenuta quasi integralmente (98 per cento) da un'unica impresa appartenente al gruppo Eni. Essa si configura quindi come attività monopolistica, sebbene limiti al potere di mercato derivino dall'esistenza di sostituti allo stoccaggio di modulazione, quali i contratti industriali interrompibili e il ricorso al gas destinato alla produzione termoelettrica.

L'attività di stoccaggio si svolge sulla base di concessioni ventennali rinnovabili da parte dello Stato. L'entrata di altri operatori sul mercato è subordinata all'esito della procedura di affidamento di nuove concessioni da parte del Ministero delle attività produttive, relative a giacimenti di produzione in corso di esaurimento. Tenuto conto dei tempi di completamento di tale procedura e di quelli relativi alla messa in opera di nuovi giacimenti, lo stoccaggio di gas naturale è un'attività attualmente esercitata in monopolio legale e destinata a rimanere tale ancora per diversi anni.

Il carattere strategico che riveste tale attività rende assai rilevante la regolamentazione dell'accesso e delle tariffe, stabilita nei primi mesi del 2002

dall'Autorità. Essa, con una delibera che reca al riguardo alcune disposizioni urgenti e transitorie, ha precisato l'entità dei corrispettivi annuali necessari per ottenere disponibilità di spazio e disponibilità di punta giornaliera, nonché quella dei corrispettivi variabili per l'energia iniettata ed erogata dai giacimenti. Allo scopo di incentivare lo sviluppo di tale attività, l'Autorità ha lasciato libertà tariffaria agli operatori residuali del mercato e a tutte le imprese che investono in nuovi campi di stoccaggio a partire dal primo periodo di regolazione. Lo sviluppo delle imprese di stoccaggio è stato anche incentivato derogando al principio della tariffa regolata per quanto riguarda i servizi speciali auspicando la crescita dell'offerta da parte degli operatori e prevedendo uno sviluppo nella loro richiesta da parte dei venditori. Inoltre, è stato avviato il processo di consultazione relativamente all'accesso agli stoccaggi, così da poter definire prossimamente regole e priorità nei Codici di stoccaggio.

APPROVVIGIONAMENTO: PRODUZIONE NAZIONALE E IMPORTAZIONI

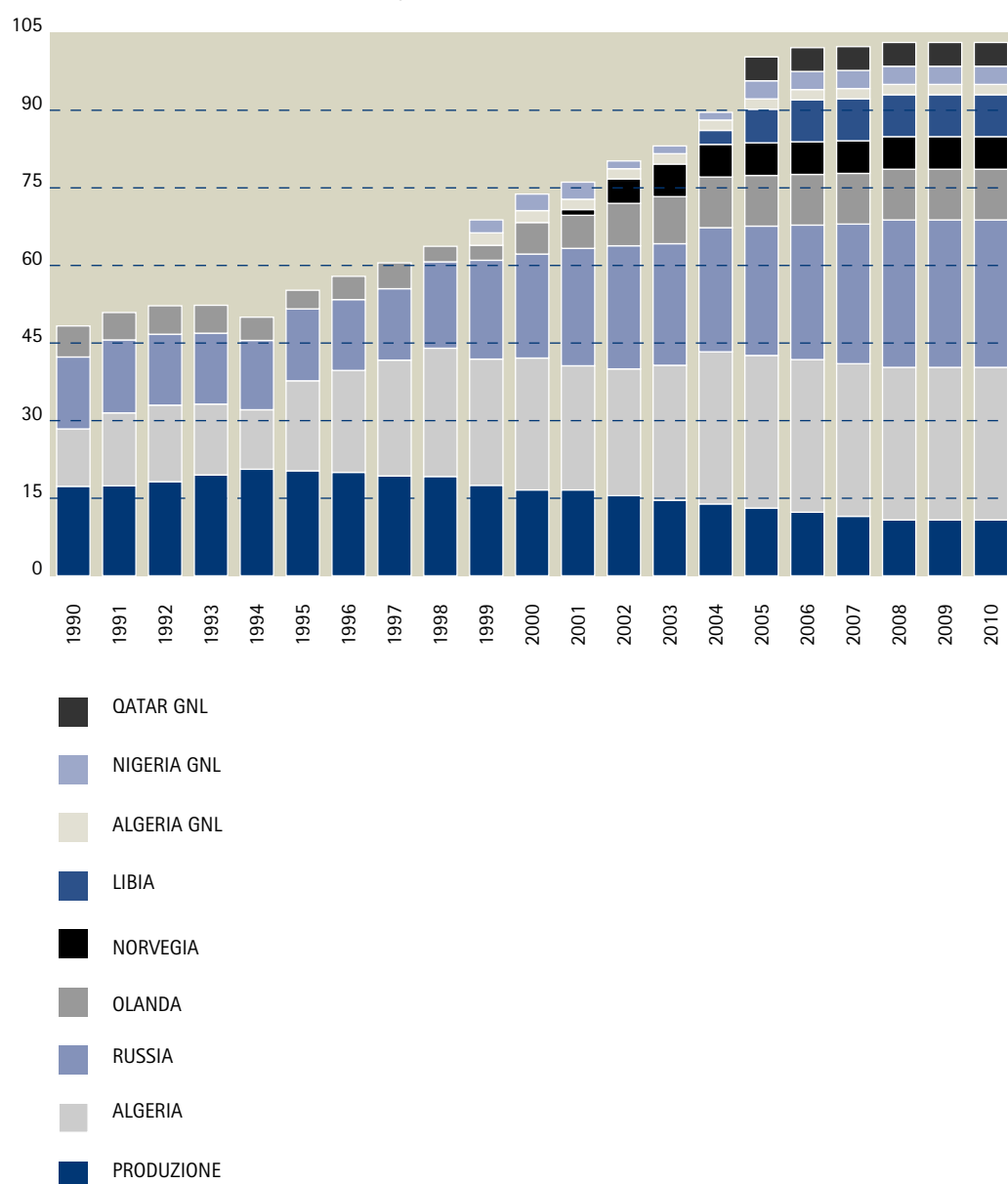
Struttura del mercato della produzione e dell'approvvigionamento

Il mercato dell'approvvigionamento del gas naturale è formato da due segmenti che si distinguono per la collocazione geografica delle fonti: la produzione nazionale e le importazioni. Così definiti, essi risultano molto differenziati, tanto sotto l'aspetto della sicurezza, quanto sotto quello economico. La produzione nazionale copre circa il 24 per cento del fabbisogno annuo e risulta in declino, sia in termini assoluti sia in termini relativi, rispetto a esso. In questo primo segmento è presente un operatore dominante, l'Eni, con l'88 per cento della produzione totale nel 2001. Il secondo operatore, Edison S.p.A., produce gran parte del gas rimanente, con il 12 per cento della produzione totale. Le riserve certe ammontano complessivamente a circa 215 Gmc, e corrispondono a 13 anni di produzione, agli attuali livelli. L'apporto dei giacimenti della Val D'Agri, avviata dal consorzio Eni-Enterprise Oil Italiana dopo la conclusione di complessi negoziati con le istituzioni locali e regionali, contribuirà a rallentarne il declino, ma non ad arrestarlo. Per altri giacimenti, il cui sfruttamento avrebbe ulteriormente contenuto la riduzione della quota di produzione nazionale sul fabbisogno complessivo, come quelli individuati in Alto Adriatico (con riserve certe per circa 29 Gmc), l'estrazione non risulta ancora possibile a causa dell'insorgere di preoccupazioni sull'impatto ambientale connesso alle attività di estrazione.

Il secondo segmento, quello delle importazioni, copre la massima parte del fabbisogno (poco meno dell'80 per cento), e risulta in aumento, sia in termini assoluti, sia in termini relativi (Fig. 4.1). Si prevede, infatti, che nel 2005 le importazioni soddisfino l'88 per cento del fabbisogno totale e nel 2010 il 90 per cento circa.

FIG. 4.1 **ANDAMENTO DELLA PRODUZIONE E DELLE IMPORTAZIONI DI GAS NATURALE IN ITALIA DAL 1990 AL 2010**

Previsione basata sui contratti stipulati sino al 2001



Fonte: Elaborazioni su dati comunicati all'Autorità ai sensi del decreto legislativo n. 164/00.

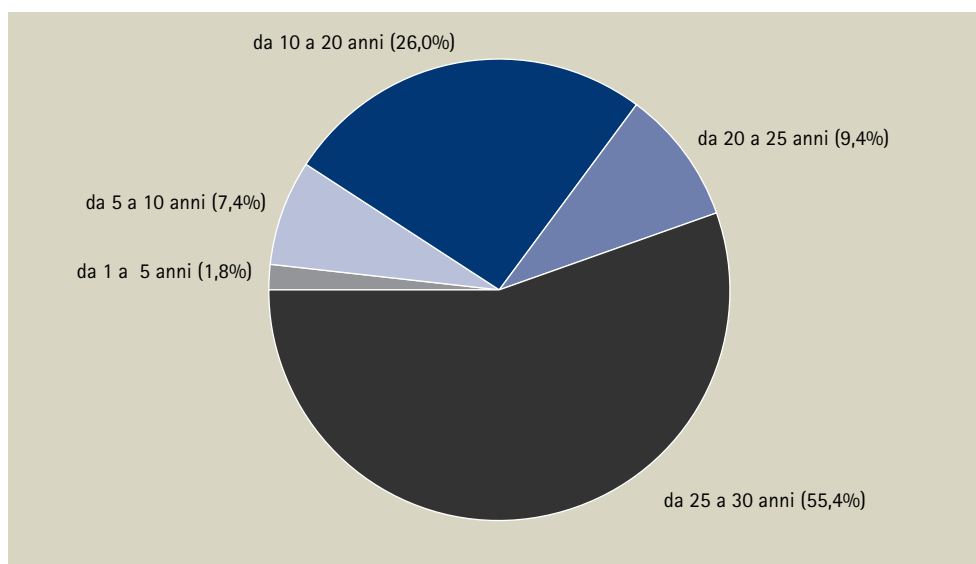
Anche in questo segmento il gruppo Eni è l'operatore dominante, con l'85 per cento circa dell'importazione nel 2001. A partire dal 2002, però, le immissioni di gas (prodotto o importato) nella rete nazionale verranno regolate secondo il tetto stabilito per il periodo 2002-2010 dal decreto legislativo n. 164/00 (pari al 75 per cento nel 2002, e ridotto del 2 per cento ogni anno successivo, fino al 2010). Il gruppo Eni ha provveduto a cedere, con contratti pluriennali ad alcuni soggetti (Plurigas S.p.A., Dalmine Energie S.p.A., Energia S.p.A.), una parte del gas che altrimenti avrebbe importato da Olanda e Norvegia: la consegna avviene a monte del punto di entrata di Passo Gries. Eni si è inoltre accordata con Edison e Promgas per la cessione a Edison, con contratto pluriennale, di gas di provenienza russa: la consegna avviene a monte del punto di entrata di Tarvisio. Il secondo importatore dopo Eni è Enel S.p.A., con circa l'11 per cento dell'importazione nel 2001.

Nel 2003 e nel 2004 inizieranno le importazioni di gas dalla Libia (che verrà consegnato da Eni a Gaz de France, Energia e a Edison, immediatamente a monte del punto di entrata di Gela), mentre nel 2005 è previsto l'inizio delle importazioni di gas naturale liquefatto dal Qatar da parte di Edison, con la costruzione di un terminale di rigassificazione in Alto Adriatico.

I contratti di importazione a oggi sottoscritti soddisfano le previsioni di fabbisogno formulate fino al 2010. Per la maggior parte, questi contratti hanno durata pluriennale; nel 2001 hanno riguardato il 98 per cento dei volumi importati (di questa quota, l'80 per cento circa concerne contratti stipulati prima dell'entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00).

FIG. 4.2 **STRUTTURA DEI CONTRATTI PLURIENNALI ATTIVI NEL 2002, SECONDO LA DURATA INTERA**

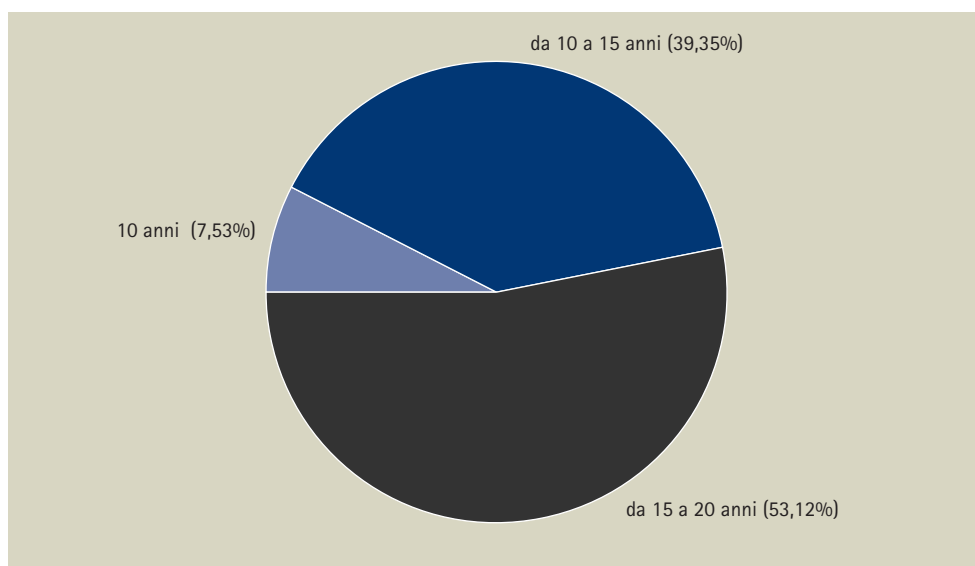
Comprese le proroghe e i rinnovi, a partire dalla prima sottoscrizione



La figura 4.2 mostra la struttura dei contratti di importazione attivi nel 2002 secondo la loro durata intera (comprensiva cioè di proroghe e rinnovi), mentre la figura 4.3 ne descrive la struttura secondo la durata residua.

I contratti annuali rivestono attualmente un'importanza modesta, in termini di volume. Lo stesso vale per i contratti infra annuali (*spot*), considerevoli però per l'apertura del mercato a nuovi operatori che non trovano facilmente accesso pluriennale, ma solo per periodi di tempo più brevi, nei gasdotti di importazione in territorio estero.

FIG. 4.3 STRUTTURA DEI CONTRATTI PLURIENNALI ATTIVI NEL 2002, SECONDO LA DURATA RESIDUA



Il 93 per cento del gas di importazione viene trasportato via gasdotto fino ai punti di entrata in Italia. I diritti di trasporto che gli importatori pagano sui gasdotti esteri, funzionali all'approvvigionamento del sistema nazionale del gas, sono conferiti soprattutto a società del gruppo Eni, che ha provveduto alla costruzione delle infrastrutture e ai relativi finanziamenti.

Il 6,5 per cento del gas importato nel 2001 è stato trasportato via mare, in fase liquida, ed è stato rigassificato nel terminale di Panigaglia da Snam Rete Gas S.p.A. La maggior parte dei volumi è stata importata da Eni e da Enel, con quote minori di Edison.

L'ottimizzazione economica e la sicurezza dell'importazione, cioè della massima parte dell'approvvigionamento del sistema nazionale del gas, richiedono la disponibilità di una consistente struttura di stoccaggio, con funzioni di modulazione stagionale e giornaliera e di riserva strategica, in considerazione della grande lontananza delle fonti. Questa necessità è ancora maggiore di quella

che può risultare dalla semplice considerazione dei termini contrattuali di importazione e degli obblighi di fornitura. Nell'inverno 2001-2002 si è constatata, anche in sede di Comitato tecnico di emergenza e monitoraggio (istituito presso il Ministero delle attività produttive, con decreto ministeriale 26 settembre 2001), la difficoltà per molti importatori di ottenere la consegna della massima quantità giornaliera contrattuale, e proprio nel periodo di maggiore criticità per la sicurezza del sistema nazionale del gas.

TRASPORTO E STOCCAGGIO

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

Trasporto

Le economie di scala rendono inefficiente, e talvolta impraticabile, la duplicazione della rete di Snam Rete Gas S.p.A., che detiene il 96 per cento della rete di trasporto italiana in termini di capitale investito. Il secondo operatore, Edison T&S S.p.A., dispone di una rete geograficamente complementare a quella di Snam Rete Gas, principalmente negli Abruzzi, in Molise e nel Lazio.

Fa parte del sistema italiano anche la sezione del gasdotto sottomarino di attraversamento del Canale di Sicilia, posata nel mare territoriale. Ne è proprietaria la Transmediterranean Pipeline Co. Ltd. (Tmpec, società a partecipazione mista italo algerina, con quote paritarie di Sonatrach e di Eni).

Le reti sono caratterizzate da una funzione di costo subadditiva¹ e da costi irreversibili. In esse si realizzano dunque le condizioni di monopolio naturale; ma l'accesso ai terzi è necessario allo sviluppo della concorrenza nei segmenti a valle (distribuzione, fornitura).

L'accesso alle reti di trasporto del sistema italiano è di tipo regolato, ai sensi del decreto legislativo n. 164/00. Le tariffe, i criteri di accesso e gli obblighi delle imprese di trasporto sono fissati dall'Autorità.

Il decreto legislativo n. 164/00 ha anche definito la rete nazionale di gasdotti, formata dai gasdotti di importazione, dai collegamenti agli stoccaggi e dai principali gasdotti interregionali. Per questa rete, definita e aggiornata con decreto ministeriale, l'accesso è regolato dall'ottobre 2001 secondo il modello *entry-exit*.

1 Si è in presenza di una funzione di costo subadditiva quando la somma delle quantità di un bene, prodotte da più imprese, costa di più rispetto al costo della stessa quantità complessiva, se questa è prodotta da una sola impresa.

La capacità di trasporto di tipo continuo conferita nei punti di entrata, corrispondenti alle interconnessioni con i gasdotti esteri di importazione, nell'anno termico 2001-2002 è risultata pari a circa il 94 per cento della capacità tecnicamente disponibile (Tav. 4.1). In particolare, si sono registrate una situazione prossima alla saturazione per le importazioni provenienti dal Nord e una maggiore disponibilità per le importazioni da Sud. Il terminale di rigassificazione di Gnl, a Panigaglia, risulta saturo.

TAV. 4.1 **CAPACITÀ DI TRASPORTO DI TIPO CONTINUO IN ITALIA**

Milioni di metri cubi standard per giorno, se non altrimenti indicato

CAPACITÀ CONTINUA	TECNICA	CONFERITA	DISPONIBILE	QUOTA PERCENTUALE CONFERITA/CONFERIBILE
PASSO GRIES	43,0	42,6	0,4	99
TARVISIO	74,0	74,0	0,0	100
PANIGAGLIA (Gnl)	11,4	11,4	0,0	100
MAZARA DEL VALLO	88,0	74,4	13,6	85
TOTALE	216,4	202,4	14,0	94

Fonte: Comunicazioni degli operatori all'Autorità.

Nel corso del 2001, le reti di trasporto del sistema nazionale sono state incrementate complessivamente di quasi il 2 per cento in termini di lunghezza (il tasso di crescita medio annuo previsto da Snam Rete Gas per il quinquennio 2000-2005 è del 1,25 per cento).

Sono attualmente in corso di realizzazione le opere di potenziamento del gasdotto di importazione dalla Russia. Per l'interferenza dei lavori di potenziamento, la capacità tecnica disponibile a Tarvisio è stata ridotta a partire da marzo 2002 sino all'inizio del prossimo anno termico (ottobre 2002), di circa il 12 per cento.

Anche la dorsale per l'importazione dal Nord Europa è in fase di completamento ed è stato avviato il potenziamento per la nuova importazione dalla Libia.

Tanto Snam Rete Gas, quanto Edison T&S sono state scorporate nel corso del 2001 dai rispettivi gruppi verticalmente integrati (Eni ed Edison), in ottemperanza alle disposizioni del decreto legislativo n. 164/00 in materia di separazione societaria fra le attività del settore del gas.

Il 40,24 per cento delle azioni di Snam Rete Gas sono state collocate in borsa alla fine del 2001. Titolare della quota restante continua a essere Eni.

Nell'anno termico 2001-2002, 24 utenti (produttori, grossisti e clienti finali)

hanno avuto accesso alla rete di trasporto di Snam Rete Gas; di questi 6 hanno stipulato contratti di trasporto anche per la rete di Edison T&S.

Stoccaggio

Il sistema italiano di stoccaggi è costituito da giacimenti esauriti. Attualmente i siti di stoccaggio operativi sono gestiti dalla società Stoccaggi Gas Italia S.p.A. (Stogit), costituita nel 2001 dal gruppo Eni attraverso lo scorporo societario del relativo ramo di azienda, e dalla società Edison T&S.

In particolare, la Stogit gestisce otto stoccaggi, sette dei quali sono ubicati nella Valle Padana (concessioni di Brugherio, Cortemaggiore, Ripalta, Sergnano, Settala, Minerbio, Tresigallo) e uno nell'Italia centrale (concessione di Fiume Treste). Per l'anno 2001-2002 la riserva attiva complessiva, formata dal gas estraibile e reiniettabile ciclicamente (*working gas*), ammonta a circa 16 Gmc, mentre la producibilità giornaliera in condizioni di massimo riempimento raggiunge quasi 280 Mmc/g.

Edison T&S dispone di due stoccaggi (Cellino, in Abruzzo, e Collalto, in Veneto), con una riserva attiva attuale di circa 263 Mmc e una producibilità giornaliera in condizioni di massimo riempimento di circa 2 Mmc/g, in corso di ampliamento. Il Ministero delle attività produttive ha rilasciato alla Stogit le concessioni per la conversione a stoccaggio dei giacimenti di Alfonsine e di Fiume Treste con i quali si prevede, secondo le prime stime, che la riserva attiva complessiva aumenti di ulteriori 2,4 Gmc. Inoltre, recentemente è stata rilasciata a Eni (ed è attualmente in corso di trasferimento alla Stogit) la concessione per la conversione a stoccaggio del giacimento di Bordolano.

La situazione attuale del mercato dello stoccaggio di gas naturale rappresenta l'eredità del sistema verticalmente integrato che ha preceduto la liberalizzazione introdotta con il decreto legislativo n. 164/00. Allo scopo di incentivare l'avvio della concorrenza, lo stesso decreto prevede che alcuni giacimenti destinati alla coltivazione e in corso di esaurimento vengano destinati alla funzione di stoccaggio e assegnati agli operatori interessati ad assumerne la gestione, mediante procedure a carattere concorrenziale.

Ai sensi del decreto del Ministero delle attività produttive 27 marzo 2001, relativo alla determinazione dei criteri per la conversione in stoccaggio di giacimenti in fase avanzata di coltivazione, i titolari di concessioni di coltivazione hanno fornito al Ministero delle attività produttive le informazioni sui giacimenti in terraferma necessarie per stabilire se questi siano tecnicamente ed economicamente idonei allo stoccaggio di gas.

Il Ministero delle attività produttive ha pubblicato, nel *Bollettino ufficiale degli idrocarburi e della geotermia* del 31 ottobre 2001, sia l'elenco dei giaci-

menti selezionati per la conversione a stoccaggio con i relativi dati di massima, sia il programma di previsione delle capacità di stoccaggio (di dodici progetti esaminati, i sei giacimenti ritenuti idonei, tutti in terraferma, sono: Cornegliano, Cotignola, Portocannone, San Potito, Serra Pizzuta, Ravenna Terra). Sono in corso le ulteriori fasi della procedura per l'attribuzione delle relative concessioni.

Rispetto a quelle di trasporto, le infrastrutture di stoccaggio hanno minori caratteristiche di monopolio. Va infatti osservato che le funzioni di modulazione, a cui provvedono i servizi offerti con l'attività di stoccaggio, sono realizzabili anche attraverso interventi sulla domanda (interrompibilità) o con il ricorso ad altri combustibili. Inoltre, la disponibilità di punta può essere surrogata, almeno in parte, ricorrendo alla flessibilità dei contratti di importazione. Proprio nell'anno termico 2001-2002 si è fatto ricorso all'interruzione delle forniture, ove prevista dai contratti di vendita (per quanto non realizzata completamente), e alla massimizzazione delle importazioni (nella misura considerata dai contratti di approvvigionamento, per quanto, anche in questo caso, non interamente).

Gli stoccaggi sono caratterizzati da funzione di costo moderatamente subadditiva e da costi parzialmente irreversibili; il loro accesso, regolato ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, è in buona parte necessario allo sviluppo della concorrenza nei segmenti a valle (distribuzione, fornitura). L'Autorità fissa le tariffe, i criteri, le priorità di accesso, nonché gli obblighi delle imprese di stoccaggio. Per altre funzioni che rientrano nella categoria della modulazione aciclica, gli stoccaggi possono invece ritenersi già oggi in concorrenza con altri servizi.

Le prospettive di evoluzione dello stoccaggio in Italia possono trovare modelli di riferimento interessanti in altri paesi e in particolare nel Regno Unito, pur con le differenze strutturali che distinguono le due situazioni. Il riferimento all'esperienza inglese riguarda non tanto l'attuale situazione del Regno Unito, che si può considerare di incipiente concorrenza nel segmento dei servizi di modulazione, quanto quella che l'ha preceduta. In essa l'attività di stoccaggio era esercitata in una situazione di sostanziale monopolio, dapprima congiuntamente, e poi disgiuntamente, all'attività di trasporto e distribuzione.

Altri paesi europei, come Francia e Germania, sebbene caratterizzati da una diversa impostazione di regolazione (di tipo negoziato), sono più affini all'Italia per la strutturazione della domanda di gas e per la dipendenza dall'estero. Hanno inoltre sviluppato sistemi di stoccaggio di grandi dimensioni, che costituiscono un modello infrastrutturale più simile alle esigenze italiane.

Lo stoccaggio in Europa: modelli infrastrutturali e di regolazione

Il Regno Unito dispone di un grande stoccaggio in giacimento esaurito off shore di Rough (circa 2,8 miliardi di metri cubi standard o Smc di spazio per riserva attiva, disponibilità di iniezione di circa 13 milioni di Smc/g e disponibilità di erogazione di circa 40 milioni di Smc/g, a stoccaggio pieno), oltre che di alcuni stoccaggi in cavità saline (fra i quali Hornsea, con circa 300 milioni di Smc di spazio per riserva attiva, disponibilità di iniezione di circa 1,5 milioni di Smc/g e disponibilità di erogazione di circa 18 milioni di Smc/g). Esistono inoltre alcuni stoccaggi di Gnl, usati per la modulazione locale di breve periodo dei prelievi in aree periferiche.

Con l'introduzione del Network Code (ai sensi del Gas Act 1995), l'attività di stoccaggio è stata sottoposta ad accesso regolato, per un certo periodo. Essa è esercitata da un unico soggetto, British Gas plc (BG).

È stato in seguito introdotto un nuovo ordinamento, grazie al quale la capacità di stoccaggio viene conferita a mezzo di asta competitiva per i due maggiori siti. Più precisamente, è offerta in "pacchetti" (bundles) costituiti da spazio di stoccaggio, disponibilità di erogazione e di iniezione, in proporzioni già determinate. Recentemente anche il sistema di accesso agli stoccaggi di Gnl è stato modificato e oggi è determinato con il metodo dei reserve prices: prezzi minimi d'asta. L'offerta di servizi di stoccaggio si è evoluta anche fino a contemplarne uno "virtuale", costituito da un portafoglio di contratti fisici e finanziari, per durate comprese fra 4 e 14 anni. Tali contratti sono assimilabili a quelli "cartacei" nel mercato dei futures (per questi contratti è comunque prevista una disponibilità fisica, seppure in proporzione ridotta, nel caso in cui la controparte richieda la consegna del gas alla scadenza del contratto).

Negli ultimi dieci anni, l'entità degli stoccaggi in Germania ha raggiunto livelli fra i più alti in Europa. La riserva attiva (working gas) supera attualmente i 18 miliardi di Smc e si prevede un incremento di oltre il 26 per cento. Le variazioni stagionali del consumo di gas sono la principale ragione dello sviluppo del sistema di stoccaggio tedesco. I settori domestico e commerciale incidono infatti per circa il 45 per cento sulla domanda di gas nazionale.

In Germania la struttura societaria del settore, con la presenza di numerose imprese "regionali" un tempo protette da accordi di demarcazione territoriale, ha portato alla formazione di reti di scala regionale. Queste si collegano con i grandi gasdotti di importazione, organizzati principalmente in due grandi reti "sovra-regionali", facenti capo alle società Ruhrgas e a Wingas.

Il servizio di stoccaggio è concepito per lo più come complemento del servizio di trasporto. Sono attivi 39 impianti di stoccaggio in cavità saline, in giacimenti

esauriti e acquiferi. Esistono oltre 10 imprese dotate di stoccaggi sotterranei. Nel recepire la Direttiva europea 98/30/CE, benché in misura incompleta, la Germania ha optato per il regime di accesso negoziato alle reti di trasporto e allo stoccaggio.

L'offerta del servizio di stoccaggio può riguardare un aggregato indistinto, o singoli siti, e si articola nei seguenti elementi: impegno di portata per l'iniezione, uso della compressione per l'iniezione, impegno di spazio in stoccaggio, impegno di portata per l'erogazione, impegno di portata di trasporto da e verso lo stoccaggio. La durata tipica del contratto di stoccaggio è di un anno, ma sono ammesse durate inferiori o superiori, da negoziare caso per caso.

Anche il sistema di stoccaggio francese è notevolmente sviluppato. I quattordici stoccaggi attivi, gestiti per la maggior parte dalla società Gaz de France, l'impresa dominante, hanno in totale una riserva attiva di circa 9 miliardi di Smc, un quarto del consumo nazionale di gas.

Lo stoccaggio è destinato a modulare le variazioni della domanda stagionale e giornaliera e a garantire la sicurezza degli approvvigionamenti. In Francia, il sistema del gas naturale dipende quasi interamente dalle importazioni, il 50 per cento delle quali è di provenienza extra europea.

Subordinatamente agli usi sopra descritti e previo consenso del governo (la Francia non ha ancora recepito la Direttiva europea 98/30/CE), parte della riserva attiva viene messa per brevi periodi a disposizione di società estere (Distrigaz, Ruhrgas, GVM e Gaznat).

Lo stoccaggio è effettuato prevalentemente in acquiferi e secondariamente in cavità saline. Sono in corso prove per adibire a stoccaggio un giacimento in via di esaurimento.

Condizione di accesso al servizio di stoccaggio di Gaz de France è la sottoscrizione di un contratto di trasporto. Gli utilizzatori possono depositare parte del gas in un "punto di modulazione", per prelevare successivamente. I punti di modulazione, cinque in tutto, sono distribuiti sulla rete principale di trasporto, in corrispondenza dei siti di stoccaggio, o di loro aggregazioni territoriali. La durata del contratto di modulazione (Contrat de Modulation) è di un anno, con possibilità di rinnovo.

Terminali di rigassificazione L'accesso ai terminali di rigassificazione è funzionale, ma non essenziale in generale allo sviluppo della concorrenza nei segmenti a valle (distribuzione e fornitura). Nella situazione italiana, il controllo che il gruppo Eni esercita sui gasdotti di trasporto in territorio estero, rende i terminali di rigassificazione necessari allo sviluppo della concorrenza nei segmenti a valle. Il loro accesso è di tipo regolato, ai sensi del decreto legislativo n. 164/00. Il solo terminale di rigassificazione oggi esistente in Italia è quello di Panigaglia, esercito da Snam Rete Gas; attualmente la sua intera capacità è dedicata a contratti di importazione stipulati prima del 10 agosto 1998.

