



*Autorità per l'energia elettrica e il gas*

**INDAGINE CONOSCITIVA SUL RIASSETTO DEL  
MERCATO DEL GAS**

**(in vista dell'esame dello schema di decreto legislativo  
di attuazione della direttiva 98/30/CE concernente  
norme comuni per il mercato interno del gas)**

**Memoria per l'audizione del 14 marzo 2000 davanti alla X Commissione  
Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati**

**Memoria presentata per l'Autorità per l'energia elettrica e il gas**  
**dal Presidente prof. Pippo Ranci**

Onorevole Presidente, Onorevoli Deputati,

Ringrazio anche a nome degli altri due componenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas qui presenti, il prof. Giuseppe Ammassari e il prof. Sergio Garribba, la Commissione Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati per l'opportunità offerta da questa audizione che ci consente di offrire il nostro contributo ad un tema così importante come il recepimento e l'attuazione nell'ordinamento legislativo nazionale della direttiva 98/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 giugno 1998, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale (di seguito: direttiva europea 98/30/CE).

L'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144 ha delegato il Governo a emanare uno o più decreti legislativi per dare attuazione alla direttiva europea 98/30/CE prevedendo che “l'apertura del mercato del gas naturale avvenga nel quadro di regole che garantiscano, nel rispetto dei poteri dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, lo svolgimento del servizio pubblico, compresi i relativi obblighi, l'universalità, la qualità e la sicurezza del medesimo, l'interconnessione e l'interoperabilità dei sistemi”.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ritiene che le norme e le disposizioni contenute nello schema di decreto legislativo deliberato dal Consiglio dei ministri, e trasmesso per l'espressione del parere a questa Commissione parlamentare, costituiscano una solida base per un tempestivo e bene impostato avvio del processo di liberalizzazione del mercato del gas in Italia. Lo schema di decreto legislativo definisce priorità e strumenti per la transizione verso un mercato aperto e concorrenziale, che contribuisca alla crescita economica del Paese. La legge 14 novembre 1995, n. 481, che istituisce l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, la legge delega 17 maggio 1999, n. 144 e la direttiva europea 98/30/CE concordano infatti nel prevedere che le attività del settore del gas naturale siano svolte in un contesto di mercato aperto alla concorrenza nel quale le esigenze di servizio di pubblica utilità trovino tutela in

una regolazione attenta sia alla libertà di impresa, fonte di efficienza e di innovazione, sia alla difesa degli utenti e dei consumatori, in particolare di quelli più deboli.

## **1. Premessa**

La liberalizzazione del mercato del gas costituisce una scelta obbligata, e un'opportunità per il Paese e per le imprese al fine di :

- integrare il mercato nazionale nel mercato europeo anche per accrescere la sicurezza dell'approvvigionamento;
- conseguire maggiore efficienza nell'erogazione dei servizi con conseguente abbattimento dei costi;
- rilanciare l'imprenditorialità nel rispetto dei diritti degli utenti e della tutela dell'ambiente.

Affinché il decreto legislativo raggiunga i suoi obiettivi occorre che gli interventi previsti procedano in modo coerente tenendo conto di un triplice ordine di esigenze che si possono riassumere: nella effettiva esistenza di una pluralità di fornitori, nella possibilità per i consumatori di scegliere il proprio fornitore, e trattandosi di un sistema reticolare, nell'indipendenza e nell'accessibilità alla rete e alle sue infrastrutture. L'efficacia del processo di liberalizzazione dipende dalle soluzioni adottate e dal grado di coordinamento tra le azioni che dovranno essere sviluppate dalle diverse amministrazioni e soggetti nei rispettivi ruoli e ambiti di responsabilità.

A questo riguardo si riscontra una differenza tra attuazione della direttiva europea recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e attuazione della direttiva europea relativa al mercato interno del gas naturale. Nel primo caso si muoveva da una situazione nella quale le attività, tranne limitate eccezioni, erano sottratte alla libertà di intrapresa, ciò comportando la necessità di individuare quelle da qualificare come "libere", mentre nel secondo caso era ed è tuttora vigente la situazione opposta, non esistendo nessuna attività come tale sottoposta a riserva, e risultando di conseguenza necessario identificare, eventualmente, le attività da sottoporre a tale regime e a regolazione per esigenze di tutela degli interessi generali.

L'integrazione del mercato del gas nazionale nel mercato interno europeo rappresenta la sfida che le imprese nazionali del settore sono chiamate ad affrontare nei prossimi anni e che si

vorrebbe anche consentisse di meglio valorizzare i progetti in corso di realizzazione e gli importanti risultati già raggiunti. L'Eni Spa ha avuto un ruolo unico e decisivo nella costituzione del settore nazionale del gas, nella promozione degli usi del metano assicurando la sua distribuzione sulla maggior parte del territorio e per una parte determinante degli usi finali. Questi obiettivi sono stati conseguiti, sia sviluppando le risorse nazionali che attivando importanti flussi di importazione dai grandi paesi produttori, mediante la costruzione di imponenti opere infrastrutturali all'avanguardia tecnologica a livello internazionale.