Nuovi terminali, inseriti in progetti integrati di approvvigionamento di lungo periodo, che si avvalgono di impianti di liquefazione e di navi metaniere, sono in fase di progettazione: Edison, per un terminale in Alto Adriatico da 6 Gmc/a, British Gas, per un terminale a Brindisi da 4 Gmc/a nella fase iniziale, Enel, per tre terminali a Taranto, Vado e Muggia e la società LNG Terminal (del Gruppo Falck) per un terminale sulla costa calabra, da 8 Gmc/a espandibile a 12 Gmc/a, oltre che per un impianto *off-shore*, (da realizzare in Calabria o in Toscana). Per questi nuovi terminali si presenta il problema della conciliazione delle esigenze di incentivazione dell'investimento con quelle di garanzia dell'accesso ai terzi a un'infrastruttura che in questa fase transitoria di sviluppo della concorrenza, riveste ancora il carattere di infrastruttura essenziale.

L'Autorità con un proprio intervento (vedi oltre) ha ritenuto opportuno indicare i limiti entro i quali è riconoscibile la priorità di accesso ai promotori dei nuovi terminali sino a quando il sistema nazionale del gas non sia stato dotato di una capacità di rigassificazione coerente con la domanda di importazione e non raggiunga un significativo grado di concorrenza in un contesto europeo liberalizzato.

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

Nel corso del 2001 e del primo trimestre del 2002 le attività dell'Autorità nel settore del gas si sono concentrate su: il completamento degli interventi tariffari riguardanti il trasporto e il dispacciamento del gas naturale, nonché lo stoccaggio; l'utilizzo dei terminali del Gnl e lo stoccaggio; la messa a punto delle regole di accesso al sistema del gas, come stabilito dal decreto di recepimento nella normativa italiana della Direttiva europea sul mercato interno del gas naturale.

Nell'ambito delle fasi di trasporto e dello stoccaggio restano ancora da definire la tariffa per l'attività di commercializzazione per i clienti allacciati ai gasdotti in alta pressione nonché la definizione dei criteri per i Codici di rete e di stoccaggio, sui quali l'Autorità ha già completato la consultazione.

Tariffe di trasporto: vincoli e criteri di riferimento

Con la delibera 30 maggio 2001, n. 120, l'Autorità ha definito i criteri sia per la determinazione delle tariffe per il trasporto e il dispacciamento del gas naturale, sia per l'utilizzo dei terminali di Gnl (ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettere d) ed e), della legge 14 novembre 1995, n. 481, e degli art. 18, comma 6, e 23, commi 2, 3 e 5, del decreto legislativo n. 164/00). Il provvedimento dell'Autorità definisce i criteri con cui le imprese di trasporto e dispacciamento del gas naturale già attive (Snam S.p.A., Edison Gas S.p.A., Tmpc, Sgm S.p.A.), e quelle che vorranno entrare nel mercato, calcolano le tariffe di trasporto e di utilizzo dei terminali di Gnl e adottano regole minime di accesso al sistema.

L'Autorità provvede a determinare, per ciascuna impresa per il primo anno termico del periodo di regolazione (che dura quattro anni), i criteri per il calcolo dei ricavi tariffari riconosciuti.

È parso opportuno procedere alla determinazione individuale dei ricavi tariffari riconosciuti in quanto le differenze tra le dimensioni e le condizioni operative di ognuna avrebbero reso difficile l'adozione di criteri standardizzati. Inoltre, questo approccio consente, nelle limitate zone in cui sono presenti reti di più imprese, o nella prospettiva di nuovi terminali di Gnl, lo sviluppo di una certa concorrenza, anche attraverso l'applicazione di tariffe che riflettano costi diversi.

Considerazioni di equità tra le imprese hanno reso tuttavia inevitabile l'adozione di criteri comuni per quanto riguarda la determinazione del capitale investito e del suo tasso di rendimento, degli ammortamenti e dei costi operativi riconosciuti.

I ricavi riconosciuti rappresentano i ricavi ritenuti congrui per l'esercizio delle

attività e per le proposte che gli operatori formulano sulle tariffe da praticare agli utenti, nelle condizioni tecniche ed economiche esistenti all'inizio del periodo di regolazione. Le proposte vengono in seguito sottoposte all'approvazione dell'Autorità.

La determinazione dei ricavi di riferimento è effettuata sugli elementi di costo relativi all'attività di trasporto e a quella di rigassificazione, in modo tale da garantire la copertura sia dei costi operativi sia di quelli di capitale, inclusa una congrua remunerazione del capitale investito secondo quanto disposto dall'art. 23, comma 2, del decreto legislativo n. 164/00.

I costi riconosciuti dalla delibera n. 120/01 dell'Autorità sono i seguenti:

- il costo del capitale investito netto, pari al valore dell'attivo immobilizzato² (*Regulatory Asset Base* o RAB), moltiplicato per un rendimento del 7,94 per cento all'anno al lordo delle imposte;
- gli ammortamenti, il calcolo utilizza le durate economico tecniche dei beni con riferimento agli standard in uso nei principali paesi europei, basandosi su un periodo di 40 anni per i gasdotti, di 20 anni per gli impianti di compressione, di 25 anni per i terminali Gnl, di 50 anni per i fabbricati e di 10 anni per le altre immobilizzazioni;
- i costi operativi, quelli effettivamente sostenuti nell'esercizio 2000 dalle società di trasporto, relativi al personale, ai materiali di consumo, alla compressione e spinta del gas, ai servizi forniti da terzi e agli altri accantonamenti diversi dagli ammortamenti.

Per ogni anno del periodo di regolazione, sono determinati i ricavi di riferimento che comprendono quelli relativi sia alla rete esistente all'inizio del periodo, sia agli investimenti realizzati nel corso della vita dell'impianto integrata da eventuali fattori correttivi e i ricavi relativi ai costi di bilanciamento del sistema. Sulla base dei ricavi di riferimento le imprese calcolano e propongono i livelli delle componenti della propria tariffa di trasporto basata sulla metodologia *entry-exit*. Questa rappresenta una soluzione più semplice rispetto a una tariffa "da punto a punto", economicamente ingiustificata e di diffi-

2 Per la determinazione del RAB, la metodologia adottata è quella chiamata, nella prassi regolatoria anglosassone, *Current Cost Accounting* (CCA), in Italia, "metodo del costo storico rivalutato". Essa si basa sui costi storici delle immobilizzazioni presenti in bilancio al 31 dicembre 2000, rivalutati secondo il deflatore degli investimenti fissi, al netto del degrado economico tecnico, e dei contributi a fondo perduto versati da pubbliche amministrazioni per l'attività di trasporto.

cile determinazione oggettiva, in una rete fortemente magliata come quella italiana. Dal momento che lo stesso decreto n. 164/00 indica come criterio tariffario da rispettare anche la distanza fra punti di entrata e punti di uscita, il provvedimento emanato dall'Autorità calcola i costi unitari di trasporto da punto a punto.

Le tariffe di trasporto per la rete regionale sono invece uniformi su tutto il territorio nazionale e correlate alla capacità nei punti di consegna, con riduzioni proporzionali, in base alla distanza, per i punti di riconsegna che si trovano in comuni a meno di 15 km dalla rete nazionale dei gasdotti.

Questa struttura tariffaria riconosce con maggiore correttezza, rispetto a una basata sulla sola distanza, i costi legati sia alla capacità, che è prenotata alla punta ma non utilizzata in tutti i giorni dell'anno, sia ai volumi effettivamente trasportati. Il rapporto tra corrispettivi di capacità e corrispettivi per volumi trasportati è rispettivamente del 70 e 30 per cento. Quest'ultima componente ha lo scopo di stimolare l'imprenditorialità delle aziende di trasporto cui sono assicurati maggiori ricavi in ragione dei volumi trasportati, e al contempo di ridurre il rischio di sottoutilizzazione dei gasdotti.

I meccanismi di aggiornamento dei ricavi riconosciuti sono riferiti sia alla capacità sia ai volumi e prevedono un incremento pari all'inflazione dell'anno solare precedente, e una riduzione pari a un tasso di produttività definito per tutto il periodo di regolazione. Esso corrisponde al 2 e al 4,5 per cento rispettivamente per la capacità e per i volumi. Il meccanismo relativo alle capacità impone un limite massimo ai ricavi (*revenue cap*), in quanto determina il loro ammontare complessivo indipendentemente dai volumi trasportati. Il meccanismo relativo ai volumi impone un limite massimo al corrispettivo unitario (*price cap*) per volume trasportato; questi ricavi risentono quindi dei volumi trasportati.

Sono previsti incentivi per i nuovi investimenti, con l'obiettivo di sviluppare l'attività di trasporto, a fronte di un'ipotesi di crescita dei consumi di gas del 3-5 per cento all'anno nel prossimo decennio, e dei nuovi usi determinati dall'innovazione tecnologica.

La struttura tariffaria contempla meccanismi incentivanti a nuovi investimenti infrastrutturali, riconoscendo per 6 anni un corrispettivo³ più alto legato alla loro effettiva realizzazione e l'esenzione dai recuperi prefissati di produttività. Sono previsti sconti in tariffa per gli eventuali operatori, diversi dalle imprese di trasporto, che decidano di finanziare i potenziamenti degli impianti e delle reti in tratti di loro interesse.

Tariffa per l'utilizzo degli impianti di rigassificazione

Per la definizione della tariffa per l'utilizzo degli impianti di rigassificazione del Gnl, trasportato con navi metaniere, è stata seguita la stessa metodologia di calcolo utilizzata per le tariffe di trasporto, prevedendo una remunerazione degli investimenti del 9,15 per cento. Il maggiore tasso di rendimento applicato all'attività di rigassificazione rispetto a quello per l'attività di trasporto è motivato dal maggior rischio che tale attività comporta. Per lo stesso motivo, ma anche per incentivare in Italia la realizzazione di nuovi impianti di rigassificazione la riduzione del *price cap* è stata fissata al 2 per cento.

Modalità transitorie di accesso alle reti

Contestualmente alla definizione dei criteri per la determinazione delle tariffe, l'Autorità ha stabilito anche le modalità transitorie di accesso al servizio che, nell'attesa di una più precisa definizione mediante i Codici di rete, garantiscono l'accesso in condizioni eque e non discriminatorie, prevengono abusi di posizione dominate nell'allocatione delle capacità e favoriscono lo sviluppo della concorrenza. In particolare, sono state anticipate alcune ipotesi relative a temi quali i conferimenti di capacità e i corrispettivi per il bilanciamento del sistema. Da un lato, infatti, le capacità assegnate rappresentano un elemento necessario per procedere al calcolo dei relativi corrispettivi; i corrispettivi unitari di capacità, facenti parte della tariffa, devono inoltre essere corrisposti

3 Gli incrementi patrimoniali determinano un'ulteriore componente di ricavo nell'anno termico successivo all'anno in cui l'investimento entra in esercizio:

- per la capacità, un ricavo addizionale pari al 7,47 per cento del valore patrimoniale di questi investimenti per ciascun anno del periodo di regolazione;
- per i volumi, un corrispettivo unitario pari al 4,98 per cento del valore patrimoniale di questi investimenti diviso per i volumi trasportati nell'anno solare 2000. Questo corrispettivo è moltiplicato per i volumi effettivamente trasportati in ciascuno dei 6 anni termici successivi all'entrata in esercizio dell'investimento.

sulla base delle quantità conferite a ciascun utente. D'altro lato, i corrispettivi di bilanciamento del sistema rappresentano un onere economico, in caso di temporanee richieste degli utenti superiori a quanti concordato, la cui conoscenza è necessaria per orientare correttamente le loro scelte. La determinazione in via transitoria di modalità semplificate e urgenti in materia di conferimento delle capacità e dei corrispettivi per il bilanciamento del sistema ha comunque beneficiato delle osservazioni ricevute in seguito alla diffusione del Documento per la consultazione del 13 marzo 2001. Tali modalità restano in vigore fino alla emanazione dei Codici di rete e, nel caso dei conferimenti, non oltre il 30 settembre 2002. La definizione di regole provvisorie consente anche di verificarne l'applicazione e di dare utili indicazioni in vista della transizione al regime definitivo.

Tenuto conto delle difficoltà registrate nell'avvio del nuovo regime tariffario e di alcune criticità rilevate dagli utenti nelle *Condizioni di accesso* pubblicate da Snam Rete Gas nel novembre del 2001, l'Autorità ha costituito un gruppo di lavoro informale che ha lo scopo di acquisire elementi utili per futuri provvedimenti su alcuni punti, rivelatisi critici. Tra essi, i corrispettivi per il bilanciamento del sistema e la pubblicazione dei dati relativi al processo di conferimento della capacità nell'ambito dei provvedimenti di cui agli art. 20, comma 2, e 24, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00, ai sensi delle delibere dell'Autorità 3 agosto 2000, n. 146 e n. 150. Il gruppo di lavoro ha già raggiunto interessanti risultati sugli argomenti affrontati quali: la costituzione da parte di Snam Rete gas di una "bacheca" allo scopo di favorire il mercato secondario della capacità (la cui messa in opera è prevista in tempi brevi non appena attivato il necessario supporto informatico); il miglioramento per gli utenti di alcune condizioni contrattuali in materia di accesso (penalità per supero di capacità e sbilanciamento) per l'anno termico 2001-2002 (sospensione di alcune penali fino al 21 dicembre 2001 e avvio da questa data di nuovi corrispettivi più favorevoli per l'utenza).

Tariffe di trasporto: i valori applicati

Con la delibera del 7 settembre 2001, n. 193, l'Autorità ha approvato le tariffe di trasporto del gas metano sui gasdotti nazionali e sulle reti regionali, e le tariffe di rigassificazione del gas trattato presso l'impianto di Panigaglia presentate dagli operatori.

Tale delibera ha individuato i punti di entrata (frontiere, giacimenti e stoccaggi) e i punti di uscita della rete nazionale, permettendo ai singoli operatori di calcolare il costo complessivo del trasporto del gas dal luogo di prelievo fino a quello di consumo.

Sedici sono i punti di entrata nella rete nazionale, di questi: 3 si riferiscono all'interconnessione con i metanodotti esteri di importazione (Mazara del Vallo,

Passo Gries e Tarvisio); 1 coincide con l'impianto di rigassificazione di Panigaglia; 10 corrispondono ai principali campi di produzione nazionale (Nord Occidentale, Nord Orientale, Rubicone, Falconara-Fano, Pineto, San Salvo, Candela, Monte Alpi, Crotone, Gagliano); 2 sono relativi agli stoccaggi (Eni ed Edison Gas). I punti di uscita, che collegano la rete nazionale con le reti regionali, si riferiscono alle seguenti 17 aree/territoriali regionali: Friuli Venezia Giulia, Trentino Alto Adige-Veneto, Lombardia orientale, Lombardia occidentale, Nord Piemonte, Sud Piemonte e Liguria, Emilia Romagna-Liguria, Basso Veneto, Toscana-Lazio, Romagna, Umbria-Marche, Marche-Abruzzo, Lazio, Basilicata-Puglia, Campania, Calabria, Sicilia.

Per l'attività di trasporto sulla rete nazionale sono stati definiti:

- un corrispettivo legato al volume CV (in euro/GJ);
- un corrispettivo di capacità CPe per ciascuno dei 16 punti di entrata (in euro/Smc/g);
- un corrispettivo di capacità CPu (in euro/Smc/g) per ciascuno dei 17 punti di uscita.

Per l'attività di trasporto sulla rete regionale:

- un corrispettivo di capacità CR_r (in euro/Smc/g) unico per tutti i punti di riconsegna di ciascuna impresa di trasporto; sono previsti sconti per distanze inferiori ai 15 km;
- un corrispettivo fisso CF (in euro/punto di riconsegna) articolato su livelli per la rete di gasdotti.

Sono previste inoltre tariffe interrompibili ridotte dell'8 per cento per Snam Rete Gas, e 4 per cento per Edison Gas (Tav. 4.2).

TAV. 4.2 **TARIFFE DI TRASPORTO E DISPACCIAMENTO**

Anno termico 2001-2002

CORRISPETTIVO UNITARIO LEGATO AL VOLUME CV (euro/GJ)				0,176549
CORRISPETTIVI UNITARI DI CAPACITÀ DI RETE NAZIONALE (euro/Smc/g)				
CPe		CPu		
MAZARA DEL VALLO	3,032460	FRIULI-VENEZIA GIULIA	A	0,841763
PASSO GRIES	0,338364	TRENTINO-ALTO ADIGE-VENETO	B	0,986886
TARVISIO	0,857216	LOMBARDIA ORIENTALE	C	1,076087
PANIGAGLIA	0,613272	LOMBARDIA OCCIDENTALE	D	1,276102
NORD OCCIDENTALE	0,077469	NORD PIEMONTE	E1	1,535033
NORD ORIENTALE	0,104647	SUD PIEMONTE E LIGURIA	E2	1,276102
RUBICONE	0,077469	EMILIA E LIGURIA	F	0,986886
FALCONARA-FANO	0,494016	BASSO VENETO	G	0,862372
PINETO	0,720943	TOSCANA E LAZIO	H	0,858547
SAN SALVO	0,559849	ROMAGNA	I	0,697670
CANDELA	0,633425	UMBRIA E MARCHE	L	0,569331
MONTE ALPI	0,905488	MARCHE E ABRUZZO	M	0,524838
CROTONE	2,026530	LAZIO	N	0,659117
GAGLIANO	2,174299	BASILICATA E PUGLIA	O	0,735951
		CAMPANIA	P	0,521476
STOCCAGGI ENI-EDISON GAS	0,174442	CALABRIA	Q	0,446735
		SICILIA	F	0,157519
CORRISPETTIVI UNITARI DI CAPACITÀ DI RETE REGIONALE CRr (euro/Smc/g)				
EDISON GAS E SGM				1,801000
RETE GAS ITALIA				1,312991
CORRISPETTIVO FISSO CF (euro/punto di riconsegna)		1° livello	2° livello	3° livello
EDISON GAS E SGM ^(A)		31,00	2.141,30	5.183,70
RETE GAS ITALIA ^(B)		3.098,70	7.746,80	17.570,60
TARIFFA INTERROMPIBILE				
EDISON GAS E SGM		riduzione del 4% di CRr per un'interruzione di 5 giorni con preavviso di 48 ore		
RETE GAS ITALIA		riduzione dell'8% dei corrispettivi CPe, CPu e CRr per un'interruzione di 5 giorni con preavviso di 3 giorni		

(A) La definizione dei livelli è in funzione di 2 parametri: consumo annuo del punto di riconsegna e tipologia di catena di misura.

(B) La definizione dei livelli è in funzione di 4 parametri: metri cubi prelevati, tipologia di misura, tipologia degli apparati di misura, metodo di acquisizione dei dati di misura.

Infine, è stata definita una tariffa di rigassificazione per l'utilizzo del terminale di Panigaglia di Snam Rete Gas (Tav. 4.3).

TAV. 4.3 **TARIFFA DI RIGASSIFICAZIONE PER L'UTILIZZO DEL TERMINALE DI PANIGAGLIA DI RETE GAS ITALIA**

Anno termico 2001-2002

CORRISPETTIVI UNITARI	UNITÀ DI MISURA	VALORE
Di impegno associato ai quantitativi di Gnl scaricato	euro/mc liquido	3,622390
Associato agli approdi contrattuali	euro/numero di approdi in un anno	16.271,491063
Variabile per l'energia associata ai volumi rigassificati	euro/GJ	0,064330
PERDITE	per mc rigassificato	2%

Interventi sulla disciplina di accesso alle reti

Nonostante l'approvazione e la pubblicazione delle tariffe sopra citate, l'avvio del nuovo sistema ha presentato alcune difficoltà, data la complessità della materia adottata in tempi ridotti. L'Autorità è perciò intervenuta con la comunicazione del 21 settembre 2001 *Chiarimenti in ordine all'attuazione della delibera n. 120/01 e alla disciplina di accesso alle reti di trasporto del gas naturale*, precisando che le condizioni di accesso pubblicate da Snam Rete Gas, in deroga alle disposizioni della delibera n. 120/01 e apparse in concomitanza con la pubblicazione delle tariffe approvate dall'Autorità con la delibera n. 193/01, erano da intendersi come una proposta contrattuale. L'Autorità ne avrebbe verificato i contenuti avviando, qualora fossero stati evidenziati comportamenti lesivi degli interessi degli utenti, procedimenti volti a ordinare la loro cessazione.

L'Autorità è quindi intervenuta con provvedimenti individuali sui contratti siglati tra Snam Rete Gas e gli utenti che hanno avuto conferita capacità di trasporto, ai sensi dell'art. 15 della delibera n. 120/01. Ha infatti ravvisato incompatibilità con le sue disposizioni a norma della legge n. 481/95 e del decreto legislativo n. 164/00, e ha imposto la modifica di alcune clausole ritenute lesive degli interessi degli utenti.

In particolare, l'Autorità è intervenuta anche per impedire che vi fosse un impegno di capacità pluriennale predefinito a favore delle società che vantavano contratti esistenti alla data del conferimento. A questo fine ha previsto che tali contratti siano automaticamente inseriti nei Codici di rete. L'Autorità ha inoltre impedito che, nei casi di trasferimento di un cliente da un fornitore a un

altro, il nuovo fornitore fosse obbligato ad assumere un impegno di capacità equivalente a quello del precedente, senza poter scegliere liberamente in base alle proprie logiche commerciali.

Tariffe di stoccaggio: vincoli e criteri

Con la delibera 27 febbraio 2002, n. 26, l'Autorità ha approvato i criteri per la determinazione delle tariffe di stoccaggio del gas naturale. In base a questi, la società Stogit del gruppo Eni, che dispone del 98 per cento delle capacità di stoccaggio in Italia, calcola e propone, per l'approvazione da parte dell'Autorità, le tariffe che entrano in vigore dall'inizio dell'anno termico.

I criteri tariffari sono stati elaborati dall'Autorità sulla base dell'analisi dei costi del servizio. Il loro insieme, cui deve essere applicato un tasso di rendimento medio ponderato reale pari all'8,33 per cento, determina i ricavi riconosciuti all'impresa di stoccaggio che, a partire da essi, definisce le proprie tariffe. A queste così definite, in vigore per quattro anni, si applica un *price cap* che tiene conto dell'inflazione e di un recupero di produttività pari al 2,75 per cento annuo.

La struttura della tariffa, in analogia con le esperienze più avanzate del settore, prevede due componenti fisse, una relativa all'impegno annuale di capacità (spazio occupato nel giacimento), l'altra alla massima capacità di erogazione richiesta in un giorno nel corso dell'anno, più una variabile, calcolata sulle quantità immesse ed estratte dal giacimento.

Le imprese che gestiscono giacimenti di stoccaggio non ancora a regime (come, per esempio, Edison T&S), o ne sviluppano di nuovi, sono libere di determinare autonomamente le proprie tariffe, avendo sempre la possibilità di richiedere l'applicazione di quelle definite dall'Autorità. La libertà di tariffazione è stata decisa dall'Autorità per favorire l'ingresso di nuovi operatori, che hanno la possibilità di gestire con flessibilità l'offerta dei loro servizi nella fase di *start up*, caratterizzata da costi superiori per tutto il periodo di andata a regime.

Il provvedimento ha anche stabilito modalità transitorie di accesso al servizio che avviano la liberalizzazione dello stoccaggio e permettono di acquisire l'esperienza necessaria per la definizione di un Codice di stoccaggio rispondente alle reali esigenze del mercato. Nel frattempo, tutti i nuovi contratti di stoccaggio saranno controllati dall'Autorità che potrà imporre modifiche alle eventuali clausole che contrastino con l'esigenza di garantire la trasparenza e la libertà di accesso a parità di condizioni.

La tariffa di stoccaggio in vigore fino al 2006

Ai sensi della delibera n. 26/02, Stogit ha inviato la propria proposta tariffaria per la determinazione delle tariffe per l'anno termico 2002-2003. L'Autorità ha però ritenuto necessario rigettarla, in quanto difforme ai criteri stabiliti nella stessa delibera. Perciò, anche per assicurare gli utenti del sistema in concomitanza con l'avvio del nuovo anno termico, con la delibera 26 marzo 2002, n. 49, l'Autorità ha definito per Stogit i valori dei corrispettivi unitari che compongono la tariffa di stoccaggio, riportati nella tavola 4.4 che restano in vigore sino al 2006.

TAV. 4.4 **CORRISPETTIVI UNITARI DI STOCCAGGIO FACENTI PARTE DELLA TARIFFA**

CORRISPETTIVI	UNITÀ DI MISURA	VALORE
Corrispettivo unitario di spazio	euro/GJ/anno	0,257
Corrispettivo unitario per la disponibilità di punta giornaliera	euro/GJ/anno	10,160
Corrispettivo unitario di iniezione ed erogazione	euro/GJ	0,092
Corrispettivo unitario per la messa a disposizione del gas detenuto dall'impresa ai fini dello stoccaggio strategico	euro/GJ/anno	0,163

Sebbene le due strutture tariffarie (quella originariamente proposta da Stogit e quella definita dall'Autorità) non siano confrontabili in tutte le singole componenti, il nuovo meccanismo, basato sugli effettivi costi del servizio, comporta significativi risparmi agli utilizzatori degli stoccaggi. L'unico elemento comparabile, relativo allo spazio occupato nel giacimento, fissato dall'Autorità in 0,257 euro per GJ per anno (pari a 0,010 euro per metri cubi standard per anno), presenta una riduzione del 53 per cento rispetto a quello della Stogit (0,546 euro per GJ per anno). La nuova struttura tariffaria si discosta inoltre da quella in vigore per l'eliminazione della discriminazione mensile dei prezzi, che attualmente penalizza i clienti al termine del periodo di iniezione e al culmine del periodo di erogazione.

Con questo provvedimento l'Autorità si avvia a completare la determinazione tariffaria di tutte le attività in monopolio della filiera del gas. L'insieme dei provvedimenti che ne hanno riformato la struttura tariffaria, tuttavia, non esauriscono l'attività di regolazione nel settore. Accanto alle misure che fissano le tariffe o i criteri per la loro determinazione da parte delle aziende, l'Autorità deve predisporre un insieme di norme e regole che garantiscano l'ac-

cesso non discriminatorio dei terzi alle infrastrutture gestite in monopolio e, per questa via, stimolino la concorrenza, nei segmenti in cui essa è possibile. È in tale ambito che si collocano i provvedimenti sulla separazione amministrativa e contabile, sulle regole per il conferimento di nuova capacità di rigassificazione e sulla definizione dei Codici di stoccaggio (vedi oltre).

Consultazione sui conferimenti di capacità di rigassificazione di Gnl

L'attività di rigassificazione di Gnl è soggetta a obblighi di parità di trattamento e non discriminazione degli utenti, previsti sia dal decreto legislativo n. 164/00, sia da determinazioni dell'Autorità a norma dell'art. 24 dello stesso decreto legislativo.

L'Autorità ha diffuso, in data 4 febbraio 2002, il *Documento per la consultazione per il conferimento di nuova capacità di rigassificazione di Gnl* che illustra criteri e proposte per l'utilizzo di nuova capacità di rigassificazione ottenuta con nuovi impianti o con il potenziamento e l'ammodernamento di quelli esistenti.

Le proposte avanzate nel documento conciliano l'esigenza di ottenere condizioni di accesso che garantiscano nel lungo termine chi finanzia il progetto, con l'aspettativa di chi intende cogliere l'opportunità per accedere alla capacità creata con tali potenziamenti. In particolare, l'Autorità ha proposto che per una quota della nuova capacità dei terminali di rigassificazione sia riconosciuta priorità di accesso ai finanziatori a condizioni economiche negoziate, e che la quota complementare sia invece soggetta alle normali condizioni di accesso regolato.

Nel documento si suggerisce che la priorità valga per un certo periodo di tempo, commisurato alla remunerazione dell'investimento, in deroga temporanea dalla disciplina generale che ha liberalizzato l'accesso alle infrastrutture del sistema nazionale del gas. Si ipotizza che il periodo non superi i 15-18 anni, e che durante i primi 5 la priorità di accesso riguardi una quota non superiore all'80-90 per cento della nuova capacità di rigassificazione. Tali quote dovrebbero inoltre decrescere progressivamente nel tempo, fino alla completa accessibilità agli impianti in condizioni di libero mercato. L'adempimento dell'obbligo di estendere la quota disponibile all'accesso e all'uso di terzi potrebbe essere perseguito anche provvedendo a un suo ulteriore potenziamento o ammodernamento.

Il provvedimento ha l'obiettivo di creare condizioni di certezza economica per gli operatori e favorire la realizzazione degli impianti annunciati che, permettendo l'arrivo del gas via trasporto marittimo, contribuiscono a diversificare le fonti di approvvigionamento del paese.

Consultazione sui Codici di stoccaggio

Nel marzo 2002, l'Autorità ha diffuso un documento per la consultazione recante *Criteri e priorità per la predisposizione dei Codici di stoccaggio e definizione delle condizioni di accesso e degli obblighi dei soggetti che svolgono tale attività*. Il documento sottopone alla consultazione dei soggetti interessati le proposte dell'Autorità per le modalità di accesso e d'uso del servizio dello stoccaggio (la struttura dei servizi, l'ordine di precedenza per il conferimento in caso di domanda superiore all'offerta, le modalità di bilanciamento).

Le proposte dell'Autorità prevedono la coesistenza di servizi offerti con accesso regolato e con accesso negoziato.

Nel documento per la consultazione sono contenute proposte relative alle priorità di accesso, ai criteri per la redazione del Codice di stoccaggio e agli obblighi delle imprese che svolgono tale attività.

Per *priorità di accesso*, si intende l'ordine di precedenza nel conferire i servizi di stoccaggio ai richiedenti, anche in situazioni di capacità scarsa⁴.

Secondo l'ordine di precedenza proposto dall'Autorità, hanno diritto al servizio di stoccaggio di modulazione in via prioritaria i soggetti a cui è affidato il compito di provvedere alla sicurezza del sistema del gas; ovvero le imprese di trasporto e le imprese del gas tenute, direttamente o indirettamente, a fornire servizi di modulazione e di bilanciamento secondo il decreto legislativo n. 164/00. Secondariamente sono ammessi gli altri clienti idonei, italiani o di altri Stati membri dell'Unione europea e, infine, i clienti idonei e le imprese del gas di paesi non appartenenti all'Unione europea, a condizione che siano soddisfatte, ove richieste, le condizioni di reciprocità. Qualora la capacità conferibile sia inferiore alle richieste, si propone che il conferimento venga effettuato secondo criteri il più possibile orientati a stimolare una maggiore efficienza del servizio di stoccaggio nel lungo periodo. Le modalità di conferimento proposte sono: l'asta a evidenza pubblica, la ripartizione proporzionale alle richieste (*pro quota*), l'applicazione dell'ordine temporale di richiesta (*first come first served*).