Nel corso dell'ultimo decennio in Europa, sotto lo stimolo della deregolamentazione dei monopoli nazionali accompagnata da radicali processi di privatizzazione, dapprima nel Regno Unito e di seguito anche in Olanda, in Spagna e Germania, l'industria del gas europea appare sottoposta a mutamenti di struttura attraverso alleanze e fusioni tra imprese, partecipazioni e scorpori finalizzati a conquistare nuovi spazi di mercato o ad espandersi in settori contigui, spesso con proiezioni che superano i confini dell'Unione europea. In questo contesto dinamico è nell'interesse del Paese che il mercato del gas si liberalizzi il più velocemente possibile: tanto a vantaggio degli utenti civili, affinché possano beneficiare di prezzi inferiori e più coerenti con i costi effettivi del servizio e con le dinamiche della concorrenza internazionale, quanto degli utenti industriali, affinché possano meglio competere con i loro prodotti sui mercati internazionali, quanto infine delle stesse imprese del gas, il cui sviluppo nell'economia globale appare dipendere sempre di meno da meccanismi di promozione nazionale e sempre di più dalle capacità e iniziative imprenditoriali, e dall'efficienza con cui le imprese utilizzano le proprie risorse.

Il gas naturale è destinato ad avere un ruolo crescente nel soddisfacimento della domanda di energia dei paesi europei nel corso dei prossimi decenni a motivo della necessità di diversità delle fonti di energia primaria, e a motivo delle relativamente più favorevoli caratteristiche ambientali. E, tra i paesi europei, nelle previsioni fino all'anno 2010 l'Italia appare caratterizzata dal mercato del gas con il più elevato tasso di crescita ed elevato incremento della domanda. La nuova domanda di gas dipende in larga misura dal settore elettrico. Tempi e strumenti proposti o adottati per la liberalizzazione del settore del gas dovrebbero perciò essere compatibili e coerenti con le esigenze poste dalla liberalizzazione del mercato elettrico, come rappresentate nel decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 di attuazione della direttiva europea 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e nei provvedimenti e atti ad esso conseguenti.

I prezzi o le tariffe del gas in Italia al netto, ma anche al lordo delle imposte, indicano un differenziale a sfavore di utenti e consumatori rispetto ai prezzi medi europei e più ancora rispetto a quei paesi in cui esiste un mercato liberalizzato o in via di liberalizzazione. Parte del differenziale nel confronto con questi paesi è da attribuire al più facile accesso alle fonti di approvvigionamento e parte va attribuita a fattori strutturali e quindi alla diversa e più efficiente organizzazione delle fasi o delle attività di importazione, trasporto, modulazione, distribuzione locale e vendita.

Il recupero a favore di utenti e di consumatori di questa seconda parte del differenziale di costo e di prezzo è di conseguenza considerato come il più immediato e atteso risultato della liberalizzazione. Nella stessa direzione vanno tra l'altro il provvedimento del 22 aprile 1999, n. 52/99 con cui l'Autorità ha fissato nuovi criteri per l'indicizzazione delle tariffe, per la parte relativa al costo della materia prima, nel servizio di distribuzione dei gas a mezzo di reti urbane e il provvedimento del 22 dicembre 1999, n. 193/99 con cui l'Autorità ha ridotto di 22,6 lire per mc il prezzo della materia prima fornita dall'Eni Spa agli esercenti il servizio di distribuzione del gas.

## **2. L'offerta: come giungere ad una molteplicità di fornitori**

Lo schema di decreto legislativo prevede che l'attività di approvvigionamento del gas naturale, sia per mezzo di contratti di importazione di lungo periodo vincolati con clausole del tipo *take or pay*, sia proveniente da produzione nazionale, debba essere libera, nel rispetto delle finalità generali di salvaguardia della sicurezza del servizio del gas e dei criteri per l'accesso e l'uso della rete di trasporto nazionale. Attraverso la progressiva apertura del mercato alla concorrenza e l'ingresso di nuovi operatori si intendono promuovere e favorire l'abbattimento dei costi, la qualità e l'affidabilità del servizio e la sua ulteriore diffusione sul territorio nazionale.

La sicurezza energetica nazionale deve essere garantita dalla diversificazione delle fonti di approvvigionamento, dalla maggiore integrazione del sistema gas nazionale nel sistema gas europeo di cui si è detto, e dai rapporti di interdipendenza economica più stretti con i paesi produttori.

L'introduzione di una pluralità di fornitori in grado di creare effettiva concorrenza *upstream* è certamente il compito più arduo. Una significativa differenza tra la liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica e quello del gas sta nell'origine dei centri di produzione che nel primo caso sono collocati entro i confini dell'Unione europea (se si prescinde dai combustibili che possono essere importati), e che nel secondo caso sono prevalentemente localizzati in paesi esterni, non soggetti alla normativa europea. Tuttavia, è anche vero che l'Unione europea è circondata da diversi paesi produttori di gas e che nuove occasioni ed aree di approvvigionamento potranno essere attivate e raggiunte con la realizzazione di terminali di rigassificazione. Per la formazione di un'offerta concorrenziale devono essere superati ostacoli e impedimenti di natura politica, proprietaria e contrattuale e devono essere sanzionati gli accordi di spartizione del mercato finale, che si inseriscono nella catena che dalla produzione e dalle importazioni lega le imprese del gas naturale allo stoccaggio e al trasporto fino alla distribuzione finale. Il passaggio dal monopolio alla concorrenza richiede pertanto il ricorso a strumenti specifici e transitori come scissioni di imprese, cessioni di capacità di produzione o di contratti di importazione, limiti alle quote di mercato. Tale principio è stato seguito in altri casi e paesi, tra tutti si può citare la Gran Bretagna, al fine di creare un'offerta concorrenziale.