4 Ai sensi del decreto legislativo n. 164/00, "le disponibilità di stoccaggio sono destinate in via prioritaria alle esigenze di coltivazione di giacimenti di gas in territorio nazionale", scopo al quale è diretto il servizio di stoccaggio minerario. Le disponibilità di stoccaggio sono poi riservate alle scorte strategiche, cui concorrono i soggetti importatori da Stati non appartenenti all'Unione europea, secondo quote e modalità fissate dal Ministero delle attività produttive (stoccaggio strategico). La rimanente disponibilità di stoccaggio è assegnata al servizio di modulazione nelle sue varie forme, stagionale e di punta stagionale, giornaliera e oraria (stoccaggio di modulazione). Per quest'ultimo servizio è possibile che si verifichino fenomeni di congestione, qualora la domanda sia superiore all'offerta.

Il *Codice di stoccaggio*, inteso come “codice contenente regole e modalità per la gestione e il funzionamento del sistema di stoccaggio” (secondo la definizione del decreto legislativo n. 164/00) rappresenta una novità per l’ordinamento italiano.

Le disposizioni del Codice di stoccaggio, una volta approvato dall’Autorità, acquisiscono la natura di norme del rapporto contrattuale avente a oggetto l’erogazione del servizio di stoccaggio del gas naturale.

Il Codice di stoccaggio, predisposto dalle imprese che svolgono tale attività⁵, secondo la proposta dell’Autorità deve rispondere a requisiti di:

- completezza;
- chiarezza (il Codice, strumento di diritto commerciale di notevole mole e complessità, deve essere corredato da documenti divulgativi che ne facilitino la comprensione anche ai non specialisti);
- flessibilità, la quale implica che il Codice comprenda anche modalità e regole per il suo aggiornamento.

Il rispetto di questi requisiti può essere facilitato dall’uniformità dei Codici di stoccaggio per quanto concerne l’organizzazione della materia, la terminologia e la simbologia adottata.

In considerazione delle caratteristiche dell’attività di stoccaggio e assumendo come riferimento l’organizzazione già proposta per il Codice di rete nel relativo documento per la consultazione, l’Autorità ha proposto un indice comune a tutti i Codici di stoccaggio, i cui capitoli e sezioni riguardano principalmente:

I servizi di stoccaggio offerti dall’impresa sono classificabili in tre categorie:

- servizi di base (stoccaggio minerario, strategico e di modulazione ciclica) soggetti al regime tariffario regolato dall’Autorità e selezionati dall’utilizzatore;
- servizi accessori, necessari per la gestione del sistema di stoccaggi, che non vengono selezionati dall’utilizzatore, ma sono forniti dall’impresa secondo necessità, unitamente a un servizio di base, o speciale. A titolo esemplificativo si può citare il dispacciamento di stoccaggio;
- servizi speciali, non soggetti al regime tariffario dalla delibera n. 26/02, eventualmente selezionati dall’utilizzatore in aggiunta a un servizio di base. Le condizioni della loro fornitura sono negoziate direttamente tra impresa e utilizzatore, nel rispetto della trasparenza e della parità di trattamento tra i soggetti richiedenti. Fra i servizi speciali possono essere considerati, per esempio, la cessione di gas in stoccaggio, o lo stoccaggio di modulazione “aciclica”, con modalità di iniezione ed erogazione non vincolate da scadenze temporali. Per questi servizi, lo stoccaggio si trova già oggi a concorrere, in Italia, con altre forme di modulazione ottenibili principalmente con il ricorso al DSM (*Demand Side Management*).

- adempimenti informativi (informazioni per l'Autorità e per terzi) per le imprese di stoccaggio;
- adempimenti operativi, che riguardano propriamente le modalità dell'accesso e dell'uso del sistema.

È prevista una procedura di aggiornamento del codice, che sarà elaborata dall'impresa di stoccaggio e sottoposta ad approvazione da parte dell'Autorità.

Dopo l'adozione dei codici e la loro approvazione, si prevede un periodo di avviamento con verifiche semestrali, finalizzate alla graduale applicazione delle modalità e delle regole previste a regime. Esso si realizzerà in coordinamento con l'avviamento dell'applicazione sia dei Codici di rete del trasporto e della distribuzione, sia dei Codici di Gnl. In tal senso anche la procedura di aggiornamento del Codice può essere un veicolo efficace di verifica della sua applicazione.

Gli *obblighi* dei soggetti che svolgono l'attività di stoccaggio, fissati dall'Autorità, sono anch'essi distinti in obblighi di tipo informativo e obblighi di tipo operativo.

Nel primo periodo di regolazione, l'offerta e l'utilizzo del servizio di stoccaggio faranno riferimento alla totalità degli stoccaggi dell'impresa, formanti un unico nodo, come previsto anche dal sistema tariffario della delibera n. 26/02. Nel documento per la consultazione è prospettata la possibilità che, dopo il primo periodo di regolazione, si passi gradualmente dal sistema di stoccaggio integrato a uno articolato in più nodi, formati da stoccaggi fra loro prossimi sotto l'aspetto geografico o tecnico (sul modello francese); e infine a un sistema in cui i servizi offerti riguardino anche singoli stoccaggi (sul modello inglese).

Il periodo di avviamento, con la semplificazione delle regole e delle modalità sopra considerate, potrà meglio consentire il raggiungimento della piena conformità del Codice di stoccaggio ai criteri fissati dall'Autorità; non si può infatti escludere che, per talune parti, il Codice adottato dall'impresa richieda modifiche o integrazioni, eventualmente inquadrabili nel processo di aggiornamento.

DISTRIBUZIONE E VENDITA NEL MERCATO LIBERO E VINCOLATO

Nel corso del 2001 e del primo trimestre del 2002 le attività dell'Autorità nelle fasi della distribuzione e della vendita del gas hanno riguardato principalmente la disciplina del diritto di recesso per i clienti idonei, l'attuazione della riforma delle tariffe per l'attività di distribuzione e la fornitura ai clienti del mercato vincolato, nonché le norme per la separazione amministrativa e contabile per le imprese operanti nelle diverse fasi del settore del gas. Restano quindi da definire i criteri per i Codici di distribuzione, gli obblighi di modulazione, la definizione del contratto di servizio tipo, gli obblighi di informazione delle imprese del gas ad altri esercenti le stesse attività e gli interventi di efficienza energetica (sui quali è attualmente in corso una consultazione pubblica).

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

Il mercato libero del gas, calcolato sui dati del 1999, rappresenta circa il 64 per cento del totale ed è composto da circa 3.200 clienti industriali allacciati alle reti Snam-Edison-Sgm (per consumi pari a 17 miliardi di metri cubi di consumo annuo); 6.148 clienti industriali e ospedalieri allacciati a reti di distribuzione (con consumi che raggiungono 6 miliardi di metri cubi); circa 1.680 clienti civili, soprattutto grandi condomini (i cui consumi si situano intorno a 800 milioni di metri cubi); 25 generatori di elettricità (che assorbono 19 miliardi di metri cubi) e 750 aziende distributrici (con consumi pari a circa 29 miliardi di metri cubi che forniscono al mercato vincolato).

Diritto di recesso per i clienti idonei

Con la delibera 9 agosto 2001, n. 184, l'Autorità ha emanato una direttiva che attribuisce il diritto ai grandi consumatori di gas, i clienti idonei, di recedere dai contratti in corso e cambiare fornitore.

In base al decreto legislativo n. 164/00, attualmente è cliente idoneo chi consuma più di 200.000 metri cubi di gas all'anno. La direttiva riguarda sia la vendita sia la consegna di gas e obbliga i fornitori a riconoscere ai propri clienti, salvo esplicito diverso accordo tra le parti, la facoltà di recedere dai contratti in corso o futuri, con un preavviso non superiore a sei mesi per i contratti pluriennali e di tre mesi per quelli annuali.

Prima dell'adozione di tale provvedimento, la facoltà di recesso non era generalmente prevista e ciò limitava notevolmente la possibilità, per i circa 11.800

clienti del gas che hanno il diritto di approvvigionarsi sul mercato libero, di cogliere tempestivamente le offerte di altri fornitori. L'intervento dell'Autorità, che ha tratto origine da numerose segnalazioni di clienti, promuove la concorrenza e accelera il processo di liberalizzazione.

L'attuazione della riforma delle tariffe per i clienti del mercato vincolato

Dall'1 gennaio 2001 è entrato in vigore il nuovo regime tariffario per le attività di distribuzione del gas e di fornitura ai clienti del mercato vincolato, definito con la delibera dell'Autorità n. 237/00.

In considerazione degli importanti elementi di novità introdotti, la stessa delibera n. 237/00 ha previsto un regime transitorio per i primi sei mesi del 2001, grazie al quale graduare il passaggio al nuovo sistema. In particolare, sino al 30 giugno 2001, le imprese hanno applicato ai clienti le stesse strutture tariffarie in vigore al 31 dicembre 2000, con livelli tariffari modificati secondo quanto stabilito dall'art. 18 della delibera n. 237/00, e aggiornati con le variazioni bimestrali precisate dalla delibera del 22 aprile 1999, n. 52. A partire dall'1 luglio 2001, la delibera n. 237/00 ha previsto l'offerta di opzioni tariffarie modulate per scaglioni di consumo, in luogo di quelle differenziate secondo l'utilizzo del gas.

Gli uffici dell'Autorità hanno predisposto la raccolta, anche attraverso il proprio sito Internet dei dati necessari per la verifica sia delle tariffe per il primo semestre 2001, sia delle opzioni tariffarie per l'anno termico 2001-2002.

Il controllo effettuato dagli uffici dell'Autorità ha riguardato:

- la determinazione dei vincoli dei ricavi di ogni singola località servita (circa 6.000);
- la definizione delle tariffe di ogni ambito tariffario (circa 2.300), valide per il primo semestre 2001;
- la compatibilità di ogni opzione tariffaria base in ciascun ambito tariffario con i vincoli sui ricavi.

L'analisi dei dati raccolti, trasmessi da 716 imprese, ha evidenziato un cospicuo numero di errori nel calcolo delle tariffe e delle opzioni tariffarie, nonché difformità dei dati trasmessi. Nella tavola 4.5 sono indicati in dettaglio gli errori rilevati.

Sono risultati errati i vincoli sui ricavi di 784 località, le tariffe di 621 ambiti tariffari e le opzioni tariffarie di 877 ambiti tariffari.

In tutti questi casi gli uffici dell'Autorità hanno provveduto a comunicare alle imprese l'esito del controllo, chiedendo loro di procedere alla rettifica degli errori, cioè a ripresentare le proposte tariffarie.

TAV. 4.5 **ELENCO DEGLI ERRORI RILEVATI NELLA VERIFICA DELLE TARIFFE APPLICATE NEL I° SEMESTRE E DELLE OPZIONI BASE**

	ERRORI	NUMERO	QUOTA %
BACINI ATTUALI	determinazione tariffaria DM 1996	212	4,88
LOCALITÀ	calcolo del capitale annuo per l'attività di distribuzione	446	10,27
	calcolo dei costi di capitale	348	8,01
	calcolo dei costi di gestione	216	4,97
	calcolo vincolo sui ricavi di distribuzione (VRD)	325	7,49
	calcolo vincolo sui ricavi vendita al dettaglio (VRVD)	7	0,16
	altri	206	4,74
TARIFFE AMBITO	calcolo dei nuovi livelli tariffari	676	15,57
	altri	206	4,74
AMBITO	calcolo del potere calorifico superiore	23	0,53
	calcolo dei ricavi	151	3,48
	altri	140	3,22
OPZIONE TARIFFARIA BASE	calcolo quota compensazione	52	1,20
	calcolo del VRD dell'1 luglio 2001	166	3,82
	determinazione delle tariffe di distribuzione: ricavi superiori al vincolo	193	4,44
	calcolo del VRVD dell'1 luglio 2001	44	1,01
	degressività non rispettata	20	0,46
	altri	911	20,98
TOTALE		4.342	100,00

È opportuno segnalare che nel 2001 l'attuazione della riforma tariffaria è stata parziale. Alcuni distributori (tra cui la società Italgas e alcune municipalizzate) hanno ricorso contro di essa al Tribunale Amministrativo Regionale (TAR) e deciso di non applicarla nelle more della decisione del Consiglio di Stato a cui l'Autorità si è appellata, a seguito dell'accoglimento dei ricorsi da parte del TAR della Lombardia.

Va peraltro sottolineato che la maggior parte dei ricorsi al TAR ha contestato la sola parte della delibera n. 237/00 che prescrive la valorizzazione del capitale investito dalle imprese in base a un metodo parametrico. Le sentenze del TAR hanno riconosciuto in generale la validità del metodo parametrico, ma hanno evidenziato l'opportunità che in presenza di dati "concreti, posseduti dalle aziende, le valutazioni dell'Autorità facciano riferimento ad essi".

Aggiornamenti bimestrali

In conseguenza dell'attuazione della riforma tariffaria, è stato necessario intervenire anche sul sistema di aggiornamento bimestrale delle tariffe stesse. La delibera dell'Autorità n. 52/99, relativa all'indicizzazione delle tariffe della

materia prima, è stata modificata dalla delibera dell'Autorità 21 giugno 2001, n. 135, in considerazione del fatto che le nuove tariffe sono correlate al potere calorifico effettivo, alla quota altimetrica e alla zona climatica della località.

Nel corso dell'anno 2001 e nei primi mesi dell'anno 2002 si sono registrate le variazioni tariffarie esposte nella tavola 4.6.

TAV. 4.6 VARIAZIONI TARIFFARIE BIMESTRALI

DELIBERAZIONI AUTORITÀ	DECORRENZA	VARIAZIONE DELLA TARIFFE DEL GAS NATURALE		VARIAZIONE DELLE TARIFFE DEL GPL ^(A)	
		lire/mc	cent. di euro/mc	lire/mc	cent. di euro/mc
28 dicembre 2000, n. 245	1 gennaio 2001	+ 44,1	+2,2776	+ 102,1	+5,2730
20 febbraio 2001, n. 28	1 marzo 2001	----	----	- 119,0	-6,1458
26 aprile 2001, n. 91	1 maggio 2001	- 29,5	-1,5235	- 224,4	-11,5893
27 giugno 2001, n. 147	1 luglio 2001	- 35,1	-1,8127	----	----
29 agosto 2001, n. 190	1 settembre 2001	----	----	-172,1	-8,8882
30 ottobre 2001, n. 243	1 novembre 2001	----	----	- 84,1	-4,3434
27 dicembre 2001, n. 320	1 gennaio 2002	- 23,1	-1,1930	- 92,1	-4,7566
27 febbraio 2002, n. 25	1 marzo 2002	----	- 1,0978	----	+5,8141
23 aprile 2002, n. 70	1 maggio 2002	----	-0,6548	----	-2,9621

(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/mc (9.200 kcal/mc) per il gas naturale e 100,07 MJ/mc (23.900 kcal/mc) per il GPL.

Dopo un aumento, rilevato nel primo bimestre dell'anno, nel 2001 si sono registrate costanti diminuzioni che hanno avuto origine dal calo dei prezzi verificatosi sui mercati petroliferi internazionali. La quotazione media del Brent, nell'anno 2001, è stata di 24,5 dollari al barile, inferiore di circa 4 dollari rispetto a quella dell'anno 2000. Nel mese di dicembre si è avuta la quotazione media più bassa dell'anno, pari a 18,8 dollari al barile.

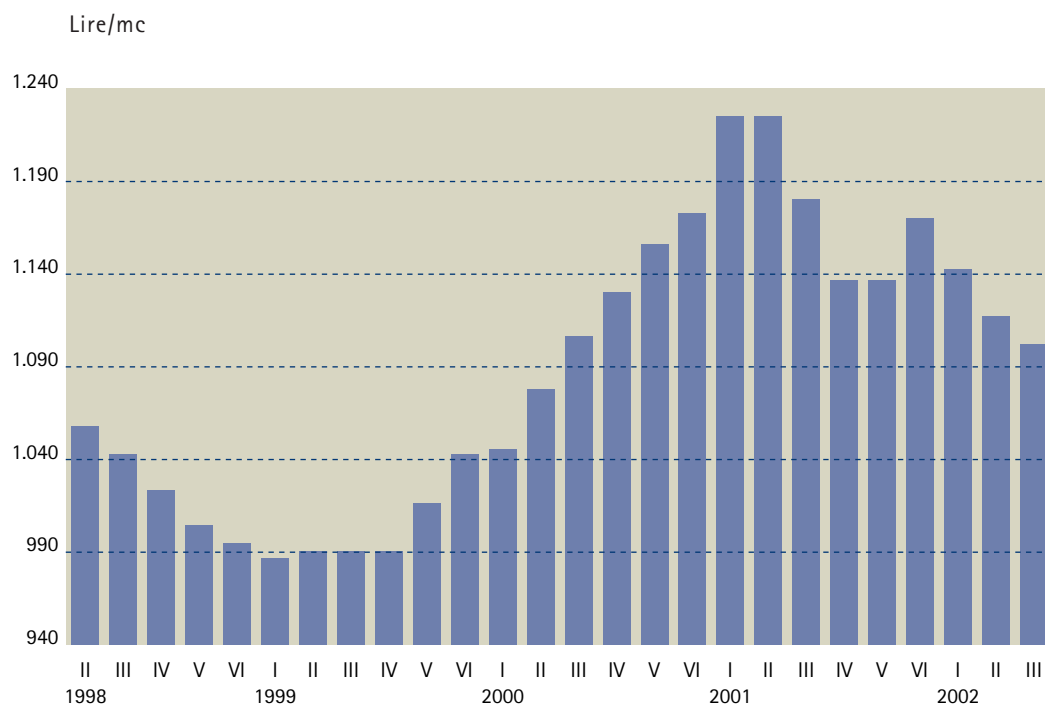
La discesa dei prezzi del gas è stata tuttavia controbilanciata in parte dall'andamento del cambio: nell'anno 2001 la moneta europea ha subito nei confronti del dollaro un deprezzamento pari al 3 per cento, passando da un cambio medio di 0,92 dollari per euro registrato nell'anno 2000, a un cambio medio pari a 0,89

Nel contempo, le accise sulle forniture di gas, che nell'anno 2000 erano state

ridotte, a decorrere dall'1 novembre 2001, sono state riportate ai valori fissati dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 15 gennaio 1999.

Si è determinato così l'andamento della tariffa media del gas naturale al lordo delle imposte riprodotto nella figura 4.4.

FIG. 4.4 **TARIFFA MEDIA DEL GAS NATURALE AL LORDO DELLE IMPOSTE**



Le variazioni di marzo e maggio 2002 sono state trasformate da euro/mc a lire/mc per renderle confrontabili con le precedenti.

Comunicazioni da parte delle imprese

Le imprese di distribuzione del gas hanno comunicato le tariffe applicate nel corso dell'anno 2001, così come richiesto dalla delibera dell'Autorità n. 52/99. La trasmissione è avvenuta utilizzando la modulistica predisposta dall'Autorità, pubblicata sul proprio sito Internet.

Sino al 31 gennaio 2002 sono pervenute 602 comunicazioni.

Separazione amministrativa e contabile

La separazione contabile e amministrativa ha l'obiettivo di rendere trasparenti e omogenei i bilanci, nel rispetto della riservatezza dei dati, assicurando la corretta disaggregazione e imputazione dei costi delle varie attività, sul cui riconoscimento l'Autorità formula sistemi tariffari trasparenti e stabili nel tempo. La separazione contabile e amministrativa contribuisce, inoltre, a soddisfare le esigenze informative necessarie per verificare che la concorrenza sul libero mercato non subisca distorsioni nella delicata fase di avvio della liberalizzazione. Le imprese integrate potrebbero infatti trasferire parte dei costi

delle attività liberalizzate a carico di quelle regolamentate, e quindi godere di un indebito vantaggio competitivo rispetto a chi opera solo nelle attività in concorrenza.

Nel dicembre 2001 l'Autorità ha approvato (delibera 21 dicembre 2001, n. 310) la direttiva relativa alla separazione amministrativa e contabile per i soggetti che erogano servizi nel settore del gas. Il testo è stato predisposto a seguito di un approfondito percorso di elaborazione, basato su un ampio confronto con i soggetti regolati, una consultazione scritta e audizioni tenutesi nel maggio 2001.

La direttiva relativa al settore del gas è stata armonizzata, con quella del settore dell'energia elettrica (adottata con la delibera 11 maggio 1999, n. 61), così da ottenere una piena omogeneità nei criteri di separazione e rendicontazione fra i due settori e rispondere alle esigenze delle imprese e dei gruppi multiservizio che operano in base a un unico sistema amministrativo.

Gli obiettivi della direttiva sono:

- rendere trasparenti e omogenei i bilanci dei soggetti che operano nel settore del gas;
- fornire all'Autorità il supporto informativo di base per esercitare le funzioni di regolazione, e consentire la verifica dei costi delle prestazioni evitando trasferimenti ingiustificati di risorse fra diverse linee del servizio;
- mantenere separate sotto il profilo amministrativo gestionale le attività delle imprese integrate che erogano servizi nel settore, in modo da ostacolare l'insorgere di discriminazioni, sovvenzioni incrociate e distorsioni alla concorrenza, promuovendo invece l'efficienza e adeguati livelli di qualità dei servizi;
- assicurare la pubblicizzazione di dati economici e patrimoniali attinenti lo svolgimento delle singole attività del settore.

Le disposizioni contenute nella direttiva, che si applicano a ogni soggetto che operi in più di un'attività del settore del gas o in questo settore e in altri (indipendentemente dalla sua forma giuridica), stabiliscono criteri e metodologie per la separazione amministrativa e contabile. È prevista una serie di rendiconti che gli operatori dovranno predisporre: parte di essi sono destinati alla pubblicazione in allegato al bilancio di esercizio, altri invece, maggiormente dettagliati, sono riservati all'Autorità.

La separazione amministrativa implica che il soggetto individui al proprio interno distinte entità operative, denominate *attività*⁶, con responsabilità di gestione del patrimonio e delle risorse economiche assegnate, soggette a obblighi di rendicontazione periodica e annuale. In tal modo, si favorisce:

- che l'approvvigionamento di beni e servizi dall'interno (da altre attività dello stesso soggetto giuridico) o dall'esterno avvenga nel rispetto del criterio della minimizzazione dei costi;
- che le transazioni fra le diverse attività nell'ambito dello stesso soggetto giuridico, o dello stesso gruppo societario, siano ispirate a comportamenti concorrenziali richiesti ai soggetti giuridici operanti nel mercato.

Il sistema di separazione contabile è impostato su due livelli base di separazione e rendicontazione dei dati gestionali:

- un primo livello che evidenzia le risultanze economiche e patrimoniali di ogni singola attività del settore, delle eventuali altre attività in forma aggregata, e per totale dei servizi comuni del soggetto;
- un secondo livello che disaggrega gli importi economici (e in parte patrimoniali) di cui sopra per singoli comparti (che costituiscono unità logico organizzative) di ogni attività del settore del gas, e per singolo servizio comune.

La produzione delle risultanze gestionali, al livello delle unità contabili, è ottenuta nel rispetto dei principi contabili nazionali e internazionali in tema di formazione del bilancio civilistico e di informazioni contabili per settore, in particolare mediante:

- la disaggregazione delle transazioni del soggetto verso l'esterno, registrate in contabilità generale, attribuendole alle attività o ai servizi comuni (o ripartendoli fin dall'origine fra più attività con l'utilizzo di criteri ragionevoli);
- la rilevazione e valorizzazione delle transazioni fra le attività del soggetto, di regola non contabilizzate in contabilità generale, in base a rilevazioni interne di natura gestionale (contabilità analitica, controllo di gestione, dati extracontabili);

6 Particolare rilievo ha l'identificazione dei confini e dei contenuti delle varie attività del settore del gas, così identificate: coltivazione; Gnl; stoccaggio; trasporto e dispacciamento; commercializzazione all'ingrosso (che comprende le operazioni di importazione, esportazione e cliente grossista); distribuzione; misura; vendita a clienti finali; distribuzione, misura e vendita di altri gas a mezzo reti; attività per servizi a imprese del gas naturale; attività gas all'estero. Vengono inoltre identificate ulteriori attività comprendenti quelle elettriche.

- la riallocazione alle singole attività delle quote di competenza dei servizi comuni del soggetto e della gestione finanziaria e fiscale, applicando corrette metodologie di contabilità analitica, basate su criteri di pertinenza e spettanza;
- l'ulteriore disaggregazione, a livello dei comparti di ogni attività, dei costi complessivi e dei cespiti della specifica attività.

Questo processo di disaggregazione e riallocazione dei dati gestionali integra e completa il bilancio civilistico del soggetto, con il quale i rendiconti previsti dalla direttiva debbono raccordarsi, garantendone la quadratura contabile.

È previsto l'obbligo di sottoporre a certificazione i rendiconti predisposti dagli operatori, in maniera distinta dalla certificazione civilistica già stabilita dal decreto legislativo n. 164/00, per i bilanci degli operatori del settore.

Sono state introdotte inoltre semplificazioni nei confronti dei soggetti di minori dimensioni o che operano in una sola attività del settore del gas, con l'obiettivo di contenere l'impegno amministrativo a loro carico.

La direttiva stabilisce che il rispetto degli obblighi di separazione e rendicontazione sia vincolante a partire dal primo esercizio che si concluderà dopo l'1 maggio 2003; ciò al fine di far coincidere tale adempimento con la completa operatività della separazione societaria, obbligatoria fra distribuzione e vendita, a partire dall'1 gennaio 2003, per lasciare agli operatori il tempo necessario per l'adeguamento alle disposizioni medesime.

PREZZI E TARIFFE DEL GAS NELLA TRANSIZIONE

Componenti della tariffa ed effetti delle variazioni sul sistema

Grazie al favorevole andamento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi (cfr. la prima parte della *Relazione Annuale*), nei mesi centrali del 2001 il prezzo al consumo del gas naturale per le famiglie italiane (che comprende il gas impiegato per riscaldamento, per cottura dei cibi e produzione di acqua calda) rilevato dall'Istat⁷ ha registrato due importanti riduzioni. Sia in maggio sia in luglio, infatti, l'indice ha manifestato due variazioni negative all'incirca del 2 per cento. Dopo una sostanziale stabilità in autunno, il prezzo del gas è poi risalito in novembre, del 2,3 per cento.

Come mostra la tavola 4.7, per effetto di tali andamenti, nonché del fatto che il 2001 si era aperto con valori dell'indice elevati, considerato in media d'anno il prezzo del gas è risultato ancora in aumento, rispetto al 2000, del 7,3 per cento. Anche nel 2000, infatti, la tendenza al rialzo delle quotazioni internazionali dei prodotti combustibili si era riverberata nelle tariffe del gas, portando l'indice medio annuo a registrare una crescita del 10,5 per cento (7,9 per cento in termini reali).

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 attestato al 2,8 per cento. Misurata in termini reali, quindi, la crescita del prezzo del gas risulta più contenuta e pari al 4,4 per cento.

7 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 mc/anno nel caso del gas per cottura cibi e a circa 1.300 mc/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, mentre nel 1999 è scesa a 1,75 per cento. A partire dal 2000 il peso è poi tornato a crescere: a 1,94 per cento nel 2000 e a 2,23 nel 2001.

TAV. 4.7 INDICI MENSILI DEI PREZZI DEL GAS PER USI DOMESTICI

Anni 1999-2000; numeri indice 1995=100 e variazioni percentuali sul periodo corrispondente

MESI	2000				2001			
	PREZZO NOMINALE	VAR. %	PREZZO REALE ^(A)	VAR. %	PREZZO NOMINALE	VAR. %	PREZZO REALE ^(A)	VAR. %
GENNAIO	112,0	6,1	100,7	3,8	129,2	15,4	112,7	11,9
FEBBRAIO	112,2	5,9	100,5	3,5	129,8	15,7	112,9	12,3
MARZO	115,3	8,8	103,0	6,1	130,1	12,8	112,9	9,6
APRILE	115,0	8,6	102,7	6,2	130,2	13,2	112,6	9,7
MAGGIO	117,9	11,2	104,9	8,7	127,5	8,1	110,0	4,9
GIUGNO	118,0	11,4	104,6	8,5	127,3	7,9	109,6	4,7
LUGLIO	120,1	13,3	106,4	10,5	125,1	4,2	107,7	1,2
AGOSTO	120,1	13,1	106,3	10,3	124,9	4,0	107,5	1,1
SETTEMBRE	122,9	13,1	108,5	10,1	124,8	1,5	107,3	-1,1
OTTOBRE	121,8	11,7	107,2	8,9	124,8	2,5	107,1	-0,1
NOVEMBRE	125,1	12,4	109,7	9,3	127,7	2,1	109,4	-0,3
DICEMBRE	125,2	12,4	109,7	9,3	128,0	2,2	109,6	-0,1
MEDIA ANNUA	118,8	10,7	105,4	7,9	127,5	7,3	109,9	4,4

(A) Rapporto tra l'indice elementare del gas e l'indice generale moltiplicato per 100.

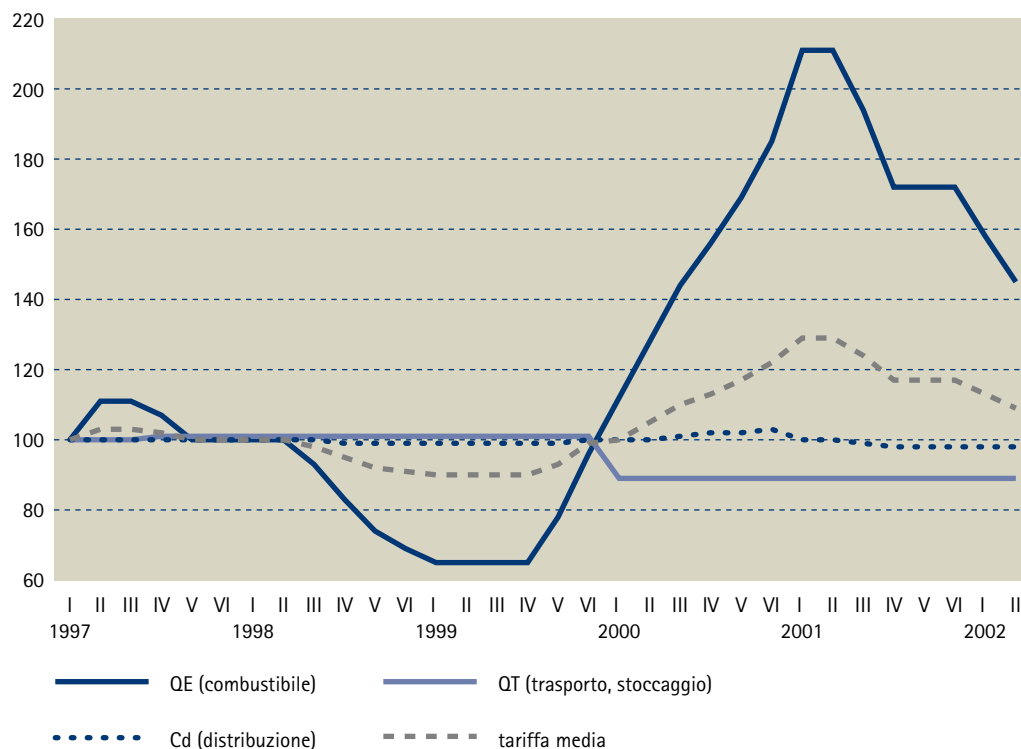
Fonte: Elaborazioni su dati Istat.

L'analisi per componenti della tariffa del gas media nazionale al netto delle imposte (Fig. 4.5) mostra come la discesa realizzata nel corso dell'ultimo anno sia da attribuire quasi integralmente al marcato spostamento verso il basso della componente a copertura del costo dei combustibili.

Nel 2001 l'incidenza di quest'ultima componente sul totale della tariffa al netto delle imposte si è ridotta di quasi dieci punti percentuali, passando dal 48 per cento del primo bimestre al 39 per cento del sesto bimestre. Nello stesso periodo, anche il peso della componente a copertura del costo di distribuzione si è ridotto di quasi mezzo punto percentuale, per effetto dei provvedimenti dell'Autorità.

FIG. 4.5 COMPONENTI DELLA TARIFFA MEDIA NAZIONALE DEL GAS
AL NETTO DELLE IMPOSTE

Numeri indice I bimestre 1997 = 100



Fonte: Stime Autorità.

Tariffe di distribuzione nei capoluoghi di regione

Alla fine del 2000, con la delibera n. 237/00, l'Autorità ha definito la riforma delle tariffe di distribuzione e fornitura ai clienti del mercato vincolato, che è entrata in vigore l'1 luglio 2001.

Prima di tale termine le tariffe per usi civili del gas naturale distribuito a mezzo di rete urbana erano differenziate per tipologia di consumo, dimensione dell'utente e ambito territoriale. Più precisamente, nel sistema tariffario in vigore sino all'1 luglio 2001, erano definite a livello nazionale le tariffe T1 (fissate su 4 livelli diversi in funzione dei consumi specifici delle località servite⁸) e T4 (fissate mediante valori uguali sul territorio nazionale). Le tariffe T2 e T3 erano invece liberamente determinate dalle aziende di distribuzione, pur nel rispetto di alcuni vincoli di corrispondenza tra costi e ricavi.

8 Si ricorda che la tariffa T1 era riferita all'uso per cottura cibi e produzione di acqua calda, la T2 all'uso del gas per riscaldamento individuale, mentre la T3 era applicabile all'uso del gas per riscaldamento centralizzato o per usi artigianali e commerciali. Infine la tariffa T4 era destinata agli utenti industriali con consumo annuo non superiore a 200.000 mc.

La delibera n. 237/00 ha stabilito che dall'1 luglio 2001 le tariffe T1, T2, T3 e T4, differenziate secondo l'uso, siano sostituite da tariffe articolate per livelli di consumo. L'applicazione del nuovo schema tariffario non è però compiuta, in quanto alcune società di distribuzione, essendo ricorse in giudizio e ancora in attesa della conclusione dei procedimenti, mantengono invariato il sistema tariffario secondo le precedenti strutture. Tra esse è inclusa l'Italgas, che distribuisce il gas in molti capoluoghi di regione.

L'abolizione delle categorie secondo usi non ha avuto peraltro un corrispettivo sul versante dell'imposizione fiscale: nella situazione attuale, infatti, queste sono ancora vigenti per l'applicazione delle accise (imposta di consumo e addizionale regionale) e dell'IVA. Nel corso del 2001, infatti, le imposte sul gas hanno mantenuto la struttura precedente, con i valori illustrati nella tavola 4.8. In data 25 marzo 2002 il Ministero dell'economia e delle finanze, in base a quanto disposto dalla legge finanziaria per l'anno 2002 (art. 14 della legge 28 dicembre 2001, n. 488), ha emanato un provvedimento per effetto del quale l'accisa applicata sul gas metano per combustione per usi civili per i consumi nei territori del Nord e del Centro Italia (a esclusione quindi delle aree del Mezzogiorno indicate nel decreto del Presidente della Repubblica 6 marzo 1978, n. 218) è stata ridotta secondo le aliquote riportate nella tavola 4.8. La riduzione ha effetto retroattivo al primo gennaio 2001 ed è valida sino al dicembre 2002.

TAV. 4.8 IMPOSTE SUL GAS

Lire/mc (se non diversamente specificato) e aliquote percentuali in vigore nel 2001 e 2002

TARIFFA	T1	T2		T3	T4
USO	COTTURA E ACQUA CALDA	RISCALDAMENTO INDIVIDUALE		RISC. CENTR. USI ARTIG. E COMM.	USI INDUSTRIALI
CONSUMO		<250 mc/a	>250 mc/a		
IMPOSTA DI CONSUMO					
Dall'1 gennaio al 31 ottobre 2001					
NORMALE	56,99	124,62	307,51	307,51	24,2
LOCALITÀ EX CASSA DEL MEZZOGIORNO	46,78	46,78	212,46	212,46	24,2
Dall'1 novembre 2001 al 31 dicembre 2001					
NORMALE	86,84	152,68	335,57	335,57	24,2
LOCALITÀ EX CASSA DEL MEZZOGIORNO	74,84	74,84	240,52	240,52	24,2
Dall'1 gennaio 2002 al 31 dicembre 2002					
NORMALE valori in euro/mc corrispondenti a lire/mc	0,04 77,45	0,04 77,45	0,17 329,57	0,17 329,57	0,012498 24,2
LOCALITÀ EX CASSA DEL MEZZOGIORNO valori in euro/mc corrispondenti a lire/mc	0,038652 74,84	0,038652 74,84	0,124218 240,52	0,124218 240,52	0,012498 24,2

CONTINUA
↓

TAV. 4.8 IMPOSTE SUL GAS

(SEGUE) Lire/mc (se non diversamente specificato) e aliquote percentuali in vigore nel 2001 e 2002

TARIFFA	T1	T2		T3	T4
USO	COTTURA E ACQUA CALDA	RISCALDAMENTO INDIVIDUALE		RISC. CENTR. USI ARTIG. E COMM.	USI INDUSTRIALI
CONSUMO		<250 mc/a	>250 mc/a		
ADDIZIONALE REGIONALE^(A)					
PIEMONTE	36,22	50	50	50	12,1
LOMBARDIA ^(B)	10	30	35	35	10
VENETO	10	38,5	50	50	12,1
LIGURIA ^(C)	36,22	50	50	50	12,1
EMILIA ROMAGNA	36,22	60	60	60	12,1
TOSCANA	36,22	50	50	50	12,1
UMBRIA	10	10	10	10	10
MARCHE	30	30	30	30	12,1
LAZIO	36,22 ^(D)	60 ^(D)	60	60	12,1
ABRUZZO	30,475	30,475	50	50	12,1
MOLISE	10	10	10	10	10
CAMPANIA	30,475	30,475	50	50	12,1
PUGLIA	30,475	30,475	50	50	12,1
BASILICATA	30,475	30,475	50	50	12,1
CALABRIA	30,475	30,475	50	50	12,1
ALiquota IVA (%)	10	20	20	20	20

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

(B) Aliquota ridotta a 10 lire/mc per i comuni appartenenti alla fascia climatica "F".

(C) Aliquota ridotta a 30 lire/mc per i comuni appartenenti alla fascia climatica "E" e a 20 lire/mc per quelli nella fascia "F".

(D) Aliquota ridotta a 30.475 lire/mc 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 e 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.

Per effetto dei mutamenti, peraltro incompleti, intervenuti nella struttura tariffaria, la tavola di sintesi delle tariffe in vigore nei capoluoghi di regione, che nelle edizioni precedenti della *Relazione Annuale* illustrava la distribuzione geografica dei livelli tariffari in Italia, è stata modificata.

È possibile descrivere sinteticamente la variabilità geografica delle tariffe del gas in Italia utilizzando il metodo del consumatore tipo (Tav. 4.9), costruendo cioè la spesa annua di una famiglia rappresentativa che consuma 1.900 mc all'anno, cioè 158,3 mc al mese, e che utilizza il gas per riscaldamento individuale (ex tariffa T2).

TAV. 4.9 SPESA DEL CONSUMATORE TIPO CHE UTILIZZA IL GAS PER RISCALDAMENTO INDIVIDUALE

CAPOLUOGHI DI REGIONE	COEFF. P	COEFF. M	CONSUMO ANNUO ^(A)		SPESA TOTALE NETTO IMPOSTE		SPESA TOTALE LORDO IMPOSTE		INCIDENZA FISCALE %
	(MJ/mc)		mc	MJ	lire	euro	lire	euro	
Città in cui è stata applicata la delibera n. 237/00 dall'1 luglio									
L'AQUILA	38,42	0,96	1.900	70.078	1.149.690	593,8	1.933.138	998,4	40,5
TRENTO	37,75	1,03	1.900	73.877	1.232.966	636,8	2.136.477	1.103,4	42,3
BARI	39,29	1,03	1.900	76.891	1.390.407	718,1	2.221.999	1.147,6	37,4
PERUGIA	38,52	0,98	1.900	71.724	1.289.870	666,2	2.227.563	1.150,4	42,1
BOLOGNA	38,23	1,03	1.900	74.816	1.225.748	633,0	2.264.616	1.169,6	45,9
ANCONA	37,66	1,03	1.900	73.701	1.302.256	672,6	2.288.025	1.181,7	43,1
TRIESTE	37,78	1,04	1.900	74.653	1.393.713	719,8	2.329.374	1.203,0	40,2
PALERMO	39,79	1,02	1.900	77.113	1.796.611	927,9	2.601.301	1.343,5	30,9
Città in cui non è stata applicata la delibera n. 237/00									
CAMPOBASSO	38,52	-	1.900	73.188	1.269.698	655,7	1.991.806	1.028,7	36,3
POTENZA	38,52	-	1.900	73.188	1.240.153	640,5	2.041.694	1.054,4	39,3
FIRENZE	38,52	-	1.900	73.188	1.277.203	659,6	2.303.563	1.189,7	44,6
VENEZIA	38,52	-	1.900	73.188	1.302.283	672,6	2.330.209	1.203,5	44,1
AOSTA	38,52	-	1.900	73.188	1.385.693	715,7	2.319.751	1.198,1	40,3
TORINO	38,52	-	1.900	73.188	1.299.718	671,2	2.330.581	1.203,6	44,2
MILANO	38,95	-	1.900	74.005	1.442.066	744,8	2.465.698	1.273,4	41,5
ROMA	38,52	-	1.900	73.188	1.511.663	780,7	2.607.715	1.346,8	42,0
NAPOLI	38,52	-	1.900	73.188	1.778.518	918,5	2.687.732	1.388,1	33,8

(A) Poiché in base alla delibera n. 237/00, le tariffe sono definite in euro per MJ (e non più in euro per metro cubo), il calcolo della spesa per il consumo tipo indicato in metri cubi ha tenuto conto delle caratteristiche specifiche della fornitura nelle varie città, in termini del diverso potere calorifico del gas distribuito (coefficiente P) e del coefficiente altimetrico climatico (coefficiente M). Nelle città in cui ha trovato applicazione la delibera n. 237/00, in sostanza, il consumo annuo in MJ si ottiene moltiplicando i metri cubi per i due coefficienti P e M.

Nella tavola si sono mantenute distinte le città dove è stata applicata la nuova struttura tariffaria a partire dall'1 luglio, da quelle in cui le modifiche stabilite dalla delibera n. 237/00 non sono state introdotte.

Tra le città in cui è stata applicata la nuova struttura tariffaria vi è una prevalenza dei capoluoghi del Centro e del Mezzogiorno d'Italia. Tra le città in cui non è stata applicata la delibera n. 237/00 vi è una prevalenza di capoluoghi di grande dimensione: Roma, Milano, Napoli e Torino si trovano infatti in questo gruppo.

Il confronto della spesa annua mostra ampie differenze territoriali, considerando la spesa al netto delle imposte e soprattutto quella al lordo delle imposte, la cui incidenza è in media del 40 per cento sulla spesa complessiva, a sua volta molto differenziata nei diversi capoluoghi. Il peso della componente fiscale varia in un intervallo tra il 31 per cento di Palermo e il 46 per cento circa di Bologna; nel 2000 era mediamente pari al 33 per cento circa (Tav. 4.9).

Nel 2001 la spesa per il consumo di 1.900 mc con uso di riscaldamento individuale è stata in media pari a 708 euro al netto delle imposte e a 1.187 euro al lordo delle imposte.

Il prezzo del metro cubo, che si desume dal calcolo della spesa per il consumatore tipo (Tav. 4.10), in media si è attestato a 0,37 euro senza le imposte, ovvero a 0,62 euro considerando le imposte.

Considerando i valori al netto delle imposte, il prezzo minimo si è registrato all'Aquila (0,31 euro/mc), mentre il prezzo massimo si è verificato a Palermo (0,49 euro/mc). In 6 dei 17 capoluoghi considerati, il prezzo è inferiore a 0,35 euro/mc, in 8 è inferiore a 0,40 euro/mc.

Considerando i valori al lordo delle imposte, la città con il prezzo minore è ancora l'Aquila (0,53 euro/mc), mentre quella con il prezzo più alto risulta essere Napoli (0,73 euro/mc).

L'aggiunta delle imposte alla tariffa è in grado di mutare notevolmente la posizione relativa delle città, misurata secondo il costo del servizio del gas; in particolare, in 7 dei 17 capoluoghi considerati – e precisamente a Potenza, Campobasso, Perugia, Ancona, Aosta, Bari e Trieste – la posizione relativa si sposta verso l'alto (il costo del servizio diviene cioè relativamente più conveniente). Si tratta infatti di città o localizzate nelle zone dell'ex cassa del Mezzogiorno, in cui si applica un'imposta di consumo ad aliquota ridotta (cfr. Tav. 4.8) o di capoluoghi di regioni a statuto speciale, nelle quali com'è noto, l'addizionale regionale è nulla.

TAV. 4.10 PREZZO DEL GAS PER RISCALDAMENTO INDIVIDUALE

Prezzi derivanti dal calcolo della spesa media indicata nella tavola 4.9.

CAPOLUOGHI DI REGIONE	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE			PREZZO AL LORDO DELLE IMPOSTE		
	lire/mc	cent. di euro/mc	ordine	lire/mc	cent. di euro/mc	ordine
L'AQUILA	605	31,3	1	1.017	52,5	1
BOLOGNA	645	33,3	2	1.192	61,6	7
TRENTO	649	33,5	3	1.124	58,1	4
POTENZA	653	33,7	4	1.075	55,5	3
CAMPOBASSO	668	34,5	5	1.048	54,1	2
FIRENZE	672	34,7	6	1.212	62,6	9
PERUGIA	679	35,1	7	1.172	60,5	6
TORINO	684	35,3	8	1.227	63,3	11
MILANO	684	35,3	8	1.227	63,3	11
ANCONA	685	35,4	10	1.204	62,2	8
VENEZIA	685	35,4	10	1.226	63,3	11
AOSTA	729	37,7	12	1.221	63,1	10
BARI	732	37,8	13	1.169	60,4	5
TRIESTE	734	37,9	14	1.226	63,3	11
ROMA	796	41,1	15	1.372	70,9	16
NAPOLI	936	48,3	16	1.415	73,1	17
PALERMO	946	48,8	17	1.369	70,7	15

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

Nell'ambito della regolazione non tariffaria viene sempre più affermandosi il diritto dei consumatori utenti sia a ottenere un servizio con caratteristiche di qualità prefissate e inderogabili, sia a usufruire di una tutela che si sostanzia in condizioni contrattuali eque e modalità accessibili di risoluzione delle controversie.

Nel corso dell'anno 2001 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha progressivamente affiancato all'attività di regolazione, volta a costituire e ampliare le condizioni per la piena affermazione di tali diritti, l'attività di controllo sullo stato di attuazione delle regole fissate nel periodo precedente con l'obiettivo di richiamare gli esercenti al rispetto degli obblighi posti loro in capo e di individuare eventuali carenze della normativa, al fine di emendarla e renderla più efficace.

Si è in questo modo ampliato il campo delle garanzie e consolidato un percorso che, avendo a riferimento la necessità di promuovere la concorrenza e accelerare il processo di liberalizzazione, afferma anche la necessità di mettere il consumatore utente nelle condizioni di avvalersi delle opportunità che il mercato potrà offrirgli, nella certezza che alcune garanzie minime gli sono già assicurate.

IL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA

Gli effetti della nuova regolazione della qualità del servizio elettrico, definita dall'Autorità nell'ultima parte del 1999 ed entrata in vigore nel corso dell'anno 2000, iniziano a essere visibili dall'analisi delle informazioni di sintesi riguardanti la qualità del servizio elettrico nel 2000 e 2001 (si veda il paragrafo Indicatori di qualità del servizio elettrico).

Nel corso dell'anno 2001, l'attuazione della nuova regolazione sulla continuità del servizio ha richiesto un notevole sforzo per lo svolgimento:

- delle istruttorie formali avviate nei confronti di Enel Distribuzione S.p.A. per aver fornito all'Autorità dati non veritieri, e la conseguente rideterminazione dei livelli tendenziali di continuità del servizio nelle regioni Campania, Calabria e Sicilia;
- del procedimento di determinazione degli incentivi e delle penalità relative all'andamento della continuità del servizio nell'anno 2000, che ha comportato l'effettuazione di controlli tecnici sui dati forniti dagli esercenti il servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

Nel corso dell'anno 2001, l'attività svolta sulla qualità del servizio elettrico include la presentazione dei risultati di un confronto internazionale, condotto dall'Autorità nell'ambito del CEER (*Council of European Energy Regulators*). Si tratta di uno studio di comparazione, tra sei paesi europei, sui livelli effettivi di qualità e sulle strategie di regolazione della qualità del servizio elettrico. Il lavoro ha evidenziato una sostanziale omogeneità dell'approccio regolatorio per quanto riguarda la qualità commerciale, ma una realtà più articolata per quanto riguarda invece livelli effettivi, standard e meccanismi di regolazione della continuità del servizio.

Indicatori di qualità del servizio elettrico

Per quanto riguarda la continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, sono entrate in vigore dall'1 gennaio 2000 due delibere, concernenti rispettivamente le modalità di registrazione delle interruzioni (delibera 1 settembre 1999, n. 128) e la regolazione economica delle interruzioni senza preavviso lunghe (delibera 28 dicembre 1999, n. 202). Lo stato della continuità del servizio negli anni 2000 e 2001, è esaminato, nella presente *Relazione Annuale*, nel paragrafo Attività di regolazione e controllo della qualità del servizio di fornitura di energia elettrica.

Per quanto riguarda invece la qualità commerciale, cioè la tempestività nell'esecuzione delle prestazioni richieste dagli utenti e la regolarità nelle attività di vendita (per esempio, la lettura e la fatturazione dei consumi), sono entrati in vigore dall'1 luglio 2000, come definito dalla delibera del 28 dicembre 1999, n. 201, cinque standard specifici e i relativi indennizzi. In caso di mancato rispetto degli standard questi ultimi sono a carico di tutti gli esercenti che alla data 31 dicembre 1999 servivano più di 5.000 utenti alimentati in bassa tensione.

Gli standard e gli indennizzi delineati nella delibera n. 201/99 sostituiscono i precedenti standard definiti dagli esercenti nelle proprie Carte dei servizi, che risultavano localmente differenziati e soggetti a indennizzi unicamente su richiesta degli utenti. Gli standard di qualità risultavano poco efficaci nella tutela dei consumatori, dal momento che erano determinati dalle società stesse in maniera prudenziale, e i clienti non si avvalevano delle procedure di indennizzo su richiesta in caso di mancato rispetto degli standard delle Carte dei servizi.

Entrambi questi aspetti sono stati presi in considerazione nella definizione della nuova disciplina della qualità commerciale:

- i nuovi standard specifici di qualità commerciale definiti dall'Autorità sono sensibilmente più impegnativi, per gli esercenti, dei precedenti standard delle Carte dei servizi (Tav. 5.1);
- gli indennizzi previsti in caso di mancato rispetto degli standard specifici definiti dall'Autorità sono accreditati automaticamente dall'esercente sulla bolletta degli utenti interessati; per evitare ritardi nell'erogazione degli indennizzi è stato previsto un sistema di maggiorazioni in base al quale l'esercente che non paga l'indennizzo nei termini previsti è tenuto a corrispondere un altro di maggiore entità, fino al quintuplo dell'ammontare previsto inizialmente (Tav. 5.2).

TAV. 5.1 **CONFRONTO TRA GLI STANDARD DEFINITI DALLE PRINCIPALI IMPRESE DISTRIBUTRICI DI ENERGIA ELETTRICA NELLE CARTE DEI SERVIZI E GLI STANDARD SPECIFICI DI QUALITÀ DEFINITI DALL'AUTORITÀ PER GLI UTENTI ALIMENTATI IN BASSA TENSIONE**

STANDARD SPECIFICI DI QUALITÀ per utenti alimentati in bassa tensione	STANDARD DEFINITI DALLE PRINCIPALI IMPRESE DISTRIBUTTRICI NELLE PROPRIE CARTE DEI SERVIZI (Giorni di calendario) ^(A)						LIVELLI SPECIFICI DEFINITI DALL'AUTORITÀ (Giorni lavorativi) ^(B)
	ENEL	ACEA ROMA	AEM MILANO	AEM TORINO	ACEGAS TRIESTE	ASM BRESCIA	
TEMPO MASSIMO DI PREVENTIVAZIONE PER LAVORI SEMPLICI	25-55	23	30	12	30	25	15
TEMPO MASSIMO DI ESECUZIONE LAVORI SEMPLICI	50-80	ND	14	12	30	20	15
TEMPO MASSIMO DI ATTIVAZIONE DELLA FORNITURA	10-20	5	7	12	10	10	5
TEMPO MASSIMO DI DISATTIVAZIONE SU RICHIESTA DELL'UTENTE	12-15	10	7	12	10	10	5
TEMPO MASSIMO DI RIATTIVAZIONE DELLA FORNITURA IN SEGUITO A SOSPENSIONE PER MOROSITÀ	1	1	1	1	1	1	1

(A) Esclusi gli standard di qualità relativi al tempo massimo di riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità, espressi in giorni lavorativi.

(B) Escluso il livello di qualità relativo al tempo massimo di riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità, espresso in giorni feriali.

TAV. 5.2 **INDENNIZZI AUTOMATICI PREVISTI IN CASO DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SPECIFICI DI QUALITÀ COMMERCIALE DEFINITI DALL'AUTORITÀ, PER CAUSE IMPUTABILI ALL'ESERCENTE**

Lire

INDENNIZZI AUTOMATICI PER MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SPECIFICI DI QUALITÀ COMMERCIALE DEFINITI DALL'AUTORITÀ, PER CAUSE IMPUTABILI ALL'ESERCENTE	CLIENTI DOMESTICI ALIMENTATI IN BASSA TENSIONE	CLIENTI NON DOMESTICI ALIMENTATI IN BASSA TENSIONE	CLIENTI ALIMENTATI IN MEDIA TENSIONE
AMMONTARE DOVUTO ENTRO LA PRIMA FATTURAZIONE UTILE O COMUNQUE ENTRO 90 GIORNI	50.000	100.000	200.000
AMMONTARE DOVUTO DOPO 90 GIORNI E FINO A 180 GIORNI	100.000	200.000	400.000
AMMONTARE DOVUTO OLTRE 180 GIORNI	250.000	500.000	1.000.000

I dati forniti dagli esercenti sull'attuazione della nuova disciplina di qualità commerciale, nel corso del secondo semestre dell'anno 2000, permettono di rilevare che:

- l'introduzione di standard specifici definiti dall'Autorità, più impegnativi di quelli delle Carte dei servizi fissati dagli stessi esercenti, non ha comportato un aumento della percentuale di fuori standard. Questo significa che è rimasto sostanzialmente invariato il rapporto tra il numero di prestazioni eseguite oltre i tempi massimi e il numero di prestazioni totali al netto di quelle il cui ritardo dipende da cause non imputabili all'esercente. Ciò conferma che gli standard precedenti erano stabiliti in misura prudenziale (Tavv. 5.3 e 5.4, rispettivamente per il gruppo Enel S.p.A. e per il gruppo delle imprese distributrici locali con più di 5.000 utenti); un esercente, Aem Torino S.p.A., ha introdotto alcuni standard specifici migliorativi per i clienti alimentati in bassa tensione; la società ha stabilito, in particolare, un tempo massimo di preventivazione di lavori semplici pari a 6 giorni lavorativi e un tempo massimo di esecuzione di lavori semplici di 5 giorni lavorativi, mentre l'Autorità fissa uno standard di 15 giorni per entrambe le prestazioni;

TAV. 5.3 **RIEPILOGO STANDARD SPECIFICI PER CLIENTI ALIMENTATI IN BASSA TENSIONE: GRUPPO ENEL (ENEL + DEVAL), II SEMESTRE 2000**

PRESTAZIONE (A)	N. ANNUO DI RICHIESTE	STANDARD AUTORITÀ	UNITÀ DI MISURA	% FUORI STANDARD	TEMPO EFFETTIVO
PREVENTIVAZIONE PER LAVORI SEMPLICI	141.072	15	giorni lavorativi	0,35	7,84
ESECUZIONE DI LAVORI SEMPLICI	137.917	15	giorni lavorativi	0,16	4,47
ATTIVAZIONE DELLA FORNITURA	684.877	5	giorni lavorativi	0,04	1,06
DISATTIVAZIONE DELLA FORNITURA	395.507	5	giorni lavorativi	0,03	1,59
RIATTIVAZIONE PER MOROSITÀ	228.522	1	giorni feriali	1,88	0,50

(A) Le prestazioni indicate in tabella sono riferite a 29.709.670 clienti finali alimentati in bassa tensione.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 5.4 **RIEPILOGO STANDARD SPECIFICI PER CLIENTI ALIMENTATI IN BASSA TENSIONE: AZIENDE ELETTRICHE LOCALI CON PIÙ DI 5.000 CLIENTI FINALI, II SEMESTRE 2000**

PRESTAZIONE ^(A)	N. ANNUO DI RICHIESTE	STANDARD AUTORITÀ	UNITÀ DI MISURA	% FUORI STANDARD	TEMPO EFFETTIVO
PREVENTIVAZIONE PER LAVORI SEMPLICI	10.379	15	giorni lavorativi	4,67	7,60
ESECUZIONE DI LAVORI SEMPLICI	9.331	15	giorni lavorativi	0,51	5,61
ATTIVAZIONE DELLA FORNITURA	68.044	5	giorni lavorativi	0,53	1,86
DISATTIVAZIONE DELLA FORNITURA	36.997	5	giorni lavorativi	5,80	2,93
RIATTIVAZIONE PER MOROSITÀ	7.253	1	giorni feriali	1,10	0,77

(A) Le prestazioni indicate in tabella sono riferite a 2.597.891 clienti finali alimentati in bassa tensione.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

- l'avvio della nuova regolazione della qualità commerciale ha permesso di introdurre garanzie anche per gli utenti alimentati in media tensione, che in precedenza non erano coperti da alcuna garanzia delle Carte dei servizi. Per questa categoria di utenza, Enel Distribuzione e Valdis (oggi Deval, impresa che esercita la distribuzione di energia elettrica in Val d'Aosta, risultante dallo scorporo di un ramo d'azienda di Enel Distribuzione) hanno introdotto alcuni standard specifici migliorativi relativi al tempo massimo di attivazione e disattivazione della fornitura, posti entrambi pari a 5 giorni lavorativi in luogo dei 10 e 7 fissati dall'Autorità (Tavv. 5.5 e 5.6);

TAV. 5.5 **RIEPILOGO STANDARD SPECIFICI PER CLIENTI ALIMENTATI IN MEDIA TENSIONE:
GRUPPO ENEL (ENEL + DEVAL), II SEMESTRE 2000**

PRESTAZIONE ^(A)	N. ANNUO DI RICHIESTE	STANDARD AUTORITÀ	UNITÀ DI MISURA	% FUORI STANDARD	TEMPO EFFETTIVO
ATTIVAZIONE DELLA FORNITURA	5.768	10	giorni lavorativi	0,12	1,21
DISATTIVAZIONE DELLA FORNITURA	1.698	7	giorni lavorativi	0,06	1,04
RIATTIVAZIONE PER MOROSITÀ	656	1	giorni feriali	0,45	0,34

(A) Le prestazioni indicate in tabella sono riferite a 91.991 clienti finali alimentati in media tensione.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 5.6 **RIEPILOGO STANDARD SPECIFICI PER CLIENTI ALIMENTATI IN MEDIA TENSIONE:
AZIENDE ELETTRICHE LOCALI CON PIÙ DI 5.000 CLIENTI FINALI,
II SEMESTRE 2000**

PRESTAZIONE ^(A)	N. ANNUO DI RICHIESTE	STANDARD AUTORITÀ	UNITÀ DI MISURA	% FUORI STANDARD	TEMPO EFFETTIVO
ATTIVAZIONE DELLA FORNITURA	107	10	giorni lavorativi	3,42	4,00
DISATTIVAZIONE DELLA FORNITURA	121	7	giorni lavorativi	0,00	1,28
RIATTIVAZIONE PER MOROSITÀ	10	1	giorni feriali	0,00	0,77

(A) Le prestazioni indicate in tabella sono riferite a 4.032 clienti finali alimentati in media tensione.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

- alcune imprese distributrici hanno spontaneamente migliorato gli standard definiti dall'Autorità: per esempio, il gruppo Enel Distribuzione ha anticipato di 6 mesi l'introduzione degli standard generali di qualità del servizio, migliorandoli di due punti percentuali rispetto a quanto previsto dall'Autorità (Tavv. 5.7 e 5.8); anche l'Aem Torino, introducendo nuovi standard specifici, ha perfezionato quelli definiti dall'Autorità e ha aumentato il livello di tutela previsto (Tavv. 5.9 e 5.10);

TAV. 5.7 **RIEPILOGO STANDARD GENERALI PER CLIENTI ALIMENTATI IN BASSA TENSIONE: GRUPPO ENEL (ENEL + DEVAL), II SEMESTRE 2000**

PRESTAZIONE ^(A)	N. ANNUO DI RICHIESTE	STANDARD AUTORITÀ	UNITÀ DI MISURA	% RISPETTO AUTORITÀ	% RISPETTO MIGLIORATIVA	TEMPO EFFETTIVO	% RISPETTO EFFETTIVO
PREVENTIVAZIONE DI LAVORI COMPLESSI	71.274	40	giorni lavorativi	85	87	12,36	99,74
ESECUZIONE DI LAVORI COMPLESSI	35.068	60	giorni lavorativi	85	87	14,94	99,52
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	8.862	15	giorni lavorativi	90	92	4,91	97,62
VERIFICA GRUPPO DI MISURA	2.506	10	giorni lavorativi	90	92	6,65	97,44
VERIFICA TENSIONE	1.004	10	giorni lavorativi	90	92	6,12	98,21
RISPOSTA RECLAMI	27.448	20	giorni lavorativi	90	92	8,25	98,36

(A) Le prestazioni indicate in tabella sono riferite a 29.709.670 clienti finali alimentati in bassa tensione.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 5.8 **RIEPILOGO STANDARD GENERALI PER CLIENTI ALIMENTATI IN MEDIA TENSIONE: GRUPPO ENEL (ENEL + DEVAL), II SEMESTRE 2000**

PRESTAZIONE ^(A)	N. ANNUO DI RICHIESTE	STANDARD AUTORITÀ	UNITÀ DI MISURA	% RISPETTO AUTORITÀ	% RISPETTO MIGLIORATIVA	TEMPO EFFETTIVO	% RISPETTO EFFETTIVO
PREVENTIVAZIONE DI LAVORI COMPLESSI	3.345	40	giorni lavorativi	80	82	14,66	98,87
ESECUZIONE DI LAVORI COMPLESSI	583	60	giorni lavorativi	80	82	13,56	99,65
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	7	15	giorni lavorativi	95	97	6,29	100,00
VERIFICA GRUPPO DI MISURA	28	10	giorni lavorativi	95	97	4,64	100,00
VERIFICA TENSIONE	11	10	giorni lavorativi	95	97	5,36	100,00
RISPOSTA RECLAMI	1.855	20	giorni lavorativi	95	97	8,20	98,75

(A) Le prestazioni indicate in tabella sono riferite a 91.991 clienti finali alimentati in media tensione.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 5.9 **RIEPILOGO STANDARD SPECIFICI ULTERIORI PER CLIENTI ALIMENTATI IN BASSA TENSIONE, II SEMESTRE 2000**

AZIENDA	CLIENTI FINALI	PRESTAZIONE	STANDARD DEFINITO	N. ANNUO DI RICHIESTE	% FUORI STANDARD	TEMPO EFFETTIVO
AEM – Torino	248.712	Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	2 ore	277	3,36	7,34
AMSP - Seregno (MI)	20.082	Esecuzione di lavori semplici con attivazione fornitura	15 giorni lavorativi	55	0,00	4,20
ENEL Distribuzione e Deval	29.709.670	Esecuzione di lavori semplici preaccettati	15 giorni lavorativi	13.301	0,39	4,93

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 5.10 **RIEPILOGO STANDARD SPECIFICI ULTERIORI PER CLIENTI ALIMENTATI IN MEDIA TENSIONE, II SEMESTRE 2000**

AZIENDA	CLIENTI FINALI	PRESTAZIONE	STANDARD DEFINITO	N. ANNUO DI RICHIESTE	% FUORI STANDARD	TEMPO EFFETTIVO
AEM – Torino	311	Preventivazione per esecuzione di lavori complessi	20 giorni lavorativi	0	—	—
AEM – Torino	311	Messa a disposizione esiti di verifica gruppo di misura	5 giorni lavorativi	0	—	—
AEM – Torino	311	Verifica tensione	1 giorno lavorativo	0	—	—
AEM – Torino	311	Risposta a reclami scritti o richiesta di informazioni	10 giorni lavorativi	2	0,00	5,00
AEM – Torino	311	Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	2 ore	0	—	—

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

- gli indennizzi per mancato rispetto degli standard specifici di qualità dimostrano, confrontati agli anni passati, un netto incremento del numero di indennizzi erogati ai clienti aventi diritto; il maggior numero di rimborsi risulta erogato per mancato rispetto dello standard relativo al tempo massimo di riattivazione in caso di avvenuto pagamento per utenti morosi (Tavv. 5.11 e 5.12).