Lo schema di decreto legislativo prevede un doppio vincolo e impone che dopo l'1 gennaio 2003 nessun soggetto, anche attraverso le società di cui detiene il controllo, possa superare un limite o un tetto pari al 70% per quanto riguarda le immissioni di gas nella rete ad alta pressione, vale a dire la somma di importazioni e di produzione nazionale, e un tetto pari al 50% del mercato per quanto concerne la vendita sul mercato finale, ciò al netto delle perdite e dell'autoconsumo. Questi limiti o tetti sono chiaramente una misura che deve accompagnarsi ad altre al fine di promuovere la concorrenza.

Vi è da chiedersi da un lato quanto siano incidenti sul ruolo che l'Eni Spa continuerà ad assolvere, i limiti alla quota di mercato e dall'altro lato se, anche in presenza di tetti che evitino la permanenza o la formazione di posizioni dominanti, vi siano ulteriori barriere che in qualche modo possono ostacolare l'ingresso di nuovi entranti.

Stime preliminari dell'Autorità indicano che i tetti previsti dallo schema di decreto legislativo non sarebbero difficili da rispettare e probabilmente non richiederebbero significative modifiche degli impegni *take or pay* nei contratti dell'Eni Spa. Il tetto del 50 % sulle vendite nel mercato finale, al netto delle perdite e delle quantità autoconsumate, nell'ipotesi di una crescita contenuta della domanda, vincola nel 2003 il volume del gas venduto dall'Eni Spa e

dalle società sue controllate a poco meno di 40,3 miliardi di mc. Lo stesso vincolo si abbasserebbe a 35,1 miliardi di mc se si applicasse, a parità di altre condizioni, il tetto sulle immissioni in rete del 70%. Si avrebbe in questo caso un volume di vendite inferiore, sia pure non di molto, al volume di vendite complessivo previsto per l'anno 2000 per l'Eni Spa, che è stimato pari a 39,4 miliardi di mc.

L'applicazione del tetto del 70 % sulle immissioni richiederebbe che l'Eni Spa riducesse le importazioni al di sotto del minimo ammesso dagli obblighi di "*take or pay*" nella misura di circa 6,5 miliardi di mc nel 2003 e 1,2 miliardi di mc nel 2005. Il tetto del 70 % non rappresenterebbe più un vincolo nel 2008 e oltre tale data. Questi risultati evidenziano che nei primi anni di applicazione del tetto, l'Eni Spa potrebbe chiedere una deroga all'accesso al sistema al fine di non incorrere in danni economici dovuti agli obblighi indotti dalle clausole di *take or pay*. Tuttavia, l'Eni Spa, valutando la consistenza della domanda, potrebbe agevolmente superare il problema mediante la combinazione di diverse misure: rinviando le importazioni di qualche anno nel futuro (con operazioni di *make up*), riducendo o vendendo ad altri operatori frazioni della produzione nazionale, o collocando il gas in eccesso su altri mercati o presso altri operatori.

In un mercato europeo integrato è da prevedere che anche in seguito ad iniziative della stessa Commissione europea i contratti *take or pay* possano essere progressivamente modificati affinché si provveda alla rinegoziazione e si rendano meno stringenti alcune clausole limitative della concorrenza che oggi contengono, come ad esempio il vincolo a non cedere il gas al di fuori del territorio nazionale del paese acquirente.

Ma l'ingresso di nuovi operatori nella fase di approvvigionamento primario incontrerebbe anche altri ostacoli che dovrebbero essere rimossi. Da un lato vi sono i requisiti stringenti (e al limite discrezionali) del meccanismo previsto dal decreto legislativo per il rilascio delle autorizzazioni per le importazioni da paesi non Membri dell'Unione europea. Lo stesso tipo di autorizzazione si applicherebbe ad importazioni con caratteri tra di loro molto diversi, come l'importazione da gasdotti esistenti, da nuovi gasdotti e da terminali di rigassificazione. Dall'altro lato le norme previste dal decreto per la tutela della concorrenza potrebbero da sole non risultare sufficienti nonostante l'efficacia degli interventi dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato. Un più incisivo ruolo del sistema di regolazione eviterebbe che venga consolidata nei fatti una posizione di quasi monopolio che prima non aveva veste giuridica in una fase del settore del gas che il decreto legislativo vuole per contro aperta alla concorrenza.

Un ulteriore limite all'introduzione della concorrenza nel mercato del gas è rappresentato dall'obbligo per i nuovi entranti di dotarsi di capacità di stoccaggio, sia strategico che di modulazione, con ubicazione esclusiva nel territorio nazionale, quando invece si stanno presentando opportunità per l'acquisto di servizi di stoccaggio a prezzi competitivi in altri paesi europei. Va rilevato che il corrispettivo per lo stoccaggio strategico a carico dei soggetti importatori non verrebbe stabilito sulla base di tariffe determinate dall'Autorità, come nel caso degli stoccaggi di modulazione, ma lasciato alla libera contrattazione tra le parti o, nel caso di vendite alla frontiera, inglobato in modo non del tutto trasparente nel prezzo della materia prima importata.