TAV. 5.11 **RIMBORSI PER MANCATO RISPETTO DI STANDARD SPECIFICI DI QUALITÀ COMMERCIALE RIEPILOGO GENERALE, II SEMESTRE 2000**

AZIENDA	N. RIMBORSI	RIMBORSI PAGATI (milioni di lire)
GRUPPO ENEL (Enel Distribuzione e Deval)	2.599	232,750
AZIENDE ELETTRICHE LOCALI con più di 5.000 clienti finali	2.172	193,156
TOTALE COMPLESSIVO	4.771	425,906

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 5.12 RIMBORSI PER MANCATO RISPETTO DI STANDARD SPECIFICI DI QUALITÀ COMMERCIALE
RIEPILOGO GENERALE PER PRESTAZIONE, II SEMESTRE 2000

INDICATORE	GRUPPO ENEL		ESERCENTI > 5.000 UTENTI		TOTALE	
	N. RIMBORSI	RIMBORSI PAGATI (milioni di lire)	N. RIMBORSI	RIMBORSI PAGATI (milioni di lire)	N. RIMBORSI	RIMBORSI PAGATI (milioni di lire)
PREVENTIVAZIONE PER LAVORI SEMPLICI	219	16,150	307	30,550	526	46,700
ATTIVAZIONE DELLA FORNITURA	246	19,400	215	33,760	461	53,160
ESECUZIONE DI LAVORI SEMPLICI	188	14,600	18	2,446	206	17,046
DISATTIVAZIONE DELLA FORNITURA	90	6,850	1.552	114,150	1.642	121,000
RIATTIVAZIONE PER MOROSITÀ	1.815	172,650	71	5,950	1.886	178,600
ESECUZIONE DI LAVORI SEMPLICI CON ATTIVAZIONE FORNITURA ^(A)	-	-	0	0,000	0	0,000
ESECUZIONE DI LAVORI SEMPLICI PREACCETTATI ^(A)	41	3,100	-	-	41	3,100
FASCIA DI PUNTUALITÀ PER APPUNTAMENTI PERSONALIZ. ^(A)	-	-	9	6,300	9	6,300
MESSA A DISPOSIZ. ESITI DI VERIFICHE GRUPPO MISURA ^(A)	-	-	0	0,000	0	0,000
PREVENTIVAZ. PER ESECUZIONE LAVORI COMPLESSI ^(A)	-	-	0	0,000	0	0,000
RISPOSTE A RECLAMI SCRITTI/ RICH. INFORMAZIONI ^(A)	-	-	0	0,000	0	0,000
VERIFICHE TENSIONE ^(A)	-	-	0	0,000	0	0,000
TOTALE COMPLESSIVO	2.599	232,750	2.172	193,156	4.771	425,906

(A) Standard specifici ulteriori definiti dall'esercente.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Attività di regolazione e controllo della qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica

Attività istruttoria: procedimenti individuali nei confronti di Enel Distribuzione

Nel corso dell'anno 2001 si è svolta l'istruttoria formale avviata dall'Autorità il 13 dicembre 2000, con delibera n. 225, nei confronti di Enel Distribuzione per avere fornito informazioni non veritiere sulla durata e numerosità delle interruzioni del servizio elettrico nelle regioni Campania, Calabria e Sicilia negli anni 1998 e 1999. Nel corso del procedimento, Enel Distribuzione ha presentato una memoria difensiva e i dati di continuità del servizio per l'anno 2000; essi evidenziano come nelle tre regioni citate i dati di continuità relativi al 1998 e al 1999 manifestavano una significativa sottovalutazione della realtà.

L'Autorità, che basa le proprie decisioni in materia tariffaria e di qualità del servizio sui dati forniti dalle imprese, controllandoli a campione, ha considerato la gravità dell'accaduto in relazione anche alla specifica funzione che realizza "il corretto svolgimento del rapporto tra regolatore e soggetti regolati quanto alla gestione dei flussi informativi". Esso infatti "rappresenta uno snodo cruciale ai fini della praticabilità e della credibilità dell'intera attività di regolazione"; quindi l'Autorità ha giudicato che "qualsiasi comportamento che alteri la corrispondenza tra dati forniti e realtà rappresentata produce gravissimi riverberi sulla funzionalità del sistema di regolazione e, di conseguenza, sulla tutela degli interessi generali".

Sempre con riferimento al parametro della gravità della violazione, l'Autorità ha ritenuto che "devono essere valutati sia lo scostamento dei dati non veritieri rispetto alla realtà effettiva, che appare particolarmente significativo alla luce dei dati di continuità del servizio relativi all'anno 2000 per le stesse regioni, sia l'estensione dell'ambito territoriale cui vanno riferite le comunicazioni errate inoltrate all'Autorità. Sotto quest'ultimo aspetto, i dati non veritieri riguardano un'area territoriale che comprende il 22,6 per cento dell'intera clientela alimentata in bassa tensione da Enel Distribuzione nel 1999, pari al 21 per cento circa dell'utenza alimentata in bassa tensione a livello nazionale. In valore assoluto, i clienti alimentati in bassa tensione erano pari, al 31 dicembre 1999 a: 1,17 milioni nella regione Calabria; 2,37 milioni nella regione Campania; 2,79 milioni nella regione Sicilia".

Alla valutazione della gravità ha concorso anche la specifica situazione della continuità del servizio nelle tre regioni interessate: "I dati di continuità del ser-

vizio rilevati da Enel Distribuzione per l'anno 2000 evidenziano una ben più consistente criticità della situazione attuale delle tre regioni (...). Tale situazione determina incertezza rispetto a elementi costitutivi delle decisioni d'impresa, e in particolare delle decisioni di investimento in settori tecnologicamente avanzati, più sensibili alla qualità e continuità della fornitura elettrica a causa della delicatezza delle apparecchiature utilizzate. Ne risulta l'evidenza di un significativo danno alle possibilità di sviluppo di dette regioni, proprio quelle che più abbisognano di sviluppo quantitativo e qualitativo per recuperare lo svantaggio rispetto al resto del paese e dell'Europa". Complessivamente, grazie al confronto con i dati dell'anno 2000, nelle tre regioni l'Autorità stima, per l'anno 1999, una situazione peggiore di oltre l'80 per cento rispetto a quanto comunicato.

Riconosciute in parte le circostanze attenuanti addotte da Enel Distribuzione, tra le quali, soprattutto, il carattere non intenzionale dell'accaduto, l'attività intrapresa con decisione per rimuovere le cause che hanno portato all'alterazione dei dati e l'inesistenza di precedenti provvedimenti sanzionatori adottati dall'Autorità a carico di Enel Distribuzione, l'Autorità, con la delibera 3 maggio 2001, n. 99, ha deciso di comminare alla stessa società una sanzione amministrativa di 90 miliardi di lire. Nella sua quantificazione è stata anche considerata la "necessità di calibrare la misura della somma da versare a titolo di sanzione amministrativa sulle condizioni patrimoniali del soggetto tenuto a corrisponderla, al fine di evitare che la sanzione comminata risulti irrisoria per un'azienda delle dimensioni di Enel Distribuzione", così che, quindi, la sanzione amministrativa pecuniaria svolga la funzione "special preventiva" che le è tipica.

Enel Distribuzione ha ritenuto di poter estinguere la sanzione comminata con il pagamento di una somma di 101 milioni, pari al doppio del minimo edittale (50 milioni), più un milione a copertura delle spese di procedimento, in applicazione dell'art. 16 della legge 24 novembre 1981, n. 689. Inoltre, ha presentato un ricorso al Tribunale amministrativo regionale (TAR) della Lombardia, chiedendo di accertare il compiuto adempimento. Il TAR Lombardia ha riconosciuto, con sentenza n. 1330/02, il diritto dell'esercente ad avvalersi della facoltà prevista dall'art. 16 della legge n. 689, del 24 novembre 1981; l'Autorità ha presentato appello al Consiglio di Stato contro la sentenza del TAR Lombardia.

Contestualmente alla conclusione del procedimento sanzionatorio, l'Autorità ha avviato un secondo procedimento nei confronti di Enel Distribuzione, finalizzato a ridefinire, per le tre regioni interessate dai dati non veritieri, i livelli ten-

denziali di continuità che erano stati stabiliti con la delibera 3 agosto 2000, n. 144; questa, tuttavia, si fondava su informazioni che dipingevano una situazione migliore di quella poi emersa.

La delibera 3 maggio 2001, n. 100, di avvio del secondo procedimento, riporta in allegato uno schema di provvedimento che consenta di confermare gli stessi obiettivi di riduzione delle interruzioni che la delibera n. 144/00 aveva individuato per il 2004. Tali obiettivi prevedono di portare il numero e la durata delle interruzioni del Mezzogiorno agli attuali livelli del Nord del paese, e il valore medio nazionale agli attuali livelli dei grandi paesi europei, che registrano meno della metà sia del numero sia della durata delle interruzioni italiane.

In seguito alla presentazione di memorie tecniche e di audizioni, con la delibera 19 luglio 2001, n. 166, l'Autorità ha concluso il secondo procedimento di rideterminazione dei livelli tendenziali per le regioni Campania, Calabria e Sicilia. I nuovi obiettivi annui di miglioramento sono stati ridefiniti, coerentemente con quanto preannunciato all'apertura dell'istruttoria, in modo tale da rispettare l'obiettivo finale di miglioramento previsto per le tre regioni per il 2004; tuttavia, gli elementi emersi nel corso del procedimento hanno condotto a modificare la proposta presentata inizialmente, in modo da rendere più graduale – e quindi più fattibile – lo sforzo di investimento richiesto. I nuovi livelli tendenziali fissati dall'Autorità obbligheranno Enel Distribuzione a un miglioramento più accelerato della qualità del servizio in Campania, Calabria e Sicilia. Il miglioramento medio complessivo richiesto per le tre regioni alla fine del triennio 2001-2003 è del 60 per cento rispetto alla situazione di partenza registrata nel 2000, contro il 40 per cento circa previsto per il Sud Italia sulla base dei vecchi dati e il 32 per cento medio dell'intero paese.

**Attività istruttoria:
l'attuazione della regolazione
della continuità del servizio**

L'Autorità effettua ordinariamente controlli tecnici sui dati di continuità del servizio forniti dalle imprese distributrici, orientati a verificare che gli esercenti abbiano rispettato gli obblighi di registrazione delle interruzioni derivanti dalla delibera n. 128/99, e che quindi tali dati siano utilizzabili ai fini della regolazione della continuità del servizio elettrico (delibera n. 202/99). Durante i controlli tecnici effettuati nel corso dell'anno 2001 sui dati di continuità del servizio relativi al 2000, particolare attenzione è stata posta alla verifica di tre aspetti:

- l'accuratezza delle registrazioni delle interruzioni effettuata dagli esercenti, intesa come valutazione della completezza ed esattezza delle registrazioni relative alle interruzioni con origine sulla rete di media tensione;

- la precisione dei dati di continuità del servizio forniti dagli esercenti, intesa come valutazione dell'errore di computo dei dati di continuità del servizio in relazione alla durata e al numero degli utenti coinvolti nelle interruzioni registrate con origine sulle reti di media tensione;
- la documentazione delle cause di forza maggiore e delle cause esterne, in quanto l'attribuzione delle interruzioni a esse permette di escluderne gli effetti dal computo dell'indicatore di riferimento, utilizzato per la verifica del conseguimento dei livelli tendenziali.

A questo scopo, l'Autorità ha sviluppato tre indici di valutazione degli esiti dei controlli tecnici, e ha definito, con la delibera 1 agosto 2001, n. 178, i criteri per la valutazione degli esiti dei controlli tecnici e per la determinazione, nel caso di esiti negativi, del "valore presunto" dell'indicatore di riferimento utilizzato per la regolazione della continuità del servizio (vedi riquadro).

Indici e criteri di valutazione degli esiti dei controlli tecnici sulla continuità del servizio (delibera n. 178/01)

L'Autorità ha definito tre indici per la valutazione degli esiti dei controlli tecnici sulla continuità del servizio.

- a) L'indice di accuratezza, che ha l'obiettivo di dare una stima della completezza e della correttezza delle registrazioni effettuate dagli esercenti relative alle interruzioni originate sulla rete MT. Esso è costruito classificando le interruzioni in relazione agli errori riscontrabili nelle registrazioni e assegnando un peso differenziato rispetto alla gravità di tali errori. Il peso maggiore è attribuito alla mancata registrazione di una interruzione. Il peso minore è assegnato alla registrazione di interruzioni con errore, in difetto o in eccesso, pari a 1 minuto nell'istante di inizio, nonché alla registrazione di interruzioni con errore, in difetto o in eccesso, compreso fra 1 e 10 minuti nell'istante di fine. Pesi intermedi vengono assegnati ad altre tipologie di registrazioni incomplete o inesatte. Nel caso in cui nella registrazione di una stessa interruzione siano state riscontrate più di un tipo di incompletezza o inesattezza, la registrazione viene classificata in base alla incompletezza o inesattezza più grave. L'indice di accuratezza assume valori compresi tra 0 (totale inaccuratezza) e 100 per cento (massima accuratezza).*
- b) L'indice di precisione, che ha l'obiettivo di dare una stima dell'approssimazione complessiva del valore dell'indicatore di riferimento fornito dall'esercente all'Autorità, in relazione alle registrazioni effettuate dallo stesso. Dal momento che ai fini dell'approssimazione complessiva gli errori di registrazione possono compensarsi, l'indice di precisione tiene conto con segno algebrico diverso degli errori in difetto e di quelli in eccesso. L'indice di precisione è calcolato solo sulle interruzioni senza preavviso lunghe con origine sulla rete MT, registrate dall'esercente confrontando la durata complessiva di interruzione del campione esaminato correttamente calcolata, con quella misurata dall'esercente. Un indice di precisione pari a 0 per cento esprime la massima esattezza.*
- c) L'indice di correttezza, che ha l'obiettivo di verificare la giusta attribuzione alle interruzioni delle cause di forza maggiore e delle cause esterne, nonché dell'origine RTN e dell'origine AT; tali interruzioni sono escluse ai fini della regolazione economica delle interruzioni senza preavviso. L'indice di correttezza assume valori compresi tra 0 e 100 per cento. Un suo valore pari a 0 significa totale mancanza di esattezza nell'attribuzione delle cause di forza maggiore e delle cause esterne; mentre un suo valore pari a 100 per cento significa massima correttezza nell'attribuzione delle citate cause e origini delle interruzioni.*

Per valutare l'esito dei controlli tecnici sulla continuità del servizio, l'Autorità ha stabilito che tutti e tre gli indici devono mostrare valori adeguati per poter considerare validi i dati degli ambiti territoriali interessati al controllo tecnico. Il criterio di valutazione è basato sulla definizione di una fascia di "tolleranza" per ciascuno dei tre indici, e sulla verifica che questi assumano, per gli ambiti territoriali interessati al controllo, valori interni alla fascia di "tolleranza", come di seguito indicato:

- *valore superiore al 90 per cento per l'indice di accuratezza delle registrazioni;*
- *valore compreso tra -3 per cento e +3 per cento per l'indice di precisione;*
- *valore superiore a una soglia valutata, per ogni ambito territoriale interessato dal controllo tecnico, in modo che risulti soddisfatta la seguente condizione: il peso percentuale delle interruzioni non correttamente escluse dalla regolazione economica non deve essere superiore, per ogni ambito territoriale, al 3 per cento dell'indicatore di riferimento dello stesso ambito, dichiarato dall'esercente.*

Nel caso in cui, a seguito dei controlli effettuati a campione sui dati di continuità del servizio forniti dagli esercenti, l'Autorità accerti che tali dati non siano stati registrati secondo le modalità previste, essa stessa definisce il valore presunto dell'indicatore di riferimento per l'ambito territoriale interessato. A tale scopo l'Autorità ha precisato una formula per la determinazione matematica del valore presunto da assegnare in caso di esito negativo dei controlli tecnici, sulla base dell'indice di correttezza, unitamente all'indice di precisione: il valore dell'indicatore di riferimento dichiarato dall'esercente viene maggiorato tenendo conto dell'incidenza di interruzioni non correttamente attribuite a cause di forza maggiore, a cause esterne, a origine RTN o a origine AT, e viene rimodulato in funzione dell'errore di approssimazione rilevato dall'indice di precisione.

I controlli tecnici sui dati di continuità del servizio vengono effettuati presso i centri di telecontrollo degli esercenti; da ogni centro di telecontrollo dipendono, in generale, più ambiti territoriali, e quindi più serie di dati di continuità del servizio. Nel corso dell'anno 2001 sono stati controllati 10 centri di telecontrollo Enel (distribuiti omogeneamente tra Nord, Centro e Sud) e 4 centri di telecontrollo di imprese distributrici locali (Aem Milano S.p.A., Aem Torino, Asm Brescia S.p.A., Acea Roma S.p.A.). Nel complesso sono stati controllati a campione circa il 20 per cento degli ambiti territoriali. Prima che l'Autorità procedesse alla dichiarazione degli esiti dei controlli tecnici, e quindi degli incentivi e delle penalità in base a quanto previsto dalla regolazione della continuità del servizio, i distributori interessati hanno avuto ampia possibilità di contraddittorio, incluso lo svolgimento di audizioni davanti al Collegio.

La delibera del 28 febbraio 2002, n. 27, è la prima delle delibere annuali previste in attuazione del nuovo sistema di incentivi e penalità definito dall'Autorità, entrato in vigore dall'1 gennaio 2000 per Enel e per i principali distributori locali, e che sarà progressivamente esteso anche agli altri distributori locali.

I primi effetti dell'applicazione del sistema di incentivi e penalità definito dall'Autorità denotano un significativo miglioramento della continuità del servizio nel corso degli anni 2000 e 2001 (Tav. 5.13 e 5.14). Con la riserva dei controlli sui dati di continuità forniti dagli esercenti per l'anno 2001, nelle 17 regioni servite da Enel per le quali sono disponibili dati anche nel 1999, il miglioramento medio dal 1999 al 2001 è del 23% per il numero medio di interruzioni per cliente, del 21% per la durata cumulata totale (minuti persi per cliente, per tutte le cause), e del 33% per la durata cumulata netta (minuti persi per cliente, solo per interruzioni di responsabilità dell'esercente di distribuzione). Anche nelle 3 regioni servite da Enel per le quali non sono disponibili dati validi per l'anno 1999 (Campania, Calabria e Sicilia) e per le quali sono stati definiti obblighi più severi di miglioramento della continuità a partire dal 2001, il miglioramento dei minuti persi per cliente dal 2000 al 2001 è consistente. Dal 1999 al 2000 si registra invece un aumento delle interruzioni con preavviso nelle regioni servite da Enel, presumibilmente per effetto dell'introduzione di obblighi di registrazione (deliberazione n. 128/99), non in vigore fino a tutto il 1999. Nelle città servite dalle imprese distributrici locali, le interruzioni con preavviso non hanno subito lo stesso incremento (Tav. 5.15 e 5.16). Nel 2001 le interruzioni con preavviso restano su livelli stazionari rispetto al 2000.

TAV. 5.13 **INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO LUNGHE**
RIEPILOGO GRUPPO ENELNumero medio e durata di interruzioni per cliente; tutto il territorio^(A).

REGIONE	2000			2001		
	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI	DURATA CUMULATA TOTALE ^(C)	DURATA CUMULATA NETTA ^{(C)(D)}	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI	DURATA CUMULATA TOTALE ^(B)	DURATA COMPLESSIVA NETTA ^(B)
PIEMONTE	3,5	213	108	2,7	127	99
VALLE D'AOSTA	3,5	688	72	1,8	83	59
LIGURIA	4,0	154	105	2,5	89	77
LOMBARDIA	1,8	91	61	3,5	95	51
TRENTINO ALTO ADIGE	5,3	373	220	2,7	143	76
VENETO	2,6	127	91	1,8	119	77
FRIULI VENEZIA GIULIA	2,4	120	89	3,5	68	58
EMILIA ROMAGNA	2,0	101	75	2,2	122	65
TOSCANA	4,3	193	157	3,3	120	100
MARCHE	2,8	126	101	2,5	102	82
UMBRIA	3,2	169	148	2,3	95	81
LAZIO	4,4	231	198	4,1	179	146
ABRUZZO	3,5	197	161	3,4	181	112
MOLISE	3,1	171	138	4,0	162	141
CAMPANIA	5,1	259	223	4,9	236	163
PUGLIA	4,0	310	249	3,6	258	175
BASILICATA	4,3	304	275	4,9	435	308
CALABRIA	9,9	535	333	8,2	327	257
SICILIA	6,0	362	284	5,8	311	179
SARDEGNA	6,9	368	309	7,4	486	210
NORD	2,6	139	85	2,3	109	69
CENTRO	4,0	197	165	3,3	133	110
SUD	5,7	330	259	5,3	291	183
SUD ^(E)	4,6	294	242	4,5	302	177
ITALIA	3,9	218	162	3,6	181	118
ITALIA ^(E)	3,3	179	132	2,9	151	97

(A) Valore medio ponderato dei livelli di continuità negli ambiti territoriali a alta, media e bassa concentrazione.

(B) Minuti persi per cliente, interruzioni senza preavviso per tutte le cause.

(C) Minuti persi per cliente; solo interruzioni senza preavviso di responsabilità del distributore.

(D) Sono stati utilizzati ove necessario, i valori presunti determinati dall'Autorità con la delibera n. 27/02 per gli ambiti territoriali in cui i controlli tecnici effettuati hanno dato esito negativo.

(E) Escluse Calabria, Campania e Sicilia; dati forniti per confronto con l'anno 1999 (si veda la Relazione Annuale del 2000).

Fonte: Dichiarazioni fornite dagli esercenti all'Autorità.

TAV. 5.14 **INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO LUNGHE**
RIEPILOGO AZIENDE ELETTRICHE LOCALI CON PIÙ DI 100.000 CLIENTI FINALI

Numero medio e durata di interruzioni per cliente; tutto il territorio^(A).

REGIONE	2000			2001		
	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI	DURATA CUMULATA TOTALE ^(C)	DURATA CUMULATA NETTA ^{(C)(D)}	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI	DURATA CUMULATA TOTALE ^(B)	DURATA COMPLESSIVA NETTA ^(B)
ACEA – Roma	2,7	127	88	2,6	98	73
AEM – Milano	1,5	66	37	1,9	60	35
AEM – Torino	2,4	108	62	2,3	51	36
ACEGAS – Trieste	1,7	55	41	1,3	43	34
ASM – Brescia	0,9	26	24	1,3	41	33
AEC – Bolzano	2,3	103	ND	3,5	66	31
META – Modena	0,5	13	11	1,2	40	37

(A) Valore medio ponderato dei livelli di continuità negli ambiti territoriali a alta, media e bassa concentrazione.

(B) Minuti persi per cliente, interruzioni senza preavviso per tutte le cause.

(C) Minuti persi per cliente; solo interruzioni senza preavviso di responsabilità del distributore.

(D) Sono stati utilizzati ove necessario, i valori presunti determinati dall'Autorità con la delibera n. 27/02 per gli ambiti territoriali in cui i controlli tecnici effettuati hanno dato esito negativo.

Fonte: Dichiarazioni fornite dagli esercenti all'Autorità.

TAV.5.15 **INTERRUZIONI CON PREAVVISO LUNGHE**
RIEPILOGO GRUPPO ENEL

Numero medio e durata di interruzioni per cliente; tutto il territorio^(A).

REGIONE	2000		2001	
	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI	DURATA CUMULATA TOTALE (B)	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI	DURATA CUMULATA TOTALE (B)
PIEMONTE	0,6	61	0,5	62
VALLE D'AOSTA	2,0	241	1,3	158
LIGURIA	0,3	39	0,2	29
LOMBARDIA	0,4	46	0,5	53
TRENTINO ALTO ADIGE	0,8	85	0,8	84
VENETO	1,0	142	0,9	124
FRIULI VENEZIA GIULIA	0,8	76	0,8	116
EMILIA ROMAGNA	0,8	102	0,6	89
TOSCANA	0,9	126	0,8	108
MARCHE	1,1	149	1,1	154
UMBRIA	1,7	201	2,1	225
LAZIO	1,1	197	1,6	291
ABRUZZO	1,5	258	1,6	257
MOLISE	1,4	275	1,3	240
CAMPANIA	0,4	70	0,4	82
PUGLIA	0,7	106	0,7	117
BASILICATA	1,4	216	1,3	215
CALABRIA	1,6	365	1,6	344
SICILIA	1,4	262	1,3	282
SARDEGNA	0,9	175	0,8	167
NORD	0,6	78	0,6	75
CENTRO	1,1	163	1,2	184
SUD	1,0	188	1,0	194
ITALIA	0,9	134	0,8	138

(A) Valore medio ponderato dei livelli di continuità negli ambiti territoriali a alta, media e bassa concentrazione.

(B) Minuti persi per cliente, interruzioni senza preavviso per tutte le cause.

Fonte: Dichiarazioni fornite dagli esercenti all'Autorità.

TAV.5.16 **INTERRUZIONI CON PREAVVISO LUNGHE**
RIEPILOGO AZIENDE ELETTRICHE LOCALI CON PIÙ DI 100.000 CLIENTI FINALI

Numero medio e durata di interruzioni per cliente; tutto il territorio^(A).

AZIENDA	2000		2001	
	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI	DURATA CUMULATA TOTALE (B)	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI	DURATA CUMULATA TOTALE (B)
ACEA – Roma	0,1	9	0,2	20
AEM – Milano	1,2	82	1,0	63
AEM – Torino	0,2	17	0,2	16
ACEGAS – Trieste	0,2	22	0,3	26
ASM – Brescia	0,5	23	0,3	17
AEC – Bolzano	0,5	39	0,6	56
META – Modena	0,3	17	0,3	18

(A) Valore medio ponderato dei livelli di continuità negli ambiti territoriali a alta, media e bassa concentrazione.

(B) Minuti persi per cliente, interruzioni con preavviso per tutte le cause.

Fonte: Dichiarazioni fornite dagli esercenti all'Autorità.

Il sistema di incentivi e penalità dei distributori prevede che per ognuno dei 230 ambiti territoriali interessati l'incentivo o la penalità venga determinato in relazione al proprio obiettivo di miglioramento, costituito dal livello tendenziale di continuità per ogni anno, sulla base di una media mobile biennale. Per il biennio 1999-2000 in media il miglioramento richiesto dagli obiettivi era dell'11 per cento rispetto al valore del biennio 1998-99. Il sistema è basato sui valori medi biennali di durata complessiva di interruzione, per garantire una maggiore stabilità dal momento che gli eventi meteorologici possono incidere in modo variabile negli anni sui dati di continuità del servizio. Sono escluse le interruzioni dovute a forza maggiore o a cause imputabili a terzi. Il sistema prevede incentivi per gli ambiti territoriali che migliorano più dell'obiettivo, e penalità per gli ambiti territoriali che migliorano di meno. Per gli ambiti territoriali che si avvicinano all'obiettivo (entro il 5 per cento in più o in meno) non ci sono né incentivi né penalità.

Nel corso del 2000, sono stati raggiunti gli obiettivi in 57 zone; sono stati superati in 79 zone, mentre altre 75 zone non hanno raggiunto il miglioramento richiesto. Infine, in 19 zone si registrano già livelli di continuità allineati con gli standard europei, e in questi casi è richiesto di mantenere il livello raggiunto. Nel 2000, quindi, sono stati realizzati gli obiettivi di miglioramento considerati in media nazionale, anche se con risultati diversificati da zona a zona. Pertanto, a livello aggregato gli incentivi e le penalità quasi si equivalgono, e dal momento che gli incentivi sono finanziati con le penalità, e solo per la parte restante con un prelievo tariffario, questo comporta un'incidenza bassissima, per il 2000, del sistema sulla tariffa finale: meno di 0,1 centesimi di euro a utente.

Confronto internazionale sulle strategie di regolazione della qualità del servizio

Nel corso del 2001 è stata completata l'attività di confronto internazionale sulle strategie di regolazione della qualità del servizio, svolta da un gruppo di lavoro del CEER coordinato da un rappresentante dell'Autorità di regolazione italiana. Il rapporto finale *Qualità of electricity supply: initial benchmarking on actual levels, standards and regulatory strategies* è stato pubblicato nel mese di aprile 2001, discusso in un seminario CEER svoltosi a Milano l'8 giugno 2001 con i rappresentanti di oltre 20 nazioni europee e con esperti internazionali, ed è disponibile sul sito Internet dell'Autorità.