Di fronte a queste incertezze i tempi e i modi del processo di liberalizzazione dell'offerta e quindi anche i risultati attesi da un mercato aperto e concorrenziale dipenderebbero da condizioni e fattori che lo schema di decreto legislativo rinvierebbe ad accertamenti successivi.

### **3. L'accesso e l'uso del sistema gas nazionale**

#### ***a) Reti e infrastrutture di trasporto***

L'attuale rete italiana di trasporto del gas naturale ad alta pressione, che si confronta favorevolmente con le reti di altri paesi europei, è frutto di un dinamismo di impresa che rappresenta una risorsa essenziale anche per il futuro. La liberalizzazione e l'intervento di un regolatore indipendente sono volti ad assicurare che più imprese possano operare a beneficio del Paese, in un contesto equilibrato e senza discriminazioni. La parità di condizioni di accesso e di uso alla rete e alle sue infrastrutture di servizio, insieme ad altre condizioni, è cruciale per il corretto funzionamento del mercato. Stimoli alla concorrenza dovranno provenire sia dalle iniziative di operatori concorrenti integrati con propri sistemi di trasporto, che dal diritto all'accesso e all'uso delle reti da parte di terzi.

La capacità di trasporto di gas naturale sul territorio nazionale dovrà aumentare per far fronte alla prevista crescita della domanda. Affinché ciò avvenga in modo compatibile con la promozione della concorrenza, è necessario che siano garantite a tutti gli operatori uguali opportunità anche nello sviluppo delle reti e nell'apprestamento di capacità di trasporto



aggiuntive e integrative. L'accesso alle infrastrutture esistenti o la realizzazione di nuove infrastrutture dovranno rispondere a criteri di efficienza economica, di sicurezza e qualità del servizio, e di tutela dell'ambiente su tutto il territorio nazionale.

La regolazione opera in modo diverso in presenza di mercati concorrenziali o di situazioni monopolistiche. La percezione di tale differenza conduce i soggetti regolatori a introdurre severe separazioni nel comparto monopolistico.

Lo schema di decreto legislativo introduce il concetto di sistema del gas comprendente le reti di trasporto ad alta pressione, di distribuzione e gli impianti di gas naturale liquefatto ubicati nel territorio nazionale e gli impianti che forniscono servizi accessori tra cui quelli di stoccaggio. La difficoltà dei mercati in cui un operatore integrato controlla l'accesso e l'uso del sistema viene risolta con la scelta, disposta dalla legge delega dell'accesso regolato e con la separazione societaria, effettuata dallo schema di decreto legislativo.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha colto con favore la decisione del Governo di attuare la separazione societaria delle attività di trasporto ad alta pressione e di dispacciamento sulle reti di gasdotti e delle attività di stoccaggio da altre attività relative al sistema del gas. La separazione societaria nel caso dell'Eni Spa sembra facilitare il conferimento alla prevista società per la rete delle funzioni di gestione coordinata della rete interconnessa di trasporto nazionale e delle funzioni di dispacciamento che sono necessarie per la formazione di un mercato concorrenziale. La soluzione delle separazioni societarie non può che determinare fiducia nell'imparzialità dei comportamenti come condizione necessaria perché le imprese investano e il sistema risponda alle esigenze del Paese ed agli interessi degli operatori entranti.

In prospettiva l'Eni Spa stessa o altri soggetti anch'essi interessati dalla separazione societaria potrebbero essere disposti a ricercare forme di separazione proprietaria da avviare in relazione a sviluppi del mercato e delle strategie di approvvigionamento che rendano ad esempio possibile e promuovano la realizzazione di grandi "dorsali", di *interconnector* transnazionali e di *hub* nazionali, anche per mezzo di nuove intese produttive, tenendo a tale fine conto delle opportunità offerte dalla favorevole collocazione geografica dell'Italia e dalla sua duplice integrazione nel mercato interno europeo e nell'area mediterranea.

L'accesso e l'uso regolato del sistema gas richiedono la determinazione delle tariffe per il trasporto e per i servizi connessi, ivi inclusi il dispacciamento e lo stoccaggio.

Ove siano verificate condizioni di monopolio, come nel caso dell'accesso e dell'uso dei gasdotti, non è dato di rilevare un prezzo di mercato sufficientemente indicativo. Si tratta di un monopolio dettato da ragioni tecnico-economiche, anche se la consueta definizione di "monopolio naturale" non deve far pensare a situazioni in assoluto imm modificabili, ma semplicemente connesse a circostanze presenti, quali risultano dalle scelte operate lungo vari decenni, quando ragioni sociali ed economiche hanno indotto Parlamento e Governo a stimolare una rapida penetrazione del gas naturale. Il monopolio di fatto pone la necessità di sottoporre a scrutinio la struttura ed il livello dei costi dell'impresa monopolista, facendo eventualmente riferimento a indicazioni comparabili che possono derivare da sistemi esteri. La regolazione richiede l'acquisizione di informazioni relative alle attività e ai bilanci dei soggetti regolati, per quanto possibile trasparenti.

Le modalità e i procedimenti che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas segue per prendere le sue decisioni costituiscono una garanzia di imparzialità e di tutela dei soggetti interessati, che vengono consultati in forma scritta e anche attraverso audizioni prima dell'emanazione dei provvedimenti. I ricorsi avverso gli atti e i provvedimenti dell'Autorità sono proposti al Tribunale amministrativo regionale e in seconda istanza al Consiglio di Stato.

La legge 14 novembre 1995, n. 481 nell'istituire l'Autorità prevede che (articolo 1, comma 1) nella definizione del sistema tariffario si tenga conto della normativa comunitaria in materia e degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo e che (articolo 2, comma 21) lo stesso Governo nell'ambito del Documento di programmazione economico-finanziaria, indichi il quadro di esigenze di sviluppo dei servizi di pubblica utilità che corrispondono agli interessi generali del Paese.

Ma oltre alle tariffe per l'accesso e l'uso del sistema del gas, sono necessarie regole tecniche, convenzioni, codici di comportamento che consentano l'interoperabilità delle reti, la loro gestione coordinata tenendo conto delle esigenze di dispacciamento e dei rapporti con le reti di altri paesi appartenenti all'Unione europea. Anche qui l'Autorità di regolazione si presenta, nel disegno contenuto nella legge 14 novembre 1995, n. 481/95, come l'organo adatto a svolgere il compito assegnato. I principi definiti in quella legge risultano infatti confermati nella legge delega e in premessa nello stesso schema di decreto legislativo.

**b) Attività di stoccaggio**

L'accesso al sistema riguarda non solo la rete ma anche gli stoccaggi. Per questi l'Autorità ritiene opportuno che si delinei, più chiaramente di quanto non faccia lo schema di decreto legislativo, l'inizio di una transizione verso il mercato. La funzione di stoccaggio che è funzionale al trasporto e alla distribuzione del gas, deve essere separata da quella di coltivazione mineraria. L'uso delle reti di trasporto da parte dei soggetti fornitori, grossisti e clienti idonei, sarebbe più efficace ai fini della liberalizzazione del mercato del gas se accompagnato dall'accesso diretto e uso trasparente dei servizi di stoccaggio.

L'Eni Spa è oggi titolare di concessioni che contribuiscono al 99 % della capacità complessiva di stoccaggio nazionale. Lo schema di decreto legislativo non prevede misure atte a favorire la creazione di un mercato degli stoccaggi mediante la cessione di capacità ad altri soggetti, nè altre misure. D'altro lato lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio richiede tempi lunghi. Il mantenimento del dettato della legge 26 aprile 1974, n. 170, che non ammette il rilascio di concessioni per l'attività di stoccaggio a soggetti che non abbiano già in corso attività di coltivazione, limiterebbe in pratica la formazione di un mercato degli stoccaggi. Un effetto analogo ha l'abrogazione dell'articolo 13, comma 9 dell'articolo 13 del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625 che prevede la possibilità di mettere a disposizione di terzi le capacità di stoccaggio non utilizzate dal titolare della concessione.

Pertanto gli stoccaggi nazionali per la modulazione si configurano a tutti gli effetti come un monopolio naturale da sottoporre a regolazione. In queste condizioni non è sufficiente che l'Autorità si limiti a svolgere un ruolo di determinazione delle tariffe per l'uso dei servizi di stoccaggio, affidando la definizione delle modalità di accesso e delle procedure di allocazione della capacità al titolare della concessione, soggette alla vigilanza del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato. Tale soluzione, che può essere proposta in via transitoria, rischia su tempi più lunghi di introdurre incertezze sia per gli operatori che per gli utenti e di scoraggiare la concorrenza.

Ulteriori ostacoli all'accesso al sistema potrebbero trovare origine nella discrezionalità con cui i titolari di concessioni di stoccaggio possono subordinare la disponibilità di capacità per usi strategici o di modulazione a prioritarie esigenze di coltivazione e a vincoli di compatibilità con il programma di manutenzione e gestione del proprio sistema di stoccaggio e con la capacità delle reti di trasporto cui sono connessi gli impianti di stoccaggio, senza

assoggettare le dichiarazioni di disponibilità né ad approvazione, né ad obblighi di pubblicazione. Occorre evitare impedimenti eccessivi nei confronti dei venditori imponendo penalità gravose nell'accesso ai servizi di stoccaggio, come ad esempio l'obbligo di prenotazione di capacità di modulazione su base oraria. In questo caso, come in altri, lo schema di decreto legislativo sembra discostarsi dai criteri direttivi, come definiti dall'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144, conferendo funzioni e compiti ad amministrazioni diverse da quelle previste dall'attuale ordinamento, con conseguenti possibili conflitti di ruolo.

In prospettiva, va considerato che gli stoccaggi nazionali hanno eminenti caratteristiche di risorsa polivalente il cui sfruttamento può permettere una moltiplicazione del valore rispetto al loro utilizzo tradizionale. In un mercato concorrenziale è più facile cogliere le opportunità che derivano: dalle diverse caratteristiche dei contratti di approvvigionamento, dalla variabilità stagionale tra mercati finali, dai differenziali geografici della domanda indotti da condizioni meteorologiche, dalle fluttuazioni nei fabbisogni che richiedono il parcheggio di gas o il suo scambio tra fornitori diversi, dall'arbitraggio tra possibili utilizzi del gas in relazione alla generazione elettrica e dai contratti interrompibili, dalla volatilità dei prezzi in un mercato liberalizzato, e infine dalla non coerenza di andamenti tra mercati fisici e finanziari.