Il lavoro di confronto internazionale ha permesso di verificare finalità e strumenti della regolazione della qualità del servizio nei diversi paesi partecipanti al gruppo di lavoro (oltre all'Italia: Norvegia, Olanda, Portogallo, Regno Unito, Spagna).

Per quanto riguarda la qualità commerciale, dal confronto internazionale emerge una sostanziale omogeneità dell'approccio regolatorio. La qualità commerciale viene regolata attraverso standard generali e specifici a cui sono collegati indennizzi in caso del loro mancato rispetto. Differenze tra i diversi paesi si notano sia in relazione a quali prestazioni sono soggette a standard specifici e quali a standard generali, sia in relazione alle procedure per ottenere gli indennizzi (su richiesta o automatici). Anche l'entità degli indennizzi automatici è variabile da paese a paese.

Più articolato è il confronto sui livelli effettivi, gli standard e i meccanismi di regolazione per la continuità del servizio. In primo luogo, le differenze nelle definizioni e soprattutto nei metodi di registrazione sono ancora significative tra i diversi paesi, e questo rende difficile un confronto tra livelli di continuità di nazioni diverse. Il gruppo di lavoro ha iniziato, su questo fronte, un'attività di confronto che dovrà continuare nel tempo; le differenze riscontrabili nei livelli registrati nei vari paesi sono imputabili in parte a diversi livelli di affidabilità del servizio, e in parte a fattori esogeni come la densità abitativa, le difformità orografiche e geografiche, l'assetto di rete.

Tra i meccanismi di regolazione della continuità del servizio, in alcuni paesi è stato scelto un sistema di standard individuali. Tale modalità, tuttavia, difficilmente consente di individuare il singolo cliente alimentato in bassa tensione soggetto a interruzione, non permettendo pertanto l'introduzione di un sistema di indennizzi automatici.

In altri paesi sono stati introdotti sistemi di regolazione della continuità del servizio basati su standard generali (valori medi per una determinata zona), collegati non a indennizzi individuali ma piuttosto a effetti tariffari. Il sistema di incentivi e penalità introdotto in Italia dall'Autorità a partire dal 2000 è stato il primo di questo tipo, a cui sono seguiti, in ordine di tempo, il sistema definito dall'Autorità norvegese (in vigore dal 2001) e quello stabilito dall'Autorità inglese, che entra in vigore a partire dal mese di aprile 2002.

Il gruppo di lavoro ha richiamato l'attenzione sui problemi di attuazione dei sistemi di regolazione della continuità del servizio: tempi e costi richiesti dagli esercenti per introdurre sistemi informativi in grado di individuare esattamente gli utenti soggetti alle interruzioni, metodologie di registrazione delle interruzioni e di elaborazione degli indicatori di continuità, clausole di esclusione per forza maggiore o altre cause esterne alla responsabilità degli esercenti, con-

troli sui dati da parte sia, in primo luogo, degli stessi esercenti (*audit*), sia degli organismi di regolazione.

Infine, gli aspetti tecnici di “qualità della tensione”, che includono una serie di disturbi dell'alimentazione (fluttuazioni di tensione, buchi di tensione, armoniche, *flicker* e altri), sono risultati, dal confronto internazionale, ancora poco soggetti a regolazione economica. Su alcuni di questi aspetti le norme tecniche indicano valori di riferimento, ma ulteriori approfondimenti sono necessari per la distinzione delle responsabilità (tra esercenti, utente interessato e altri utenti) e per la valorizzazione del danno conseguente a ogni disturbo, che dipende significativamente dall'utilizzo dell'energia elettrica fatto dal singolo cliente.

IL SETTORE DEL GAS

Il 2001 è stato caratterizzato dal proseguimento delle attività di rilevazione dei dati sulla qualità del servizio erogato ai clienti finali, in relazione alla disciplina della Carta dei servizi, al fine di valutarne l'adozione e l'attuazione da parte degli esercenti.

Dall'1 gennaio 2001, con l'entrata in vigore della delibera 2 marzo 2000, n. 47, l'Autorità ha introdotto una nuova disciplina della qualità commerciale che sostituisce il precedente schema generale di riferimento delineato nella Carta dei servizi per il settore del gas. La delibera n. 47/00 è stata parzialmente modificata con la delibera 28 dicembre 2001, n. 334, con la quale si è tenuto conto della separazione societaria imposta ai grandi esercenti a partire dall'1 gennaio 2002 dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

Nel corso del 2001 sono proseguiti i contatti tra l'Autorità e gli enti di normazione tecnica e le associazioni tecniche di settore al fine di favorire il completamento delle norme tecniche necessarie per la piena attuazione, dall'1 gennaio 2002, della delibera 28 dicembre 2000, n. 236, relativa alla regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas.

Indicatori di qualità del servizio gas

Nel corso del 2001 l'Autorità ha effettuato la quinta indagine annuale sulla qualità del servizio. Essa ha riguardato per l'ultima volta la verifica del rispetto degli standard dichiarati dagli esercenti nelle loro Carte dei servizi per gli aspetti commerciali; infatti, a partire dall'1 gennaio 2001 è entrata in vigore la

nuova disciplina della qualità commerciale del servizio introdotta dall'Autorità con la delibera n. 47/00, che sostituisce la precedente disciplina della Carta dei servizi. La rilevazione, basata sui dati forniti dagli esercenti, ha riguardato anche gli aspetti di sicurezza e di continuità del servizio, verificando i livelli di qualità raggiunti nel 2000.

Adozione delle Carte dei Servizi

Nel 2000 sono proseguite le operazioni di acquisizione e di fusione tra imprese del settore, con una conseguente riduzione nel numero degli esercenti e un aumento delle dimensioni medie delle imprese in termini di utenza servita. L'Autorità ha verificato lo stato di adozione della Carta dei servizi: alla data del 31 dicembre 2000, 516 esercenti hanno dichiarato di aver adottato la Carta dei servizi. La percentuale dei clienti del servizio gas il cui esercente ha adottato una Carta dei servizi resta sostanzialmente invariata per il 2000, tenuto conto dell'aumento di clienti finali nel settore; esso ammonta circa al 93 per cento dell'intera utenza, per un totale di 15 milioni di clienti (Tav. 5.17). Gli esercenti che non si sono ancora dotati di una Carta dei servizi sono prevalentemente piccoli esercenti con meno di 10.000 clienti.

TAV.5.17 GRADO DI ADOZIONE DELLA CARTA SERVIZI

ESERCENTI E CLIENTI	GRANDI ESERCENTI ^(A)	MEDI ESERCENTI ^(B)	PICCOLI ESERCENTI ^(C)	TOTALE
NUMERO CARTE DEI SERVIZI ADOTTATE				
1997	20	155	326	501
1998	21	157	353	531
1999	21	144	332	497
2000	22	148	346	516
CLIENTI DEI SOGGETTI ESERCENTI CHE HANNO ADOTTATO LA CARTA DEI SERVIZI (milioni)				
1997	9,0	3,9	1,1	14,0
1998	9,4	4,3	1,2	14,9
1999	9,6	4,2	1,1	14,9
2000	9,7	4,2	1,1	15,0

(A) Grandi esercenti: esercenti con un numero di clienti maggiore di 100.000

(B) Medi esercenti: esercenti con un numero di clienti compreso tra 10.000 e 100.000

(C) Piccoli esercenti: esercenti con un numero di clienti minore di 10.000

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Nel complesso, appare confermato anche per il 2000 quanto rilevato negli anni precedenti, ovvero:

- gli standard sono differenziati tra loro, sia per i grandi esercenti, sia per quelli medi e piccoli dove questo fenomeno è più accentuato (Tavv. 5.18, 5.19 e 5.20, colonne che riportano i valori degli standard);
- le percentuali di casi fuori standard sono contenute per tutte le prestazioni soprattutto per i piccoli esercenti;
- la media dei livelli effettivi è lontana dai livelli massimi dichiarati dai soggetti esercenti nelle Carte dei servizi;
- la maggior parte dei grandi esercenti ha provveduto a verificare il rispetto degli standard specifici, in particolare per quanto riguarda i preventivi, l'esecuzione di impianti completi, l'attivazione e la disattivazione della fornitura.

TAV. 5.18 RIEPILOGO RELATIVO A STANDARD SPECIFICI: GRANDI ESERCENTI

PRESTAZIONE	CASI 2000 (A)	STANDARD 2000 giorni			FUORI STANDARD (E) %		EFFETTIVO giorni (F)	
		MEDIO (B)	MINIMO (C)	MASSIMO (D)	2000	1999	2000	1999
PREVENTIVAZIONE	168.128	18,5	10	60	1,7	2,2	7,5	8,1
ALLACCIAMENTI AEREI	63.643	22,3	10	60	2,0	3,0	10,6	10,8
IMPIANTI COMPLETI	37.439	34,6	15	90	5,5	3,6	17,5	22,0
ATTIVAZIONI E RIATTIVAZIONI	507.053	7,3	3	15	0,4	0,8	2,9	3,7
DISATTIVAZIONI	260.376	7,2	3	10	1,3	0,7	3,2	4,0
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	3.129	27,4	15	30	5,2	4,8	12,6	12,7
RISPOSTA A RECLAMI	7.986	22,9	20	30	15,2	5,3	14,5	7,8
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	387.907	11,4	7	80	1,0	0,3	17,2	2,4
RIATTIVAZIONE CLIENTI MOROSI	12.831	3,5	1	7	2,4	0,0	1,6	1,1
VERIFICA MISURATORI	2.973	7,6	5	20	2,8	1,7	5,6	4,6
VERIFICA PRESSIONE	1.137	4,1	2	20	0,6	0,7	0,9	2,4
SOSPENSIONI PROGRAMMATE ^(G)	22.046	10,1	6	72	0,0	0,0	3,3	1,7
PRONTO INTERVENTO ^(H)	114.468	60,4	0	120	8,3	4,5	40,5	25,0

(A) Casi: numero totale di richieste per le prestazioni indicate.

(B) Standard valore medio: valore medio ponderato degli standard per le prestazioni indicate.

(C) Standard valore minimo: valore minimo tra gli standard dichiarati.

(D) Standard valore massimo: valore massimo tra gli standard dichiarati.

(E) Percentuale fuori standard: percentuale di casi in cui la prestazione è stata erogata in tempi superiori allo standard per cause imputabili all'esercente.

(F) Effettivo: valore medio ponderato del tempo effettivo.

(G) Tempo misurato in ore.

(H) Tempo misurato in minuti.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 5.19 RIEPILOGO RELATIVO A STANDARD SPECIFICI: MEDI ESERCENTI

PRESTAZIONE	CASI 2000	STANDARD 2000 giorni			FUORI STANDARD ^(E) %		EFFETTIVO giorni ^(F)	
	(A)	MEDIO (B)	MINIMO (C)	MASSIMO (D)	2000	1999	2000	1999
PREVENTIVAZIONE	100.552	22,7	3	60	1,2	0,9	10,0	11,1
ALLACCIAMENTI AEREI	33.990	30,8	0	90	0,7	0,8	14,2	18,9
IMPIANTI COMPLETI	53.037	43,1	4	90	1,8	1,9	23,6	26,2
ATTIVAZIONI E RIATTIVAZIONI	185.640	7,3	1	20	1,3	0,9	3,2	3,7
DISATTIVAZIONI	125.171	6,2	2	30	1,1	0,8	3,1	3,2
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	7.190	24,3	8	40	4,8	3,9	18,1	18,1
RISPOSTA A RECLAMI	2.542	25,6	8	40	6,4	3,3	17,4	18,0
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	32.319	14,9	1	90	1,5	2,5	6,6	18,1
RIATTIVAZIONE CLIENTI MOROSI	10.170	3,6	0	60	0,3	0,0	1,5	1,4
VERIFICA MISURATORI	2.715	8,6	1	90	2,5	7,4	5,0	10,9
VERIFICA PRESSIONE	2.349	4,1	1	20	0,3	1,1	1,8	2,4
SOSPENSIONI PROGRAMMATE ^(G)	4.152	21,2	1	48	0,0	0,4	4,8	7,6
PRONTO INTERVENTO ^(H)	27.339	57,0	20	180	1,3	2,9	32,8	43,7

(A) Casi: numero totale di richieste per le prestazioni indicate.

(B) Standard valore medio: valore medio ponderato degli standard per le prestazioni indicate.

(C) Standard valore minimo: valore minimo tra gli standard dichiarati.

(D) Standard valore massimo: valore massimo tra gli standard dichiarati.

(E) Percentuale fuori standard: percentuale di casi in cui la prestazione è stata erogata in tempi superiori allo standard per cause imputabili all'esercente.

(F) Effettivo: valore medio ponderato del tempo effettivo.

(G) Tempo misurato in ore.

(H) Tempo misurato in minuti.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 5.20 RIEPILOGO RELATIVO A STANDARD SPECIFICI: PICCOLI ESERCENTI

PRESTAZIONE	CASI 2000	STANDARD 2000 giorni			FUORI STANDARD ^(E) %		EFFETTIVO giorni ^(F)	
	(A)	MEDIO (B)	MINIMO (C)	MASSIMO (D)	2000	1999	2000	1999
PREVENTIVAZIONE	32.080	20,3	1	50	0,5	0,8	8,3	9,0
ALLACCIAMENTI AEREI	15.294	22,2	2	60	0,5	1,6	12,4	14,1
IMPIANTI COMPLETI	21.581	41,0	3	90	0,8	1,9	20,9	24,1
ATTIVAZIONI E RIATTIVAZIONI	47.645	7,5	1	20	0,2	0,3	2,8	8,0
DISATTIVAZIONI	30.709	6,2	1	375	0,4	0,5	2,9	2,9
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	1.961	25,9	3	60	0,5	0,5	12,4	14,8
RISPOSTA A RECLAMI	711	24,8	2	30	2,3	1,4	9,3	14,5
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	8.056	14,1	1	90	0,4	0,2	6,8	6,6
RIATTIVAZIONE CLIENTI MOROSI	2.313	4,3	1	30	0,7	0,0	1,7	1,5
VERIFICA MISURATORI	1.894	11,2	1	60	0,3	0,8	4,2	3,5
VERIFICA PRESSIONE	1.594	5,2	1	30	0,2	0,3	2,7	2,7
SOSPENSIONI PROGRAMMATE ^(G)	517	14,3	4	48	0,0	0,7	4,8	4,3
PRONTO INTERVENTO ^(H)	7.676	60,9	15	180	0,8	0,6	26,5	29,6

(A) Casi: numero totale di richieste per le prestazioni indicate.

(B) Standard valore medio: valore medio ponderato degli standard per le prestazioni indicate.

(C) Standard valore minimo: valore minimo tra gli standard dichiarati.

(D) Standard valore massimo: valore massimo tra gli standard dichiarati.

(E) Percentuale fuori standard: percentuale di casi in cui la prestazione è stata erogata in tempi superiori allo standard per cause imputabili all'esercente.

(F) Effettivo: valore medio ponderato del tempo effettivo.

(G) Tempo misurato in ore.

(H) Tempo misurato in minuti.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Indennizzi ai clienti

Lo schema generale di riferimento della Carta dei servizi del settore gas prevede che gli esercenti individuino almeno 4 standard specifici di qualità, il cui mancato rispetto determini un indennizzo al cliente coinvolto.

Gli esercenti possono scegliere sia quali indicatori di qualità assoggettare a indennizzo, sia l'entità dello stesso, sia le sue procedure: gli indicatori di qualità sottoposti a indennizzo sono molto diversi da esercente a esercente. Alcuni esercenti hanno sottoposto a indennizzo anche indicatori di qualità non previsti dallo schema generale di riferimento della Carta dei servizi.

Per il 2000 si nota un forte incremento, da 1.640 a 3.709, per la quasi totalità di tipo automatico, degli indennizzi concessi ai clienti; l'aumento è in gran parte ascrivibile all'Italgas S.p.A., che è passata da 497 indennizzi nel 1999 a 2.241 indennizzi nel 2000, e alla Napoletana Gas, che è passata da 867 indennizzi nel 1999 a 1.306 indennizzi nel 2000.

In confronto al 1999, sono aumentati i casi di mancato rispetto degli standard soggetti a indennizzo (Tavv. 5.21 e 5.22), in particolar modo per i grandi esercenti. Tale aumento può derivare da una più precisa misura e verifica della qualità erogata ai clienti finali.

TAV. 5.21 INDENNIZZI AI CLIENTI

CASI	GRANDI ESERCENTI ^(A)	MEDI ESERCENTI ^(B)	PICCOLI ESERCENTI ^(C)	TOTALE 2000	TOTALE 1999
CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD ^(D) SOGGETTI A RIMBORSO PER CAUSE IMPUTABILI ALL'ESERCENTE	10.394	3.923	318	14.635	11.212
NUMERO DI RICHIESTE DI RIMBORSO PRESENTATE DA PARTE DEI CLIENTI	10	16	1	27	256
NUMERO DI RIMBORSI CONCESSI	3.567	131	11	3.709	1.640
DI CUI RIMBORSI AUTOMATICI	3.560	116	11	3.687	1.479
IMPORTO TOTALE DEI RIMBORSI CONCESSI milioni di lire	211,3	11,1	1,1	223,5	134,3

(A) Grandi esercenti: esercenti con un numero di clienti maggiore di 100.000.

(B) Medi esercenti: esercenti con un numero di clienti compreso tra 10.000 e 100.000.

(C) Piccoli esercenti: esercenti con un numero di clienti minore di 10.000.

(D) Standard: tempo massimo, misurato in giorni solari, dichiarato nelle Carte dei servizi, in vigore nell'anno considerato, per fornire al cliente la prestazione richiesta.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità

TAV. 5.22 EVOLUZIONE DEL NUMERO DI CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A INDENNIZZO

CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD ^(D) SOGGETTI A RIMBORSO PER CAUSE IMPUTABILI ALL'ESERCENTE	GRANDI ESERCENTI (A)	MEDI ESERCENTI (B)	PICCOLI ESERCENTI (C)	TOTALE
1997	10.707	3.172	386	14.265
1998	8.814	2.880	672	12.366
1999	6.943	3.984	285	11.212
2000	10.394	3.923	318	14.635

(A) Grandi esercenti: esercenti con un numero di clienti maggiore di 100.000.

(B) Medi esercenti: esercenti con un numero di clienti compreso tra 10.000 e 100.000.

(C) Piccoli esercenti: esercenti con un numero di clienti minore di 10.000.

(D) Standard: tempo massimo, misurato in giorni solari, dichiarato nelle Carte dei servizi, in vigore nell'anno considerato, per fornire al cliente la prestazione richiesta.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità

L'indagine sulla qualità del servizio gas ha preso in esame come aspetti della sicurezza del servizio in pronto intervento, la percentuale di rete ispezionata in media e bassa pressione e l'odorizzazione del gas.

Il servizio di pronto intervento

Il servizio di pronto intervento su chiamata di terzi è importante al fine di rimuovere con tempestività situazioni potenziali di pericolo prima che queste degenerino in incidenti.

Purtroppo ancora nel 2000 non tutti i grandi esercenti avevano definito nella propria Carta dei servizi uno standard di tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento.

La tempestività di intervento è misurata da un numero ristretto di esercenti, anche se maggiore rispetto al 1999. Nella tavola 5.23 è evidenziato anche il parametro del numero di chiamate di pronto intervento ogni mille clienti serviti, di seguito indicato come frequenza di chiamata.

Rispetto al valore medio di frequenza di chiamata, ponderato sul numero di chiamate dei clienti dichiarato dagli esercenti che hanno misurato lo standard, si evidenziano situazioni estreme con valori particolarmente bassi, quali l'Aem S.p.A. di Milano, la Società Gas Rimini, l'Asco Piave, e altre con valori nettamente superiori alla media, come la Consiag-Prato, la Fiorentina Gas e l'Amg-Palermo (Tav. 5.23). Tale differenza, tuttavia, può essere giustificata in base a una diversa definizione di casi di pronto intervento, a soluzioni impiantistiche differenti, o a diverse condizioni degli impianti derivanti da una maggiore o minore frequenza dell'ispezione della rete interrata, o ancora al tipo di materiale e vetustà delle reti di distribuzione.

TAV. 5.23 PRONTO INTERVENTO: GRANDI ESERCENTI

ESERCENTI	2000						1999	
	CLIENTI (A)	CASI OGNI 1000 CLIENTI (B)	CASI (B)	STANDARD (minuti) (C)	FUORI STANDARD % (D)	EFFETTIVO (minuti) (E)	FUORI STANDARD % (D)	EFFETTIVO (minuti) (E)
ITALGAS	4.541.681	14,6	66.098	60	3,8	35,0	9,5	35,4
CAMUZZI – GAZOMETRI	862.332	18,6	15.998	60	0,0	28,1	0,0	26,2
AEM – MILANO	820.625	2,5	2.075	60	0,0	21,8	0,0	22,5
NAPOLETANA GAS	570.644	15,2	8.663	60	5,1	81,0	5,0	67,0
SEABO – BOLOGNA	350.137	0,4	129	120	5,4	51,0	ND	ND
ITALCOGIM	342.065	10,3	3.512	45	1,6	20,2	0,2	20,1
AMGA – GENOVA	316.446	ND	ND	ND	ND	ND	0,0	87,0
FIorentina GAS	300.722	23,6	7.094	60	9,1	36,0	29,2	74,0
AGAC – REGGIO EMILIA	180.663	5,7	1.031	120	ND	60,0 ^(E)	ND	60,0 ^(E)
SICILIANA GAS	168.569	20,9	3.519	60	0,9	22,4	3,6	30,3
ASM – BRESCIA	151.220	14,4	2.179	ND	ND	52,9 ^(E)	ND	20,6 ^(E)
SOGEGAS	148.229	13,1	1.939	60	2,2	24,8	80,9	27,2
CONSIAG – PRATO	145.804	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
AGES – PISA	137.181	12,5	1.710	ND	ND	35,2 ^(E)	ND	30,0 ^(E)
SOCIETÀ GAS RIMINI	127.133	2,9	368	60	0,8	20,0	6,6	21,0
ASCO – PIAVE	126.581	4,2	534	120	13,4	91,0	9,7	53,0
AMAG – PADOVA	123.441	2,8	350	120	0,0	60,0	ND	ND
AGSM – VERONA	122.881	5,8	708	ND	ND	62,0 ^(E)	ND	56,0 ^(E)
META – MODENA	117.312	5,7	665	60	0,0	ND	0,0 ^(E)	ND
ACEGAS – TRIESTE	113.109	15,8	1.791	60	ND	43,3 ^(E)	ND	40,0 ^(E)
AMG – PALERMO	110.667	15,6	1.725	120	23,5	99,4	11,7	55,6
AGAS	101.804	8,6	875	60	0,1	29,3	0,3 ^(E)	30,2 ^(E)

(A) Numero clienti: numero di clienti attivi al 31 dicembre dell'anno considerato.

(B) Numero casi: numero di richieste dei clienti per la prestazione considerata pervenute nell'anno 2000.

(C) Standard: tempo massimo dichiarato nella Carta dei servizi (espresso in minuti).

(D) Percentuale fuori standard: percentuale di richieste non evase nel tempo massimo dichiarato.

(E) Effettivo: tempo effettivo di esecuzione della prestazione richiesta raggiunto nel corso dell'anno, calcolato come media ponderale sul numero dei casi e misurato in minuti.

(F) Tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento: è il tempo, espresso in minuti, intercorrente tra la chiamata del cliente e l'arrivo della squadra di pronto intervento sul luogo di chiamata. Sono presenti, tuttavia, esercenti che interpretano in modo diverso, più o meno estensivo, il pronto intervento e che definiscono in modo differente il tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento.

L'ispezione della rete ai fini dell'individuazione delle dispersioni di gas

L'ispezione della rete per la ricerca di fughe è uno degli aspetti più rilevanti della sicurezza degli impianti di distribuzione del gas. Per valutare l'evoluzione della quantità di rete ispezionata, i dati esaminati sono stati raggruppati in funzione delle varie tipologie di rete (media e bassa pressione) e per ciascuno dei tre raggruppamenti di esercenti (grandi, medi e piccoli). Nell'anno passato si è verificato un aumento di circa l'1 per cento della percentuale di rete in bassa pressione ispezionata, a fronte di una riduzione del 7 per cento di ispezioni effettuate sulla rete in media pressione (44 per cento di rete ispezionata rispetto al precedente 51 per cento dell'anno precedente) (Tav. 5.24).

Tale riduzione è da imputare prevalentemente all'Italgas che per il 1999 ha ridotto la quantità di rete in media pressione ispezionata rispetto all'anno precedente. L'indagine ha evidenziato che 200 esercenti per la media pressione e 196 per la bassa, ai quali corrisponde circa il 10 per cento dei clienti serviti, non hanno ispezionato alcun tratto di rete. Viene quindi confermata una marcata difformità nelle scelte degli esercenti con diversi gradi di tutela dei cittadini (Tav. 5.25).

TAV. 5.24 RETE INTERRATA ISPEZIONATA: BASSA PRESSIONE

ESERCENTI	CLIENTI (D)	ESTENSIONE RETE IN KM (E)	METRI DI RETE/ CLIENTE	ESTENSIONE DELLA RETE CONTROLLATA km	RETE CONTROLLATA 2000 %	RETE CONTROLLATA 1999 %
GRANDI ^(A)	9.979.246	62.842	6,3	21.518	34,2	38 ^(F)
MEDI ^(B)	3.537.001	34.274	9,7	10.756	31,4	27
PICCOLI ^(C)	1.130.195	13.363	11,8	5.217	39,0	31
TOTALE	14.646.442	110.479	7,5	37.491	33,9	33

(A) Grandi esercenti: esercenti con un numero di clienti maggiore di 100.000.

(B) Medi esercenti: esercenti con un numero di clienti compreso tra 10.000 e 100.000.

(C) Piccoli esercenti: esercenti con un numero di clienti minore di 10.000.

(D) Numero clienti: numero di clienti attivi al 31 dicembre dell'anno considerato

(E) Metri totali di rete esistente al 31 dicembre 1999 rapportati al numero di clienti al 31 dicembre 2000.

(F) per comparazione fra l'anno 2000 e l'anno precedente è stata ricalcolata la percentuale di rete controllata nell'anno 1999 includendo Meta-Modena e Agas.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 5.25 RETE INTERRATA ISPEZIONATA: MEDIA PRESSIONE

ESERCENTI	CLIENTI (D)	ESTENSIONE RETE IN KM (E)	METRI DI RETE/ CLIENTE	ESTENSIONE DELLA RETE CONTROLLATA km	RETE CONTROLLATA 2000 %	RETE CONTROLLATA 1999 %
GRANDI ^(A)	9.798.583	34.709	3,5	16.628	47,9	48 ^(F)
MEDI ^(B)	3.634.506	20.650	5,7	8.297	40,2	37
PICCOLI ^(C)	1.159.069	9.874	8,5	4.527	45,8	43
TOTALE	14.592.158	65.233	4,5	29.452	45,1	44

(A) Grandi esercenti: esercenti con un numero di clienti maggiore di 100.000.

(B) Medi esercenti: esercenti con un numero di clienti compreso tra 10.000 e 100.000.

(C) Piccoli esercenti: esercenti con un numero di clienti minore di 10.000.

(D) Numero clienti: numero di clienti attivi al 31 dicembre dell'anno considerato

(E) Metri totali di rete esistente al 31 dicembre 1999 rapportati al numero di clienti al 31 dicembre 2000.

(F) Per comparazione fra l'anno 2000 e l'anno precedente è stata ricalcolata la percentuale di rete controllata nell'anno 1999 includendo Meta-Modena e Agas; inoltre nel calcolo dei valori in tabella non è stata considerata Acag-Reggio Emilia poiché non ha reso disponibile il dato

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

L'odorizzazione del gas

Per quanto riguarda l'odorizzazione del gas, gli esercenti sono stati valutati in funzione del livello medio di odorizzazione del gas distribuito e dell'odorizzante utilizzato.

I livelli effettivi di odorizzazione del gas sono stati esaminati separatamente per il THT e il TBM. Il THT (componente principale tetraidrotiofene) e il TBM (componente principale terzbutilmercaptano) sono gli odorizzanti prevalentemente utilizzati dagli esercenti per conferire al gas distribuito il caratteristico odore agliaceo; questo consente di avvertire nell'aria la presenza del gas, di per sé privo di odore, prima che esso raggiunga percentuali pericolose con possibili inneschi di esplosioni. L'Italgas utilizza in più di una zona operativa entrambi i tipi di odorizzante (Tav. 5.26).

L'esame dei dati evidenzia la presenza di 10 esercenti, che servono circa 18.000 clienti, e 13 esercenti, che servono circa 84.000 clienti, rispettivamente per il THT e per il TBM, che non hanno saputo indicare le quantità di odorizzante immesso nel gas distribuito.

TAV. 5.26 ODORIZZAZIONE DEL GAS^(A): GRANDI ESERCENTI

ESERCENTE	CLIENTI ^(D)	GAS TOTALE ACQUISTATO mc	TIPO ODORIZZANTE ^(B)	ODORIZZANTE TOTALE IMMESSO kg	GRADO DI ODORIZZAZIONE MEDIO 2000 ^(C) mg/mc	GRADO DI ODORIZZAZIONE MEDIO 1999 mg/mc
ITALGAS	1.431.919	1.402.220.448	THT	47.420	33,8	37,2
ITALGAS	211.823	238.611.971	TBM	3.893	16,3	18,5
ITALGAS	3.370.954	5.393.036.610	THT+TBM	101.860	18,9	30,0
CAMUZZI – GAZOMETRI	862.332	1.435.760.724	TBM	29.976	20,9	19,0
AEM – MILANO	820.625	1.020.248.974	TBM	20.316	19,9	21,5
NAPOLETANA GAS	570.644	427.413.947	THT	20.000	46,8	38,3
SEABO – BOLOGNA	350.137	748.657.786	THT	27.299	36,5	36,5
ITALCOGIM	342.065	387.215.585	TBM	4.756	12,3	11,6
AMGA – GENOVA	316.446	358.801.892	THT	11.482	32,0	32,0
FIorentina GAS	300.722	527.851.000	THT	35.441	67,1	62,5
AGAC – REGGIO EMILIA	180.663	525.051.781	THT	16.842	32,1	30,7
SICILIANA GAS	168.569	142.541.295	TBM	1.293	9,1	10,6
ASM – BRESCIA	151.220	333.494.662	THT	12.467	37,4	38,2
SOGEGAS	148.229	286.787.918	TBM	3.011	10,5	9,5
CONSIAG – PRATO	145.804	324.392.619	THT	9.334	28,8	32,4
AGES – PISA	137.181	266.754.701	THT	8.002	30,0	24,8
SOCIETÀ GAS RIMINI	127.133	255.089.058	TBM	4.800	18,8	16,3
ASCO – PIAVE	126.581	371.883.853	THT	7.245	19,5	19,6
AMAG – PADOVA	123.441	296.741.654	THT	11.420	38,5	32,9
AGSM – VERONA	122.881	299.793.436	TBM	4.311	14,4	20,7
META – MODENA	117.312	284.363.388	THT	6.182	21,7	19,1
ACEGAS – TRIESTE	113.109	136.199.882	THT	4.961	36,4	42,7
AMG – PALERMO	110.667	53.602.896	TBM	681	12,7	12,4
AGAS	101.804	205.480.341	TBM	2.068	10,1	10,9

(A) Odorizzazione: processo con il quale si rende odoroso e pertanto riconoscibile un gas normalmente inodore.