#### **4. L'apertura del mercato dei consumi finali**

##### ***a) Clienti idonei***

L'Autorità accoglie positivamente la decisione del Governo di estendere il riconoscimento di idoneità il più rapidamente possibile a tutte le categorie di utenti finali, in via indipendente dalle loro dimensioni o tipologia di attività. L'applicazione delle soglie minime di consumo previste dalla direttiva europea 98/30/CE per il riconoscimento della condizione di idoneità avrebbe portato a un'apertura del mercato italiano del gas naturale che, in base alle statistiche disponibili per il 1999, l'Autorità valuta pari a circa il 36 % nel 2000, il 38 % nel 2003 e il 44 % nel 2008. Le scelte contenute nello schema di decreto invece corrispondono a un'apertura immediata di almeno il 65% che diventa completa a decorrere dall'1 gennaio 2003.

L'estensione dell'idoneità ben oltre il minimo imposto dalla direttiva europea 98/30/CE appare opportuna per almeno tre ordini di motivi. Innanzitutto la formazione di un mercato

libero o comunque contendibile di grandi dimensioni ha un effetto propulsivo sulla formazione di un'offerta concorrenziale.

In secondo luogo l'elevato grado di apertura va valutato favorevolmente anche nella prospettiva dell'unificazione del mercato europeo dell'energia e della proiezione delle imprese in una dimensione internazionale. I meccanismi di reciprocità stabiliti dalla direttiva europea 98/30/CE favoriscono le imprese del gas di paesi nei quali il riconoscimento di idoneità viene esteso nel modo più ampio possibile. La rimozione di vincoli di reciprocità per le forniture sul mercato italiano del gas giocherebbe a favore delle imprese nazionali. Ciò consente alle imprese nazionali di operare sull'intero mercato europeo e di rafforzarsi al più presto per una concorrenza nel mercato italiano che si preannuncia inevitabile. Occorre considerare che nel Regno Unito e in Germania l'idoneità è già estesa a tutti i clienti e in Olanda e Spagna a una parte preponderante. Le imprese del gas di questi paesi sarebbero avvantaggiate rispetto alle imprese italiane nel mercato nazionale del gas se venissero imposte soglie di idoneità più restrittive. Viceversa non vi sarebbero ostacoli per le imprese nazionali a concorrere nei mercati esteri anche in quei paesi che scegliessero soglie elevate con il motivo di proteggere le loro imprese dalla concorrenza. A tale riguardo, la rimozione di vincoli di reciprocità per le forniture sul mercato italiano del gas giocherebbe a favore delle imprese nazionali.

In terzo e ultimo luogo vanno considerati la struttura della domanda, per il peso crescente che ha in Italia l'uso termoelettrico, e l'attuale regime di contrattazione delle forniture all'industria, già in regime di libera contrattazione, anche se in presenza di un unico fornitore. L'apertura del mercato risulta importante soprattutto per le imprese di medie e piccole dimensioni che costituiscono la base portante del sistema industriale italiano ma che, per via dei meccanismi in vigore, sono sottoposte ai prezzi maggiori. Oltre il 70 % dei consumi di gas naturale dell'industria italiana è concentrato nelle imprese industriali di medie e piccole dimensioni con consumi annui che non raggiungono i 5 milioni di mc e che, adottando le soglie minime imposte dalla direttiva europea 98/30/CE, non risulterebbero idonei per l'accesso al sistema del gas nemmeno nella terza fase di applicazione. In Italia esistono oltre 50 mila imprese di medie e piccole dimensioni con consumi di gas naturale che non raggiungono i 200 mila mc per anno e che pagano prezzi anche oltre due volte superiori a quelli pagati dalle imprese italiane di maggiori dimensioni e da equivalenti imprese in altri paesi europei.

Tuttavia, a motivo della probabile permanenza di soggetti in posizione dominante sul mercato, l'Autorità ritiene che l'estensione dell'idoneità alla totalità dei consumatori debba essere accompagnata da misure di tutela, particolarmente delle categorie meno protette, affinché esse possano cogliere tutti i benefici della concorrenza a condizioni che assicurino il contenimento dei costi e la garanzia della qualità e della sicurezza del servizio secondo gli standard obbligatori determinati dall'Autorità. Pertanto i clienti più deboli dovranno poter mantenere l'opzione di rimanere sotto l'ombrello della protezione tariffaria finché non si verificano condizioni di concorrenza effettiva tali da indurli a preferire il libero mercato.

La necessità di istituire un periodo di sorveglianza sull'avviamento del nuovo regime di mercato è avvalorata dall'esperienza di altri paesi nel settore del gas. L'instaurarsi di una effettiva concorrenza nel mercato *upstream* potrà consentire di eliminare gradualmente il regime di sorveglianza dei prezzi. Ad esempio, nel Regno Unito, a più di dieci anni dall'avvio della liberalizzazione e a due anni dal riconoscimento di idoneità a tutti i clienti, è appena iniziato il dibattito sull'opportunità di eliminare il tetto massimo imposto sui prezzi del gas destinato ai piccoli consumatori.

La prossima riforma del sistema tariffario, che l'Autorità sta avviando, porrà rimedio alle attuali ingiustificate diseguaglianze regionali e cittadine. Assieme alla normativa di tutela della qualità, in via di adozione, saranno introdotti elementi che incentivino l'aggregazione dei distributori più piccoli. E' anche previsto che il sistema di protezione costituito dalla tariffa e dalle norme sulla qualità mantenga una funzione di garanzia e di orientamento in tutta la fase di transizione al mercato libero.

#### ***b) Attività di distribuzione***

L'attività di distribuzione del gas a mezzo di reti locali trarrà beneficio dalle gare, la cui operatività non deve essere troppo limitata escludendo le imprese che abbiano in corso affidamenti diretti di servizi pubblici.

L'Autorità valuta positivamente la separazione societaria delle attività di distribuzione del gas naturale sulle reti locali da tutte le altre attività del settore del gas, ivi compresa la vendita.

L'attuale assetto normativo della distribuzione del gas a mezzo reti locali si caratterizza per il rilievo che viene dato alla diffusione territoriale del servizio e ad obiettivi di ordine sociale e ambientale. Vengono per contro sottovalutati gli aspetti imprenditoriali e organizzativi del servizio che, essendo oggi erogato da circa 770 imprese che operano in condizioni di

monopolio, potrebbe attraverso iniziative di concentrazione e razionalizzazione conseguire significativi guadagni di efficienza. La maggiore trasparenza assicurata dalla separazione societaria, rispetto alla separazione contabile e gestionale, facilita l'accesso di venditori e grossisti al mercato finale del gas servito dalle reti di distribuzione locale. Con l'apertura delle reti, la separazione societaria stimola gli operatori locali che hanno capacità imprenditoriali a trasformarsi in venditori e grossisti e a svincolarsi dalle reti locali di origine per accedere ai clienti allacciati ad altre reti, dando impulso alla concorrenza, alla riduzione dei prezzi e al miglioramento della qualità del servizio.

La riorganizzazione del servizio di distribuzione locale del gas naturale prevista dallo schema di decreto, incentiva la concorrenza e l'efficienza per mezzo di meccanismi di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione da parte delle amministrazioni locali. Tuttavia i criteri di ammissione alle gare previsti dal decreto legislativo appaiono restrittivi: verrebbero escluse dalle gare le imprese che hanno acquisito concessioni per la distribuzione del gas mediante gara, ma che hanno ricevuto affidamenti diretti per altri servizi locali. Si introduce una discriminazione a favore delle imprese di piccole dimensioni. Infatti, appena il 10 % degli affidamenti per la gestione del servizio di distribuzione del gas naturale, esistenti all'inizio del 1999, risultavano avvenuti mediante procedure ad evidenza pubblica. In tutto si tratterebbe di circa 50 imprese che avevano nel 1998 volumi annui di vendita inferiori a 8 milioni di mc e rappresentavano nel loro insieme meno del 2 % delle vendite complessive della distribuzione a mezzo di reti locali.

Inoltre, un esercente titolare del servizio di distribuzione in almeno un comune con affidamento diretto, trattativa privata o rinnovo della concessione, non potrebbe mai partecipare a una gara, né avrebbe certezza di prospettive al termine del regime transitorio.

## **5. Conclusioni**

La liberalizzazione del settore del gas prevista dalla direttiva europea 98/30/CE richiede decisioni che assicurino un quadro di regole tali da garantire l'efficienza e la qualità del servizio del gas, la sua diffusione sul territorio nazionale e la sua integrazione nel mercato interno europeo. La liberalizzazione ben si adatta al sistema gas nazionale, realizzato in larghissima misura per opera di un'impresa pubblica dinamica. La regolazione garantisce

coerenza tra gli interessi degli esercenti il servizio e quelli di utenti e consumatori nel passaggio da proprietà esclusivamente o parzialmente pubblica delle imprese a proprietà privata, dall'unicità dei soggetti alla molteplicità e alla varietà delle forme organizzative e imprenditoriali.

Nel contesto liberalizzato, le funzioni di indirizzo e programmazione rimangono affidate al Parlamento, al Governo e alle amministrazioni centrali e locali. Nell'ambito di questo quadro di riferimento si creano le condizioni per delimitare i confini tra i diversi ruoli in cui si sostanziano gli interventi dell'Autorità di regolazione.

Il regolatore dovrà determinare, nel rispetto dei canoni fissati dal legislatore e degli indirizzi di politica economica generale, un'impostazione normativa che assicuri che l'esercizio delle attività economiche avvenga anche in funzione delle finalità generali. Il dettato legislativo, costituito dalla legge delega e dal decreto legislativo delegato, assieme al testo della legge 14 novembre 1995, n. 481, stabilisce gli obiettivi, i metodi e i limiti dell'attività di regolazione, così come già essi sono stati definiti per i servizi di pubblica utilità del settore elettrico, in modo tale da costituire un preciso mandato a cui l'Autorità intende attenersi.

Anche le preoccupazioni che alcuni hanno manifestato nei confronti di un processo di liberalizzazione e dei suoi rischi appaiono superate dalle indicazioni e degli strumenti previsti nello schema di decreto legislativo. La sicurezza degli approvvigionamenti trova certamente un più certo e permanente ancoraggio nell'ampliamento del numero degli operatori, e nel rafforzamento dei canali di approvvigionamento che ne deriverà, nonché nella integrazione del mercato italiano nel più vasto e diversificato mercato europeo. Vi è inoltre la preoccupazione condivisa di evitare comportamenti anticoncorrenziali e di *dumping* da parte di imprese che ricevono sussidi e aiuti statali in altri paesi membri dell'Unione europea, sia l'esigenza di garantire alle imprese nazionali il libero transito sulle linee di trasporto che attraversino altri Stati e l'accesso alle loro infrastrutture. Per conseguire tali obiettivi, l'Autorità osserva che la clausola di reciprocità evocata dalla direttiva europea 98/30/CE non è l'unico strumento disponibile, e in molti casi nemmeno il più adatto. Strumenti più efficaci sono previsti dal trattato della Comunità europea e potranno essere sollecitati e attivati dal Governo per colpire forme di intervento sleale da parte di operatori di altri paesi e ingiustificate barriere poste all'entrata sui loro mercati.