(B) Odorizzante: sostanza aggiunta al gas per renderlo odoroso e pertanto riconoscibile.

(C) Grado di odorizzazione: è la quantità di odorizzante presente nell'unità di volume del gas distribuito, misurata in milligrammi per metro cubo alle condizioni standard (mg/mc).

(D) Numero clienti: numero di clienti attivi al 31 dicembre 2000.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Attività di regolazione e controllo della qualità del servizio di fornitura gas

La nuova regolazione della qualità commerciale

Con la delibera n. 47/00 sono stati introdotti dall'Autorità i nuovi standard nazionali di qualità commerciale, uniformi su tutto il territorio e obbligatori per tutti gli esercenti con più di 5.000 clienti alimentati in bassa pressione.

Gli standard nazionali di qualità commerciale definiti dall'Autorità sostituiscono gli standard autodefiniti dagli esercenti nelle proprie Carte dei servizi, che avevano comportato notevole diversità di trattamento dei clienti nelle differenti zone del paese.

I nuovi standard sono sia specifici, soggetti a indennizzi automatici ai clienti in caso di mancato rispetto per causa riconducibile all'esercente, sia generali. Il criterio seguito nella selezione degli indicatori da sottoporre a standard specifici o generali è stato quello di bilanciare la regolamentazione tra due obiettivi: la tutela dei clienti e il miglioramento della qualità. Il primo richiede come strumento la definizione di livelli specifici soggetti a indennizzi automatici, mentre il secondo può essere perseguito meglio con la definizione di livelli generali di qualità attraverso lo stimolo della pubblicazione comparativa.

Gli standard specifici di qualità commerciale, riportati nella tavola 5.27, riguardano le cinque prestazioni più frequenti per il rispetto degli appuntamenti personalizzati con i clienti.

TAV. 5.27 LIVELLI SPECIFICI DI QUALITÀ COMMERCIALE

	UTENTI CON GRUPPO DI MISURA FINO ALLA CLASSE G 25	UTENTI CON GRUPPO DI MISURA DALLA CLASSE G 40
TEMPO MASSIMO DI PREVENTIVAZIONE PER L'ESECUZIONE DI LAVORI SEMPLICI	15 giorni lavorativi	20 giorni lavorativi
TEMPO MASSIMO DI ESECUZIONE DI LAVORI SEMPLICI	15 giorni lavorativi	20 giorni lavorativi
TEMPO MASSIMO DI ATTIVAZIONE DELLA FORNITURA	5 giorni lavorativi	10 giorni lavorativi
TEMPO MASSIMO DI DISATTIVAZIONE DELLA FORNITURA SU RICHIESTA DELL'UTENTE	5 giorni lavorativi	7 giorni lavorativi
TEMPO MASSIMO DI RIATTIVAZIONE DELLA FORNITURA IN SEGUITO A SOSPENSIONE PER MOROSITÀ	2 giorni feriali	2 giorni feriali
FASCIA MASSIMA DI PUNTUALITÀ PER APPUNTAMENTI PERSONALIZZATI DI CUI ALL'ART. 17, COMMA 17.1	3 ore	3 ore

Per quanto riguarda lo standard relativo alla puntualità degli appuntamenti, la direttiva dell'Autorità introduce la possibilità per il cliente di personalizzare l'incontro. In questi casi, l'appuntamento personalizzato può essere fissato anche oltre il tempo massimo previsto dagli standard di tempestività, ma il personale dell'esercente deve presentarsi entro la fascia massima di 3 ore comunicata al cliente al momento della fissazione dell'appuntamento, pena il pagamento di un indennizzo. In tale modo il cliente ha la facoltà di scegliere, in base alle proprie esigenze, tra una garanzia relativa alla tempestività e una relativa alla puntualità.

Oltre agli standard specifici di qualità commerciale, l'Autorità ha anche definito standard generali di qualità che sono riferiti ai clienti serviti dallo stesso esercente nella medesima provincia. I nuovi standard generali di qualità commerciale definiti dall'Autorità sono riportati nella tavola 5.28.

TAV. 5.28 LIVELLI GENERALI DI QUALITÀ COMMERCIALE

	LIVELLO GENERALE
Percentuale minima di richieste di preventivi per l'esecuzione di lavori complessi, di cui all'art. 5, comunicati entro il tempo massimo di 40 giorni lavorativi	85%
Percentuale minima di richieste di esecuzione di lavori complessi, di cui all'art. 7, realizzati entro il tempo massimo di 60 giorni lavorativi	85%
Percentuale minima di risposte a richieste di rettifica di fatturazione, di cui all'art. 11, comunicate entro il tempo massimo di 15 giorni lavorativi	90%
Percentuale minima di esiti di verifiche del gruppo di misura su richiesta dell'utente, di cui all'art. 12, comunicati entro il tempo massimo di 10 giorni lavorativi	90%
Percentuale minima di esiti di verifiche della pressione di fornitura su richiesta dell'utente, di cui all'art. 13, comunicati entro il tempo massimo di 10 giorni lavorativi	90%
Percentuale minima di risposte motivate a reclami scritti o a richieste di informazioni scritte, di cui all'art. 14, comunicate entro il tempo massimo di 20 giorni lavorativi	90%
Percentuale minima di utenti con tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento, di cui all'art. 15, entro il tempo massimo di 60 minuti	90%
Grado minimo di rispetto della fascia di puntualità per appuntamenti con l'utente, di cui all'art. 18, comma 18.2, relativi a sopralluoghi per preventivi per l'esecuzione di lavori semplici	90%
Percentuale minima di utenti con numero annuo di letture e autoletture, di cui all'art. 20, non inferiore a 1	90%

La direttiva n. 47/00 dedica un'attenzione particolare all'informazione che gli esercenti devono assicurare al cliente sugli standard specifici e generali di qualità commerciale:

- una volta all'anno, tutti i clienti devono ricevere informazioni su entrambi gli standard e sui risultati effettivamente raggiunti dall'esercente nel corso dell'anno;
- l'esercente deve inoltre informare ogni cliente che faccia richiesta di una prestazione soggetta a standard specifici, del tempo massimo e dell'indennizzo previsti.

L'attuazione del decreto legislativo n. 164/00 ha portato alla separazione societaria tra l'attività di distribuzione e l'attività di vendita del gas; con la delibera n. 334/01, l'Autorità ha fornito indicazioni specifiche per l'attuazione della delibera n. 47/00 per tali società. La delibera n. 334/01 impone che:

- la società separata di vendita risponda dell'attuazione della delibera n. 47/00 limitatamente alle richieste di rettifica di fatturazione e di reclami relativi ad aspetti commerciali;
- la società separata di distribuzione risponda dell'attuazione della delibera n. 47/00 per tutti gli aspetti rimanenti;
- in particolare la società separata di distribuzione è responsabile dell'attività di pronto intervento e provvede a comunicare tempestivamente i recapiti telefonici del servizio a tutti i venditori operanti sul territorio nel quale gestisce la distribuzione, affinché questi ultimi li pubblichino sulle bollette dei propri clienti secondo le direttive dell'Autorità in tema di trasparenza dei documenti di fatturazione.

La nuova regolazione della sicurezza e continuità del servizio

Con la delibera n. 236/00 l'Autorità ha definito la disciplina 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 del gas, dalla riduzione delle fughe di gas, attraverso sia l'ispezione della rete di distribuzione sia la protezione catodica¹

1 L'utilizzo della protezione catodica sulle tubazioni in acciaio riduce il fenomeno della corrosione delle tubazioni stesse per correnti vaganti nei terreni e di conseguenza il danneggiamento delle tubazioni con possibile innesco di fughe di gas.

delle reti in acciaio, oltre che da un servizio di pronto intervento in grado di adoperarsi tempestivamente 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 per la sicurezza 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.

Il provvedimento emanato dall'Autorità si è posto quindi come obiettivi:

- per la sicurezza, la salvaguardia della sicurezza fisica delle persone e delle cose e la tutela dell'ambiente attraverso la riduzione del gas metano immesso in atmosfera;
- per la continuità, la riduzione del numero e della durata delle interruzioni;
- in generale, la riduzione dei divari esistenti nei livelli di continuità e sicurezza tra i diversi distributori operanti nel paese, salvaguardando le situazioni in cui già oggi si registrano livelli effettivi di sicurezza e di continuità di eccellenza.

Il provvedimento ha introdotto un sistema di obblighi sia su alcuni indicatori di sicurezza (Tav. 5.29), sia su indicatori di tipo generale. È stata infatti richiesta:

- la predisposizione di una adeguata cartografia dell'impianto di distribuzione da tenere aggiornata in base alle modifiche di impianto apportate e alla realizzazione di nuove parti di impianto;
- l'estensione del servizio di pronto intervento ai casi di segnalazione di dispersione di gas sugli impianti di proprietà o gestiti dal cliente finale a valle del punto di consegna.

TAV. 5.29 **OBBLIGHI DI SERVIZIO PER INDICATORE DI SICUREZZA**

INDICATORE	OBBLIGO DI SERVIZIO
Percentuale annua di rete in alta e in media pressione sottoposta a ispezione	Minimo 30%
Percentuale annua di rete in bassa pressione sottoposta a ispezione	Minimo 20%
Numero annuo di misure del grado di odorizzazione del gas per migliaio di clienti finali	NOD_{min} calcolato secondo quanto disposto dall'art. 8, comma 5

Quindi la delibera n. 236/00 ha fissato i livelli nazionali base e di riferimento per ciascuno degli indicatori di sicurezza e di continuità. Nelle tavole 5.30 e 5.31 sono riportati i livelli nazionali base e di riferimento rispettivamente per la sicurezza e per la continuità del servizio.

TAV. 5.30 LIVELLI BASE E LIVELLI DI RIFERIMENTO RELATIVI A INDICATORI DI SICUREZZA

INDICATORE DI CONTINUITÀ	LIVELLO BASE	LIVELLO DI RIFERIMENTO
Percentuale annua di rete in alta e in media pressione sottoposta a ispezione	30%	90%
Percentuale annua di rete in bassa pressione sottoposta a ispezione	20%	70%
Numero annuo di dispersioni localizzate per chilometro di rete ispezionata	0,8	0,1
Numero annuo di dispersioni localizzate su segnalazione di terzi per chilometro di rete	0,8	0,1
Numero annuo convenzionale di misure del grado di odorizzazione del gas per migliaio di clienti finali	Calcolato in base al numero di utenti serviti e della lunghezza totale della rete	0,5

TAV. 5.31 LIVELLI BASE E LIVELLI DI RIFERIMENTO RELATIVI A INDICATORI DI CONTINUITÀ

INDICATORE DI CONTINUITÀ	LIVELLO BASE	LIVELLO DI RIFERIMENTO
Numero di clienti finali con tempo di preavviso non inferiore a 3 giorni lavorativi per interruzioni con preavviso	70%	95%
Numero di clienti finali con durata effettiva dell'interruzione lunga con preavviso non superiore alle 4 ore	70%	90%

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.

Per ciascun ambito territoriale e per ognuno degli indicatori riportati nelle tavole 5.30 e 5.31, l'Autorità calcolerà, a partire dai dati comunicati dai distributori, il livello effettivo di indicatore della sicurezza e della continuità (per esempio, il livello effettivo di rete in bassa pressione ispezionata per un dato impianto di distribuzione). A ogni indicatore verrà assegnato un punteggio variabile tra un valore 0, per un livello effettivo minore o uguale al livello nazionale base, e un valore 100, per un livello effettivo maggiore o uguale al livello di riferimento.

La pubblicazione comparativa dei livelli effettivi e dei punteggi di indicatore per ogni impianto di distribuzione e per ogni distributore stimolerà questi ultimi al miglioramento dei propri livelli reali 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 sia di emergenze (fuori servizio di cabine di alimentazione della rete, di interi tratti di rete di media o di bassa pressione ecc.), sia di incidenti derivanti dall'uso del gas distribuito, e 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 sarà graduale:

- per tutte le imprese di distribuzione a partire dal 2001 decorrono gli obblighi di effettuazione del pronto intervento anche per chiamata relativa a segnalazione di fuga di gas sull'impianto del cliente;
- dall'1 gennaio 2002 ogni impresa distributrice con più di 5.000 utenti (e per ogni impianto da essa gestito con più di 1.000 utenti allacciati) è tenuta a predisporre e a 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):
 - decorre l'obbligo di dotarsi di planimetria aggiornata entro l'1 luglio 2001, termine prorogato all'1 gennaio 2002 se la cartografia viene predisposta su supporto informatico;
 - decorre il rispetto della regolazione della sicurezza e della continuità a partire dall'1 gennaio 2002.

Ai fini della piena attuazione della delibera n. 236/00, nel corso del 2001 sono proseguiti i contatti fra l'Autorità e gli enti formatori, nonché le associazioni tecniche di settore, così da contribuire alla predisposizione di norme tecniche e

Linee guida che consentano modalità di effettuazione delle attività rilevanti per la sicurezza e la continuità, in modo omogeneo fra tutti i distributori.

Entro il 31 dicembre 2003, l'Autorità effettuerà una verifica sulla base dei dati comunicati dai distributori in attuazione della regolazione della sicurezza e della continuità. In base a tale verifica, 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 introdurne di nuovi.

LA TUTELA DEI CONSUMATORI NEI SETTORI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS

La valutazione dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni

Tra l'1 maggio 2001 e il 30 aprile 2002 sono state trasmesse all'Autorità, da parte dei consumatori e delle loro associazioni, 533 comunicazioni contenenti reclami, richieste di informazione e segnalazioni riguardanti i servizi di energia elettrica e gas. I reclami hanno rappresentato il 79,2 per cento del totale dei casi, mentre le richieste di informazione e le segnalazioni sono state rispettivamente il 13,6 per cento e il 7,2 per cento dello stesso totale. Va però anche precisato che molte richieste di informazione arrivano e sono trattate al telefono, che i dati relativi alle telefonate non vengono rilevati in modo sistematico e che i dati appena illustrati vanno integrati con quelli connessi alla vigilanza sui provvedimenti tariffari (33 casi per il gas).

Il 68,2 per cento delle comunicazioni ha riguardato il settore elettrico con particolare riferimento a interruzioni della fornitura (34,0 per cento), problemi di fatturazione (14,3 per cento), difficoltà connesse all'allacciamento della fornitura (10,9 per cento), interpretazione di clausole contrattuali (5,6 per cento), trasparenza della bolletta (3,7 per cento), tariffe (8,5 per cento). Più nel dettaglio va sottolineato che resta elevata l'attenzione sulla qualità del servizio elettrico nella sua componente strategica della continuità e sempre crescente è il numero delle imprese che segnalano all'Autorità disservizi relativi a essa. I reclami che hanno riguardato la trasparenza delle bollette elettriche e le tariffe fanno emergere come tratto comune a entrambi i settori la poca disponibilità delle imprese esercenti il servizio a fornire chiare informazioni sulla struttura e sulle componenti tariffarie. Questo segnale è valutato con attenzione dall'Autorità, in quanto fa emergere una sostanziale scarsa attenzione al cliente dei soggetti esercenti il servizio e una diffusa elusione degli obblighi di informazione posti loro in capo da alcune delibere dell'Autorità (delibera 29

dicembre 1999, n. 204 come modificata dalla delibera 18 ottobre 2001, n. 228; delibera 16 marzo 2000, n. 55, e delibera 28 dicembre 2000, n. 242).

Per quanto riguarda il settore del gas, i reclami hanno rappresentato il 69,3 per cento dei casi, le richieste di informazione il 22,7 per cento e le segnalazioni l'8,0 per cento. Gli argomenti che sono stati maggiormente oggetto di comunicazione riguardano problemi di fatturazione (28,4 per cento), ritardi o costi degli allacciamenti (17,6 per cento), interpretazione e applicazione di clausole contrattuali (14,2 per cento). Per il settore del gas è stata confermata la sostanziale disparità di condizioni di fornitura fra i clienti sull'intero territorio nazionale, mentre hanno trovato evidenza anche nuove problematiche connesse all'assetto del settore prefigurato dal decreto legislativo n. 164/00, come quelle pertinenti la sicurezza degli impianti post contatore. Altro tema emergente è stato relativo alle verifiche dei gruppi di misura.

Nell'ambito della fatturazione, le controversie più ricorrenti, come già registrato nel periodo precedente, hanno invece riguardato le modalità di calcolo dei consumi a conguaglio e il metodo di attribuzione dei consumi stimati o in acconto.

Nel corso del 2001, con riferimento a questi aspetti specifici, sono stati avviati due procedimenti nei confronti di Italgas.

TAV. 5.32 **RECLAMI, RICHIESTE DI INFORMAZIONI E SEGNALAZIONI RICEVUTE DALL'AUTORITÀ**
Periodo maggio 2001-aprile 2002

	RECLAMI	RICHIESTE DI INFORMAZIONE	SEGNALAZIONI
1999-2000			
ENERGIA ELETTRICA	63	46	13
GAS	90	27	79
TOTALE	213	73	92
2000-2001			
ENERGIA ELETTRICA	270	85	31
GAS	108	51	6
TOTALE	378	136	37
2001-2002			
ENERGIA ELETTRICA	316	35	26
GAS	122	40	14
TOTALE	438	75	40

TAV. 5.33 **PRINCIPALI ARGOMENTI OGGETTO DEI RECLAMI, DELLE SEGNALAZIONI E DELLE RICHIESTE DI INFORMAZIONE RICEVUTI DALL'AUTORITÀ**

Periodo maggio 2001-aprile 2002

ARGOMENTI OGGETTO DI RECLAMO	TOTALE CASI numero	TOTALE CASI %
ENERGIA ELETTRICA		
INTERRUZIONI	128	34,0
FATTURAZIONE	54	14,3
ALLACCIAMENTI	41	10,9
TARiffe	32	8,5
CONTRATTI	21	5,6
BOLLETTE	14	3,7
QUALITÀ COMMERCIALE	9	2,4
RICOSTRUZIONE CONSUMI	5	1,3
GAS		
FATTURAZIONE	50	28,4
ALLACCIAMENTI	31	17,6
CONTRATTI	25	14,2
BOLLETTE	9	5,1
IMPOSTE	9	5,1
TARiffe	11	6,3
LAVORI	10	5,7

**L'attività istruttoria:
i procedimenti individuali
nei confronti di Italgas**

I due procedimenti avviati nei confronti della società Italgas hanno avuto come oggetto l'errata applicazione del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi (CIP) 9 dicembre 1988, n. 24, e della delibera dell'Autorità 14 aprile 1999, n. 42.

In particolare, per quanto riguarda la violazione del provvedimento CIP n. 24/88, è stato contestato a Italgas di non rispettare, nelle bollette di conguaglio, il principio fissato dall'art. 3, comma 3.1, punto 3.1.6, del provvedimento citato; esso dispone che i consumi di gas rilevati fra due letture debbano essere attribuiti al periodo intercorrente tra le stesse; e che, nel caso di variazioni tariffarie intervenute nello spazio di tempo oggetto di conguaglio, i consumi vadano assegnati su base giornaliera, considerando convenzionalmente costante il consumo giornaliero tra una variazione tariffaria e quella successiva. Il comportamento è stato ritenuto grave, in quanto il metodo di attribuzione delle variazioni tariffarie del provvedimento CIP n. 24/88 è diretto a garantire a tutti i clienti un'equa attribuzione dei consumi secondo un criterio univoco. Tale criterio univoco non è assicurato dalla modalità di assegnazione delle variazioni tariffarie utilizzata da Italgas, che si limita ad attribuire i consumi a saldo (la differenza fra i consumi fatturati con l'ultima bolletta stimata, considerati definitivi, e quelli rilevati in sede di lettura) al periodo di fatturazione corrente, applicando a tali consumi le tariffe in vigore nel periodo in corso.

Gli elementi emersi durante il procedimento, che è stato avviato il 19 luglio 2001 con la delibera n. 165 e si è concluso il 27 dicembre 2001 con la delibera n. 323, hanno indotto l'Autorità a ordinare la cessazione del comportamento contestato ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera d), della legge 14 novembre 1995, n. 481; e a imporre, inoltre, a Italgas sia di dare informazione dell'errore commesso attraverso la pubblicazione di un avviso sui maggiori quotidiani, sia di ricalcolare, a richiesta degli utenti, gli importi fatturati a conguaglio utilizzando la corretta metodologia, informando poi l'Autorità del numero dei ricalcoli effettuati. Avverso il provvedimento di ordine di cessazione di comportamento lesivo, Italgas ha presentato ricorso al TAR Lombardia con richiesta di sospensiva. Questa è stata concessa in data 17 febbraio 2002, mentre il dibattimento sul merito avverrà il 20 giugno 2002.

Il secondo procedimento nei confronti di Italgas ha riguardato la violazione di un provvedimento dell'Autorità. A seguito di un controllo tecnico effettuato presso due sedi di Italgas, in merito alle modalità di fatturazione, è emerso che la società violava quanto previsto dall'art. 3, comma 3.2, della delibera dell'Autorità n. 42/99, in tema di trasparenza dei documenti di fatturazione relativi al servizio di distribuzione e vendita di gas. In particolare il suddetto articolo prevede che: *"Nel caso in cui il soggetto esercente ricorra a una fat-*

turazione stimata in base ai consumi storici dell'utente, prevedendo congruagli una o due volte l'anno a seguito di lettura diretta, la bolletta indica il periodo di riferimento e il tipo di rilevazione, mentre le date delle ultime due letture vengono riportate nella bolletta contenente il congruaglio". Nel corso del procedimento, che è stato avviato il 19 luglio 2001 con delibera n. 164 e si è concluso il 27 dicembre 2001 con delibera n. 324, è emerso che la violazione era dovuta a un'erronea interpretazione dello stesso articolo da parte di Italgas. Pur ricorrendo alla fatturazione a stima, Italgas infatti riteneva di non ricorrere a quella di congruaglio, dal momento che attribuiva la caratteristica della definitività alle fatture a stima, e in caso di lettura effettiva si limitava ad attribuire i consumi a saldo al periodo di fatturazione corrente. Ciò comportava che non venisse mai indicata la precedente lettura effettiva. A questo riguardo è stato contestato a Italgas il fatto che l'obbligo, di cui all'art. 3, comma 3.2, riguardava tutti i soggetti esercenti che ricorressero a fatturazione stimata. Per la violazione dell'art. 3, comma 3.2, della delibera n. 42/99, l'Autorità ha comminato a Italgas una sanzione amministrativa pari a 2.582.284,50 euro. I criteri utilizzati per determinare l'ammontare della sanzione sono stati: la gravità della violazione, l'opera svolta da Italgas per l'eliminazione o l'attenuazione delle conseguenze della violazione, la personalità di Italgas e le sue condizioni economiche. In particolare, in merito alla gravità della violazione è stato rilevato che la mancanza dell'indicazione in bolletta dell'informazione richiesta è fondamentale, in quanto ostacola il controllo, da parte del cliente, della verosimiglianza dei consumi attribuiti rispetto a quelli effettivi, impedendo conseguentemente la verifica, sempre da parte del cliente, dell'esattezza del corrispettivo richiesto dall'esercente. La mancata indicazione nella bolletta delle due letture riduce, inoltre, la facoltà del cliente di programmare consapevolmente i consumi di gas e di ottimizzare le proprie scelte energetiche; infine ostacola anche il controllo, sempre da parte del cliente, sulla periodicità delle letture effettuate. In data 13 marzo 2002 Italgas ha presentato ricorso al Tar Lombardia, affinché quest'ultimo si pronunciasse sull'estinzione di ogni obbligazione della società verso l'Autorità, avendo lo stesso esercente provveduto, in data 5 febbraio 2002, al versamento a titolo di oblazione di 56.645,69 euro.

**L'attività istruttoria:
i procedimenti individuali
nei confronti degli esercenti
gas**

Nel corso dell'attività istruttoria connessa al caso sopra illustrato, è emerso che altri esercenti il servizio di distribuzione e vendita di gas avrebbero adottato comportamenti analoghi a quelli contestati a Italgas relativamente alla metodologia di fatturazione. L'Autorità ha quindi provveduto, in data 9 gennaio 2002, ad adottare una direttiva concernente le modalità applicative del provvedimento CIP n. 24/88. Questo, al fine sia di garantire comportamenti uniformi da parte degli esercenti in applicazione dell'art. 3, comma 3.1, punto 3.1.6, del medesimo provvedimento, sia di renderne sanzionabile l'inosservanza ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95.

La direttiva, riaffermando il contenuto del provvedimento CIP, impone agli esercenti che non vi si siano attenuti, di informare i propri clienti dell'errore commesso e di ricalcolare, su richiesta degli stessi, gli importi delle bollette di conguaglio erroneamente conteggiati. È stato anche adottato un provvedimento volto a sanzionare gli esercenti il servizio di distribuzione e vendita di gas che risultassero inottemperanti all'obbligo previsto dall'art. 3, comma 3.2, della delibera n. 42/99. Il provvedimento volto alla sanzione invita, invece, gli esercenti che non lo avessero ancora fatto, ad adeguarsi a quanto previsto dalla delibera n. 42/99 relativamente all'evidenziazione in bolletta delle date di lettura dei consumi, prevedendo anche un meccanismo di ravvedimento operoso. Gli esercenti che, pur inadempienti al momento di pubblicazione del provvedimento, abbiano provveduto ad adeguarsi nel termine di 60 giorni dalla pubblicazione dandone notizia all'Autorità, hanno potuto avvalersi della possibilità di pagare una sanzione ridotta, composta da un ammontare fisso pari a 25.822,84 euro e un ammontare variabile pari a 0,30 euro per ciascun utente rifornito alla data del 31 dicembre 2001.

Attività di regolazione e tutela dei consumatori

Condizioni contrattuali di fornitura del servizio gas: gli obiettivi della nuova regolazione

Nel corso del 2001 l'Autorità ha emanato una direttiva relativa alle condizioni contrattuali di vendita del servizio gas (delibera 18 ottobre 2001, n. 229). La direttiva si rivolge agli esercenti l'attività di vendita del gas naturale, o di altri tipi di gas, a mezzo di reti.

Le condizioni contrattuali fissate dalla direttiva n. 229/01 sono definite in coerenza con il nuovo ordinamento tariffario, disciplinato dalla delibera 28 dicembre 2000, n. 237, e contraddistinto dalla possibilità, per gli esercenti il servizio di distribuzione e vendita, di determinare le tariffe nel rispetto di vincoli sui ricavi complessivi fissati dall'Autorità. A fronte di tariffe determinate sulla base di coefficienti rappresentativi di costi nazionali, si è ritenuto opportuno che anche le condizioni contrattuali garantite ai clienti del mercato vincolato fossero uniche a livello nazionale, almeno per quanto riguarda gli aspetti essenziali del servizio.

Con la direttiva n. 229/01 l'Autorità introduce nel servizio di vendita dei gas, come già anticipato, condizioni contrattuali analoghe a quelle precedentemente immesse nel servizio elettrico con la delibera 28 dicembre 1999, n. 200. Sebbene gli interventi dell'Autorità nei settori gas ed elettrico siano complessivamente coerenti, è necessario considerare le diversità che contraddistinguono i due ambiti. Il primo è, infatti, caratterizzato dalla presenza di un elevato numero di esercenti e da un contesto istituzionale di riferimento più articolato e complesso rispetto al secondo, data la titolarità del servizio in capo all'ente locale e la grande varietà di condizioni di fornitura che questo ha comportato. Ne consegue che l'impatto organizzativo della nuova regolazione non sarà univoco sui soggetti esercenti, anche se costituirà una potente spinta alla razionalizzazione e omogeneizzazione dei comportamenti.

La direttiva n. 229/01, al fine di determinare un livello minimo di tutela anche nel mercato liberalizzato, prevede che le condizioni contrattuali di garanzia individuate dall'Autorità debbano venire offerte anche ai clienti del mercato libero. In questo modo il cliente, anche in previsione del fatto che dal 2003 tutti i clienti saranno considerati idonei, di fronte a diverse proposte tariffarie potrà concordare con l'esercente le condizioni più adeguate ai propri interessi, avendo al contempo piena conoscenza di quelle che l'Autorità ritiene essere le garanzie minime.

Gli esercenti il servizio di vendita possono inoltre offrire condizioni contrattuali diverse da quelle delineate dall'Autorità solo se più favorevoli ai clienti. Tali condizioni non possono comportare oneri aggiuntivi per i clienti che sceglieranno opzioni tariffarie base, e devono essere tali da non creare discriminazione tra i clienti ai quali sono riconosciuti i medesimi diritti.

Le condizioni contrattuali del servizio di vendita, che assumono particolare rilevanza per il cliente finale e che pertanto l'Autorità ha ritenuto necessario regolare, sono:

- periodicità di lettura dei gruppi di misura;
- periodicità e modalità di fatturazione e di pagamento;
- penalità in caso di ritardato o mancato pagamento;
- condizioni, modalità e tempi di sospensione della fornitura da parte dell'esercente;
- rateizzazione dei corrispettivi dovuti dai clienti;
- forme di garanzia;
- modalità di reclamo.

I contenuti della direttiva rispetto ai temi sopra elencati sono sintetizzati nel riquadro seguente.

Le condizioni di fornitura per i clienti finali**Periodicità di lettura dei misuratori**

La periodicità di lettura del contatore varia in funzione dei consumi medi annui del cliente. Il cliente deve avere però la possibilità di verificare autonomamente la lettura del proprio contatore e comunicarla con le modalità messe a disposizione dall'esercente il servizio.

La mancata lettura di un gruppo di misura accessibile (cioè di un gruppo di misura al quale l'esercente può sempre accedere senza che sia richiesta la presenza del cliente finale o di altra persona da questi deputata per consentire l'accesso al luogo in cui è collocato) comporta che l'esercente fatturi al cliente, nelle bollette di acconto successive alla mancata lettura, importi ridotti del 10 per cento di ogni bolletta emessa. Nello stesso caso, qualora il successivo conguaglio sia a debito del cliente, questo è diminuito, a titolo di indennizzo, di dieci punti percentuali per ogni lettura non effettuata.

Periodicità e modalità di fatturazione e di pagamento

La periodicità minima di fatturazione varia in funzione dei consumi medi annui del cliente. L'esercente può emettere fatture d'acconto o a stima utilizzando modalità di calcolo che riducano al minimo lo scostamento tra consumi presunti e reali, oltre che rispettando l'obbligo di inviare ogni anno un certo numero di fatture di conguaglio. Il cliente ha 20 giorni di tempo per pagare la bolletta dal giorno della sua emissione. Deve essere messa a disposizione almeno una modalità di pagamento gratuito della bolletta.

Interessi di mora

Nel caso di ritardo nel pagamento della bolletta il cliente deve corrispondere all'esercente un interesse pari al tasso di riferimento aumentato di 3,5 punti percentuali.

Condizioni, modalità e tempi di distacco della fornitura

L'esercente non può effettuare la sospensione della fornitura in alcune specifiche situazioni: quando il debito del cliente sia inferiore o uguale al deposito cauzionale versato; nei giorni festivi e prefestivi; quando, nel caso di esercenti multiservizio, il cliente sia moroso per una fornitura diversa dal gas; quando il contratto preveda fattispecie generiche e non dettagliate; quando non sia stato sottoscritto il contratto di vendita; nel caso in cui, pur essendo scaduto il termine per il pagamento della bolletta, il versamento del corrispettivo sia effettuato e comunicato all'esercente nei termini e con le modalità indicate dall'esercente stesso, ma non sia stato ancora trasmesso a quest'ultimo per causa non imputabile al cliente.

Rateizzazione dei corrispettivi

In caso di conguagli particolarmente elevati, il cliente con consumi medi annui fino a 5.000 mc può ottenere di pagare il corrispettivo con rate successive. Per tutti i clienti la rateizzazione è anche prevista nel caso di conguagli di consumi dovuti a malfunzionamento del contatore o a mancata lettura di contatori accessibili. Il debito rateizzabile deve comunque essere superiore a 50 euro. Il numero delle rate è almeno pari al numero di bollette in acconto o a stima che hanno preceduto quella di conguaglio e comunque non inferiore a due. Sulle somme pagate a rate i clienti devono corrispondere agli esercenti interessi pari al tasso ufficiale di riferimento.

Deposito cauzionale

L'esercente può richiedere al cliente, al momento della stipulazione del contratto, il versamento di un deposito cauzionale o di analoga garanzia. La somma depositata è fruttifera e deve essere restituita, al termine del rapporto, maggiorata degli interessi calcolati secondo il tasso legale. Il cliente non può subire un distacco per debiti il cui valore sia uguale o inferiore al deposito versato. I clienti con consumi fino a 5.000 mc, che abbiano disposto il pagamento delle bollette attraverso domiciliazione bancaria o postale, o che pagano con carta di credito, sono esentati dal versamento del deposito.

Modalità di reclamo

L'esercente deve informare i clienti sulle modalità e procedure di reclamo, rendendo anche disponibile un formulario prestampato per semplificare l'inoltro dei reclami. Tali procedure e modalità devono tener conto delle esigenze dei clienti disabili e anziani.

Sintesi dei principali indicatori relativi alle condizioni di fornitura per i clienti finali

	DA 0 A 500 mc CONSUMI MEDI ANNUI	FRA 500 E 5.000 mc CONSUMI MEDI ANNUI	OLTRE 5.000 mc CONSUMI MEDI ANNUI
PERIODICITÀ DI LETTURA	una volta all'anno	due volte all'anno	ogni mese
PERIODICITÀ DI FATTURAZIONE	almeno quadrimestrale	almeno trimestrale	almeno mensile
NUMERO ANNUO DI FATTURE DI CONGUAGLIO	almeno una all'anno	almeno due all'anno	almeno dodici
DEPOSITO CAUZIONALE	25 euro	77 euro	una mensilità di consumo

Per i clienti con consumi fino a 5.000 mc medi annui la domiciliazione bancaria sostituisce il deposito cauzionale.

L'entrata in vigore delle prescrizioni della direttiva n. 229/01 era prevista per l'1 marzo 2002; tuttavia a seguito di richiesta da parte delle principali associazioni che raggruppano gli esercenti gas, con delibera n. 21 del 31 gennaio 2002 l'Autorità ha procrastinato a due date successive (il 2 maggio e l'1 luglio 2002) tale entrata in vigore.

Il 6 marzo 2002 il TAR Lombardia, su ricorso di GAS IT, Italgas, Camuzzi, Italcogim, Rogasmet, Gestione Energetica Impianti, Bagnolo Gas e Sober Gas ha sospeso il provvedimento; il giudizio di merito è previsto per il 20 giugno.

**La conversione in euro
dei corrispettivi unitari
delle tariffe e la loro
esposizione in bolletta**

Il regolamento dell'Unione europea n. 1103, del Consiglio del 17 giugno 1997, relativo a talune disposizioni per l'introduzione dell'euro nel mercato comune, ha inserito regole di arrotondamento di importi monetari, facendo salva la possibilità che gli Stati membri introducano "altre pratiche, convenzioni o disposizioni nazionali di arrotondamento che offrano un maggior grado di precisione nei calcoli intermedi".

Il decreto legislativo 24 giugno 1998, n. 213, recante disposizioni per l'introduzione dell'euro nell'ordinamento nazionale, a norma dell'art. 1, comma 1, della legge 17 dicembre 1997, n. 433, all'art. 4 prevede che "a decorrere dall'1 gennaio 1999, quando un importo in lire contenuto in norme vigenti, ivi comprese quelle che stabiliscono tariffe, prezzi amministrati o comunque imposti, non costituisce autonomo importo monetario da pagare o contabilizzare e occorre convertirlo in euro, l'importo convertito va utilizzato con almeno:

- cinque cifre decimali per gli importi originariamente espressi in unità di lire;
- quattro cifre decimali per gli importi originariamente espressi in decine di lire;
- tre cifre decimali per gli importi originariamente espressi in centinaia di lire;
- due cifre decimali per gli importi originariamente espressi in migliaia di lire".

Nella relazione illustrativa dello stesso provvedimento si chiarisce che "la questione dell'utilizzo di un numero di decimali pari a due nei calcoli intermedi si pone in particolare per quelle monete la cui unità divisionale minima, con il passaggio all'euro, cresce sensibilmente. Tra queste rientra senz'altro la lira, la cui unità divisionale minima (1 lira) cresce circa 19-20 volte (infatti un centesimo di euro corrisponde a 19-20 lire). Ciò comporta marcati problemi quando occorre convertire in euro importi in lire di ammontare modesto, inferiori alle decine di migliaia di lire. (...) Infatti, se in questi casi non si regolasse diversamente la questione, imponendo (...) l'uso di un numero di decimali di euro supe-

riore a due dell'importo convertito in euro, si otterrebbero significativi scostamenti percentuali tra gli importi espressi nelle due monete".

A seguito di questa constatazione, il legislatore ha ritenuto necessario imporre, laddove le circostanze lo richiedano, l'uso di un numero di decimali in euro superiore a due, tanto maggiore quanto minore è l'importo in lire da convertire, in modo tale da rendere accettabile lo scarto percentuale tra l'importo espresso in lire e quello espresso in euro.

L'Autorità, con la delibera del 21 giugno 2001, n. 136, ha scelto di dare indicazione agli esercenti il servizio di distribuzione e vendita elettrico e gas di convertire in euro i corrispettivi unitari in lire relativi a tariffe, prezzi amministrati o comunque imposti (così come previsti dalle norme vigenti, o in norme non più in vigore da applicare in sede di rettifiche o di conguagli) utilizzando sempre 6 cifre decimali. Questo indipendentemente dal criterio individuato dal comma 1 del decreto legislativo n. 213/98, estendendo la salvaguardia dei clienti finali e realizzando la migliore approssimazione nella conversione che tale scelta consente.

I calcoli effettuati hanno portato, infatti, a ritenere con ragionevole certezza che con l'utilizzo di 6 decimali, per qualunque corrispettivo unitario, estendendo i criteri proposti dall'art. 4 del decreto legislativo n. 213/98, scostamenti rispetto al valore di partenza in lire causati dal passaggio da lire a euro e dalla successiva riconversione in lire siano insignificanti o nulli (nell'ordine di 0,001 lire). Inoltre, soprattutto in sede di conguaglio (e quindi di fatturazioni complesse in cui entrano più corrispettivi diversi) verranno significativamente ridotti i problemi di arrotondamento dell'ammontare finale.

L'Autorità ha inoltre ritenuto che i corrispettivi unitari in euro a 6 decimali siano meglio comprensibili dal consumatore se espressi in centesimi di euro, cioè in una unità di misura che corrisponde anche concretamente alle monete che il consumatore si trova in tasca. Il riferimento al centesimo di euro risulta in questo caso più immediato e trasparente. Quindi, per quanto riguarda l'esposizione dei corrispettivi unitari convertiti in bolletta, l'Autorità ha richiesto che in via prioritaria questi ultimi siano espressi in centesimi di euro con 4 decimali, fatta salva comunque la possibilità per gli esercenti di poter ricorrere anche alla esposizione degli stessi in euro con 6 decimali.

La delibera n. 136/01 prevede inoltre che i calcoli intermedi vengano effettuati utilizzando i corrispettivi unitari convertiti con 6 decimali, mentre gli autonomi importi da pagare o contabilizzare vengono espressi e utilizzati in euro a 2 decimali.

I contenuti della delibera n. 136/01 sono poi risultati del tutto coerenti con le indicazioni impartite dal CIPE (Comitato interministeriale per la programmazione economica) con la direttiva n. 90 del novembre 2001.

Il protocollo d'intesa con il CNCU

Il 17 ottobre 2001 è stato sottoscritto congiuntamente fra l'Autorità e il Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (CNCU) un protocollo d'intesa con l'obiettivo di valorizzare e promuovere l'azione delle associazioni dei consumatori e degli utenti nei settori regolati e di informare i consumatori sui loro diritti. Il CNCU è stato costituito ai sensi della legge 30 luglio 1998, n. 281, con il compito istituzionale di:

- esprimere pareri, ove richiesto, sugli schemi di disegni di legge del Governo, nonché sui disegni di legge di iniziativa parlamentare e sugli schemi di regolamenti che riguardino i diritti e gli interessi dei consumatori e degli utenti;
- formulare proposte in materia di tutela dei consumatori e degli utenti, anche in riferimento ai programmi e alle politiche comunitarie;
- promuovere studi, ricerche e conferenze sui problemi del consumo e sui diritti dei consumatori e degli utenti, e il controllo della qualità e della sicurezza dei prodotti e dei servizi;
- elaborare programmi per la diffusione delle informazioni presso i consumatori e gli utenti;
- favorire iniziative volte a promuovere il potenziamento dell'accesso dei consumatori e degli utenti ai mezzi di giustizia previsti per la soluzione delle controversie;
- favorire ogni forma di raccordo e coordinamento tra le politiche nazionali e regionali in materia di tutela dei consumatori e degli utenti, assumendo anche iniziative dirette a promuovere la più ampia rappresentanza degli interessi dei consumatori e degli utenti nell'ambito delle autonomie locali;
- stabilire rapporti con analoghi organismi pubblici o privati di altri paesi e dell'Unione europea.

Il protocollo d'intesa fra l'Autorità e il CNCU prevede:

- consultazione delle associazioni prima dell'emanazione da parte dell'Autorità di provvedimenti di interesse generale, e informazione delle stesse attraverso incontri periodici;
- informazione dei consumatori sui servizi elettrico e gas, attraverso la realizzazione di strumenti *ad hoc*;

- formazione, rivolta essenzialmente al personale delle associazioni che opera a contatto col pubblico, sulla regolamentazione emanata dall'Autorità (tariffe, qualità, condizioni contrattuali, tutela dei diritti);
- valorizzazione del monitoraggio dei servizi svolto dalle associazioni;
- possibile sperimentazione e sviluppo di forme stragiudiziali di soluzione delle controversie.

La progettazione e lo sviluppo delle attività sono affidate a un gruppo di lavoro congiunto fra Autorità e CNCU. Il gruppo di lavoro ha iniziato la sua attività il 7 marzo 2002 e ha avviato le seguenti iniziative: giornate di formazione riservate ai formatori delle associazioni dei consumatori, una campagna di informazione sui diritti degli utenti del servizio elettrico e gas.

L'EFFICIENZA ENERGETICA NEGLI USI FINALI, IL RISPARMIO ENERGETICO E LO SVILUPPO DI FONTI RINNOVABILI

Gli impegni assunti dall'Italia nell'ambito del Protocollo di Kyoto, unitamente alle preoccupazioni su possibili conseguenze ambientali negative del processo di apertura dei mercati energetici alla concorrenza, hanno contribuito ad aumentare l'attenzione sul ruolo dell'efficienza energetica negli usi finali, nel perseguimento di obiettivi di contenimento delle emissioni di gas di serra.

Con riferimento all'uso efficiente delle risorse, l'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 9 maggio 2001, n. 79, e l'art. 16, comma 4, del decreto legislativo n. 164/00, hanno previsto rispettivamente che tra gli obblighi connessi al servizio di distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale vi sia quello di perseguire l'efficienza energetica negli usi finali secondo obiettivi quantitativi da definirsi in un successivo decreto ministeriale. I decreti 24 aprile 2001 emanati dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministero dell'ambiente hanno risposto a tale previsione.

I decreti ministeriali 24 aprile 2001

Gli obiettivi

I decreti 24 aprile 2001 fissano obiettivi nazionali annuali di contenimento dei consumi di energia primaria per il periodo 2002-2006 come riportato nella tavola seguente. Almeno la metà di questi obiettivi dovrà essere perseguita attraverso interventi di riduzione dei consumi negli usi finali di energia elettrica e di gas naturale².

2 Il fattore di conversione dei kWh in tep è fissato dai decreti per il primo anno di applicazione ($1 \text{ kWh} = 0,22 \times 10^{-3} \text{ tep}$) e può essere successivamente aggiornato dall'Autorità in funzione dei miglioramenti di efficienza conseguibili dalle tecnologie di generazione termoelettrica. L'Autorità determina anche i poteri calorifici inferiori dei combustibili.

TAV. 5.34 OBIETTIVI QUANTITATIVI NAZIONALI

ANNO	OBIETTIVO (MTEP/ANNO)	
	DISTRIBUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA	DISTRIBUZIONE DI GAS
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

Il raggiungimento di questi obiettivi produce una riduzione dei consumi complessivi di energia, rispetto al livello che essi avrebbero altrimenti mostrato.

Gli obiettivi nazionali vengono ripartiti tra i distributori di energia elettrica e di gas in proporzione alla quantità, autocertificata, di energia elettrica o di gas naturale distribuita ai clienti finali in rapporto al totale nazionale, comunicato annualmente dall'Autorità. Entrambe le grandezze sono conteggiate nell'anno precedente.

Fino all'emanazione di un successivo decreto dei due ministeri competenti, sono soggetti agli obblighi stabiliti dai due decreti solamente i distributori e le imprese di distribuzione che forniscono almeno 100.000 clienti finali alla data del 31 dicembre 2001. Si tratta nel complesso di circa 30 distributori.

Anche per il singolo distributore, non meno del 50 per cento dell'obiettivo annuale deve essere ottenuto attraverso interventi di riduzione dei consumi del vettore energetico fornito. I distributori sono inoltre tenuti al rispetto di obblighi sia di informazione delle regioni o province autonome interessate, sia di coordinamento delle proprie iniziative volte al conseguimento degli obiettivi specifici a essi assegnati, tenendo conto degli indirizzi di programmazione energetico/ambientale regionale e locale.

Per garantire una certa gradualità nell'avvio del meccanismo, limitatamente all'anno 2002 è previsto che i distributori possano contabilizzare risparmi energetici prodotti da progetti realizzati nel 2001, a patto che questi siano stati oggetto di accordo con la pubblica amministrazione e previo parere conforme dell'Autorità. Inoltre, eventuali deficit di risparmio rispetto all'obiettivo specifico possono essere compensati nei due anni successivi (2003 e 2004) senza per questo incorrere in alcuna sanzione.

I progetti ammissibili

Gli obiettivi di risparmio energetico devono essere raggiunti attraverso la predisposizione di interventi, o “progetti”, i cui risultati in termini di energia primaria risparmiata sono valutati sulla base di apposite *Linee guida* predisposte e pubblicate dall’Autorità, sentite le regioni e le province autonome e a seguito di consultazione dei soggetti interessati.

Le tipologie di intervento tipicamente ammissibili ai fini del conseguimento degli obiettivi fissati dal legislatore sono elencate nell'allegato I a entrambi i decreti. Sono esplicitamente esclusi i progetti orientati al miglioramento dell'efficienza energetica relativi agli impianti di generazione di energia elettrica³. Ogni progetto genera un risultato di energia primaria risparmiata per un massimo di cinque anni⁴.

I progetti possono essere realizzati direttamente dai distributori, anche attraverso società da loro controllate, ovvero da società terze operanti nel settore dei servizi energetici (autonomamente o per conto dei distributori).

I titoli di efficienza energetica

Ogni anno l’Autorità dovrà valutare e certificare i risparmi energetici ottenuti da tutti i singoli progetti. La certificazione avverrà attraverso l'emissione di Titoli di efficienza energetica (TEE) il cui valore sarà espresso in termini di energia primaria risparmiata (tep).

I TEE possono essere scambiati tra gli operatori attraverso contratti bilaterali, ovvero nel mercato dei titoli che sarà appositamente organizzato dal Gestore del mercato unitamente alle regole di funzionamento del mercato stesso, d'intesa con l'Autorità.

La possibilità di scambiare TEE consentirà ai distributori, che incorrerebbero in costi marginali relativamente elevati per il risparmio di energia negli usi finali attraverso la realizzazione di progetti, di acquistare (in sostituzione alla realizzazione di progetti) titoli di efficienza energetica da quei soggetti che invece presentano costi marginali di risparmio relativamente inferiori, e che pertanto avranno convenienza a vendere i propri titoli sul mercato. Lo sviluppo del mercato dei TEE è pertanto di fondamentale importanza per contenere i costi complessivamente sostenuti dai distributori e dalle società terze operanti nel settore dei servizi energetici (le cosiddette *Energy Services Companies* o ESCO) per il conseguimento degli obiettivi quantitativi fissati dai decreti.

3 Fanno eccezione gli impianti fotovoltaici di potenza inferiore ai 20 kW.

4 Sono inoltre previste specifiche modalità di certificazione dei prodotti, apparecchi o componenti di impianti utilizzati nell'ambito dei progetti o dei quali sia comunque promosso l'impiego.

I controlli, le verifiche e le sanzioni

Per verificare che i progetti siano stati effettivamente realizzati conformemente ai criteri stabiliti nei decreti e nelle *Linee guida* emanate dall'Autorità, questa svolgerà appositi controlli, anche a campione.

La verifica del conseguimento degli obiettivi quantitativi assegnati dai decreti ai singoli distributori verrà effettuata annualmente dall'Autorità sulla base della trasmissione, da parte degli stessi distributori, dei TEE relativi all'anno precedente.

Il mancato conseguimento degli obiettivi quantitativi da parte dei singoli distributori soggetti all'obbligo viene sanzionato. Le sanzioni vengono definite e applicate dall'Autorità.

Il recupero dei costi sostenuti

I decreti prevedono la possibilità che i costi sostenuti dai distributori per la realizzazione dei progetti predisposti ai fini del rispetto degli obiettivi quantitativi loro assegnati possano essere finanziati, per la parte non coperta da altre risorse, attraverso le tariffe di trasporto dell'energia elettrica e del gas secondo criteri stabiliti dall'Autorità. Tali criteri dovranno anche tenere conto degli "eventuali incrementi o diminuzioni di profitto connessi alla maggiore o minore vendita di energia elettrica/gas conseguente alla realizzazione dei progetti".

Le proposte dell'Autorità

Nell'aprile 2002 l'Autorità ha diffuso un documento di consultazione contenente le proposte per l'attuazione dei decreti ministeriali 24 aprile 2001. Nel definire le proposte, l'Autorità ha perseguito 4 obiettivi principali:

- dare certezza e affidabilità agli operatori, in modo da favorire la più ampia diffusione possibile dei progetti di efficienza energetica;
- semplificare le procedure di valutazione e di controllo dei risultati dei progetti, in modo da minimizzare le esigenze di misurazione e controllo, pur mantenendo una ragionevole precisione delle stime dei risultati;
- favorire lo sviluppo del mercato dei titoli di efficienza energetica, garantendo la massima semplicità e trasparenza, agevolando l'accesso al mercato del più ampio numero di soggetti possibile, promuovendo la flessibilità;
- contribuire alla eliminazione degli attriti che frenano lo sviluppo del mercato dei prodotti e dei servizi energetici, promuovendo al contempo l'efficienza e l'innovazione tecnologica.

Criteri per la preparazione, esecuzione, valutazione e controllo dei progetti di risparmio energetico

L'Autorità propone che i soggetti che possono realizzare progetti per l'efficienza energetica si occupino di ottenere eventuali autorizzazioni e permessi richiesti dalla normativa vigente conservando la relativa documentazione tecnica, che potrà essere richiesta in sede di controlli a campione. Viene altresì proposto di definire una taglia minima per ogni intervento ammissibile al fine del conseguimento degli obiettivi fissati dai decreti. Le modalità di esecuzione dei progetti non dovranno risultare né di ostacolo allo sviluppo della concorrenza né discriminatorie nei confronti delle diverse tipologie di clienti.

Valutazione dei risparmi

Vengono proposti tre approcci di valutazione dei risparmi conseguiti dai progetti realizzati nell'ambito dei decreti:

- valutazione standardizzata;
- valutazione ingegneristica;
- valutazione consuntiva basata su piani di monitoraggio energetico, approvati tramite verifica preliminare di conformità alle disposizioni dei decreti e delle *Linee guida*, ai sensi dell'art. 5, comma 7, dei decreti.

I metodi valutazione standardizzata sono definiti per alcune tipologie di intervento ripetibili su larga scala, e che permettono di stabilire il risparmio medio ottenibile per ogni unità fisica di riferimento (apparecchiatura ad alta efficienza installata o della quale si è promossa l'installazione), date determinate condizioni. Il ricorso a tali metodi standardizzati permette di ridurre al minimo non solo i requisiti in materia di preparazione dei progetti, ma anche la documentazione richiesta per la certificazione dei risultati.

I metodi di valutazione ingegneristica sono basati sulla identificazione di un algoritmo di stima dei risparmi di energia primaria, i cui risultati dipendono dai valori consuntivi non solo di unità installate ma anche di parametri di utilizzo; tali valori dovranno essere adeguatamente registrati nel corso della vita del progetto. Per le tipologie di intervento per le quali sono disponibili metodi di valutazione ingegneristica saranno quindi richieste agli operatori la rilevazione di uno o più parametri, relativi in particolare all'utilizzo delle tecnologie installate (per esempio, numero di ore di funzionamento, fattore di carico medio ecc.) e la predisposizione a consuntivo di una documentazione maggiore rispetto a quanto previsto per i metodi standardizzati, allo scopo di comprovare i risparmi ottenuti⁵.

⁵ Nell'appendice B al documento di consultazione è contenuta una scheda esemplificativa di applicazione di questo metodo.

I metodi di valutazione consuntiva, basati su piani di monitoraggio energetico, si applicano alle tipologie di progetti per le quali non sono disponibili metodi di valutazione definiti dall'Autorità (standardizzati o ingegneristici). L'Autorità propone che in tali casi debba essere effettuata una verifica preliminare di conformità del piano di monitoraggio alle disposizioni dei decreti e delle *Linee guida* ai sensi dell'art. 5, comma 7, dei decreti.

In tutti i casi, l'Autorità stabilisce che il risparmio energetico debba essere ottenuto a parità di servizio energetico reso all'utenza.

Per la valutazione standardizzata e ingegneristica l'Autorità indicherà la tecnologia di riferimento rispetto a cui vengono valutati i risparmi conseguiti dal singolo progetto. Per le tipologie di progetti per le quali sono disponibili schede di valutazione standardizzata l'Autorità definisce inoltre:

- i coefficienti correttivi per risparmi non addizionali, che consentono di depurare i risparmi lordi attribuiti all'intervento dai risparmi conseguiti da quegli utenti che hanno partecipato al progetto per convenienza economica, ma che avrebbero comunque fatto scelte di consumo simili anche in assenza del progetto;
- i coefficienti correttivi per modalità di consegna diverse dall'installazione diretta degli apparecchi ad alta efficienza (per esempio, semplice vendita senza installazione o invio di buoni di acquisto);
- una taglia di progetto fissata in termini di numero minimo di unità fisiche di riferimento (per esempio, numero di apparecchi installati).

Al fine di considerare l'impatto di fattori tecnici e comportamentali sul perdurare nel tempo dei risparmi conseguibili attraverso tali progetti, l'Autorità propone che, per i quattro anni successivi a quello di avvio dell'intervento, sia considerata una persistenza dei risparmi in una misura compresa tra il 100 e il 95 per cento rispetto all'anno precedente, in funzione delle diverse tipologie di intervento (per esempio, progetti di tipo attivo e progetti di tipo passivo).

Tutti i coefficienti e parametri utilizzati per definire i valori unitari di risparmio energetico attribuibili alle diverse tipologie di progetto saranno oggetto di verifica continua da parte dell'Autorità e potranno essere aggiornati.

Per i progetti per i quali è necessario ricorrere a metodi di valutazione consuntiva, la definizione della tecnologia di riferimento e dei fattori correttivi dovrà essere effettuata e debitamente documentata dal soggetto che attua l'intervento e non potrà basarsi su parametri standard. Anche la persistenza dei

risparmi nell'arco dei cinque anni di vita utile dei progetti dovrà essere misurata direttamente. La taglia minima di progetto verrà invece determinata dall'Autorità e fissata in termini di unità energetiche.

Per tutti i progetti che prevedono campagne di informazione, formazione, sensibilizzazione e promozione come misure accompagnatorie, l'Autorità propone di attribuire a priori un valore standard ai benefici incrementali conseguibili attraverso tali misure; esso verrà fissato a seguito del processo di consultazione e potrà essere differenziato per tipologia di intervento. Per le campagne di informazione, promozione e sensibilizzazione che costituiscono progetti a se stanti, l'Autorità propone invece che sia sempre utilizzato il metodo della valutazione consuntiva.

Criteri per la parziale copertura tariffaria dei costi sostenuti per la realizzazione dei progetti

L'Autorità propone che i distributori abbiano la possibilità di recuperare, attraverso lo strumento tariffario, la parte non coperta da altre risorse dei costi sostenuti per il conseguimento degli obiettivi quantitativi loro imposti.

Il riconoscimento sarà basato su parametri standard e quindi tali da promuovere l'efficienza nella realizzazione dei progetti di risparmio energetico. Il parametro standard sarà costituito dal costo medio riconosciuto per unità di energia risparmiata, espresso in euro/tep; inoltre verrà fissato con riferimento al costo medio evitato di acquisto di quell'unità di energia, a una *proxi* del costo ambientale evitato attraverso il risparmio di quell'unità di energia, alla quota dei costi relativi alla realizzazione dei progetti che dovrà essere coperta, in media, attraverso altre risorse, e infine alle stime disponibili circa il costo medio di risparmio energetico per alcune tipologie di progetti⁶.

Per favorire la riduzione dei consumi finali, si propone che il riconoscimento sia limitato ai risparmi di energia primaria, ottenuti attraverso progetti di riduzione dei consumi di energia elettrica o di gas, e che avvenga fino all'occorrenza degli obiettivi specifici dei decreti imposti ai singoli distributori.

6 Cfr. F. Krause, *Strategie ed interventi per la riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra attraverso misure di efficienza negli usi finali di energia elettrica*, ANPA, Agenzia Nazionale per la Protezione dell'Ambiente, Roma, 1998.

Per quanto attiene agli *"eventuali incrementi o diminuzioni di profitto o di perdita economica connessi alla maggiore o minore vendita di energia elettrica o di gas conseguente alla realizzazione dei progetti"*, l'Autorità ritiene che, per effetto delle strutture tariffarie del servizio di trasporto dell'energia elettrica e di distribuzione del gas naturale, definite rispettivamente dalle delibere dell'Autorità 18 ottobre 2001, n. 228, e n. 237/00, tali profitti e perdite siano nulli.

Meccanismo e procedura di prelievo

L'Autorità propone che il prelievo venga effettuato sulla quota variabile e su base presuntiva, con congruagli da realizzarsi al termine del processo di verifica del conseguimento degli obiettivi a carico dei singoli distributori.

I titoli di efficienza: soggetti beneficiari

Al fine di favorire l'accesso al mercato dei TEE al più ampio numero di soggetti possibile, l'Autorità propone che abbiano diritto ai titoli anche i distributori non sottoposti a obblighi. Inoltre, si propone che valgano per le ESCO gli ordinari requisiti minimi previsti per le organizzazioni costituite in forma societaria.

I titoli di efficienza: tipologia di titoli

In conformità con quanto stabilito dai decreti viene proposto che l'Autorità emetta tre tipi di titoli, in relazione ai diversi obiettivi dei distributori e caratterizzati da differenti gradi di fungibilità tra di loro:

- titoli di tipo 1, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso riduzione dei consumi di energia elettrica;
- titoli di tipo 2, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso la riduzione dei consumi di gas naturale;
- titoli di tipo 3, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso riduzione dei consumi di altri combustibili fossili.

L'Autorità propone inoltre che i titoli abbiano una vita utile pari a cinque anni, calcolati a partire dalla data di emissione. In tal modo i distributori hanno la possibilità di utilizzare titoli eventualmente detenuti in eccesso rispetto al proprio obiettivo specifico di un anno, per conseguire gli obiettivi specifici nei quattro anni successivi. Tale possibilità garantisce una certa flessibilità e contribuisce a limitare la volatilità del prezzo dei titoli.

Verifica del conseguimento degli obiettivi e sanzioni per inadempienza: valore della sanzione

L'Autorità propone di definire la sanzione per inadempienza in termini unitari (euro/tep non risparmiato) e che il valore unitario sia pari al maggior valore tra un parametro da definirsi, in seguito al processo di consultazione, e il prezzo medio di mercato dei TEE registrato nell'anno al quale fa riferimento l'inadempienza, moltiplicato per un coefficiente superiore a uno. Tali valori di riferimento sono da intendersi come aggiornabili. Al fine di rendere coerente il disegno del meccanismo sanzionatorio con l'impianto dei decreti, l'Autorità propone inoltre di differenziare la sanzione da irrogare nel caso di inadempienza all'obiettivo complessivo annuo assegnato a ciascun distributore, da quella per inadempienza all'obbligo di conseguire almeno il 50 per cento di tale obiettivo attraverso riduzioni nei consumi finali del vettore energetico distribuito.

Per tenere conto del fatto che il raggiungimento degli obiettivi di risparmio di energia primaria dipende anche dalla risposta dei clienti alle proposte formulate dai distributori e dalle ESCO, l'Autorità propone che nel comminare le eventuali sanzioni si tenga conto, almeno nei primi anni di attuazione, del rapporto tra il totale dei risparmi raggiunti e l'obiettivo totale. Nel caso in cui questo rapporto assuma valori inferiori a 1, le eventuali sanzioni comminate ai distributori che non raggiungono il proprio obiettivo specifico potrebbero essere ridotte in proporzione al mancato raggiungimento dell'obiettivo totale.

Per favorire la flessibilità nel raggiungimento degli obiettivi annuali assegnati ai singoli distributori, il documento propone di prevedere una procedura di irrogazione di sanzioni che comprenda come primo passo una sorta di "raccomandazione" o "diffida", rivolta agli esercenti che non rispettano il proprio obiettivo annuale, a compensare nell'anno successivo a quello al quale l'obiettivo si riferisce. In tal modo gli obiettivi annuali avrebbero tutti una flessibilità intertemporale di almeno 2 anni (3 anni per il 2002).

Verifica del conseguimento degli obiettivi e sanzioni per inadempienza: modalità di irrogazione

La sanzione potrà venire irrogata in un'unica somma, ovvero attraverso una decurtazione del costo totale riconosciuto di un ammontare pari a quello stabilito per la sanzione. Infine, l'Autorità potrà irrogare sanzioni ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettere c) e d), della legge n. 481/95, per inadempienza ai propri provvedimenti, incluse le *Linee guida*, o in caso di trasmissione all'Autorità di informazioni e dati non veritieri.