Con l'attuazione della direttiva europea 98/30/CE si avvia dunque una prospettiva di rafforzamento delle imprese italiane del gas affinché possano efficacemente competere nel



mercato interno europeo del gas naturale, e oltre i confini europei. L'apertura dei mercati è l'occasione per un ulteriore sviluppo sia dell'industria italiana del gas nel contesto internazionale, sia delle nuove imprese che vorranno operare nei settori del gas e anche dell'energia elettrica e dei loro servizi.

Ho presentato alcune riflessioni sullo schema di decreto legislativo di attuazione della direttiva europea relativa al mercato interno del gas e su alcune sue implicazioni per quanto concerne l'organizzazione dei servizi di pubblica utilità e la loro regolazione. Con gli altri componenti dell'Autorità, il prof. Giuseppe Ammassari e il prof. Sergio Garribba, sarò ben lieto di rispondere a domande e richieste di chiarimenti.

Grazie per l'attenzione

**APPLICAZIONE DEL TETTO DEL 50% SULLE VENDITE 1998 - 2008 (MILIARDI DI MC)**

	1998	2000	2003	2005	2008
<b>FABBISOGNO (a)</b>	<b>62,5</b>	<b>68,7</b>	<b>76,8</b>	<b>83,4</b>	<b>89,7</b>
<b>COPERTURA DEL FABBISOGNO CON TETTO SULLE IMMISSIONI DAL 2003</b>					
Autoconsumi di società di Eni (b)	1,0	2,5	3,2	4,0	4,5
Forniture dirette di Snam (c)	27,0	27,6	22,2	25,8	28,6
Forniture di Italgas (d)	8,0	8,3	9,1	9,6	10,4
Forniture di altri distributori	21,5	22,4	23,8	24,9	26,0
<i>di cui in deroga (e)</i>	3,5	3,5	3,7	4,0	4,3
Altre forniture	5,0	7,9	18,4	19,1	20,1
<b>PERDITE DI RETE (f)</b>	<b>0,7</b>	<b>0,7</b>	<b>0,7</b>	<b>0,7</b>	<b>0,7</b>
<b>VENDITE ENI CON TETTO SULLE IMMISSIONI DEL 70% DAL 2003 (g)</b>	<b>38,6</b>	<b>39,4</b>	<b>35,1</b>	<b>39,4</b>	<b>43,3</b>
<b>VENDITE DI ENI CON TETTO SULLE VENDITE DEL 50%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>40,3</b>	<b>44,1</b>	<b>47,5</b>
<b>QUOTA ENI SULLE VENDITE (%)</b>	<b>60,6</b>	<b>55,2</b>	<b>42,8</b>	<b>44,1</b>	<b>45,1</b>

1. Le "Vendite Eni con tetto sulle immissioni" sono calcolate come c + d + e, includendo le vendite in deroga di altri distributori.

2. Le "Vendite di Eni con tetto sulle vendite" sono calcolate come  $0,5 \cdot (a - b - f) + b + f$ .

3. Le "Quote Eni sulle vendite" sono calcolate al netto dell'autoconsumo e delle perdite, come  $100 \cdot (g - b - f) / (a - b - f)$ .

**APPLICAZIONE DEL TETTO DEL 70% SULLE IMMISSIONI 1998 - 2008 (MILIARDI DI MC)**

	1998	2000	2003	2005	2008
<b>FABBISOGNO (a)</b>	<b>62,5</b>	<b>68,7</b>	<b>76,8</b>	<b>83,4</b>	<b>89,7</b>
Società di Eni (b)	1,0	2,5	3,2	4,0	4,5
Altri clienti finali	61,6	66,2	73,6	79,4	85,2
<b>PERDITE DI RETE (c)</b>	<b>0,7</b>	<b>0,7</b>	<b>0,7</b>	<b>0,7</b>	<b>0,7</b>
<b>IMMISSIONI ENI SENZA TETTO (d)</b>	<b>53,1</b>	<b>56,0</b>	<b>61,2</b>	<b>61,0</b>	<b>60,4</b>
Produzione nazionale Eni (e)	16,8	15,9	15,0	14,0	13,0
Obblighi Eni di <i>take or pay</i> (f)	36,3	40,1	46,2	47,0	47,4
<b>QUOTA ENI SENZA TETTO (%)</b>	-	-	<b>78,6</b>	<b>71,5</b>	<b>65,4</b>
<b>TETTO ENI SULLE IMMISSIONI</b>	-	-	<b>54,9</b>	<b>59,8</b>	<b>64,4</b>
<b>QUANTITATIVI ENI IN ECCESSO</b>	-	-	<b>6,3</b>	<b>1,2</b>	<b>-3,9</b>

1. "Immissioni Eni senza tetto" calcolate nell'ipotesi di importare i quantitativi minimi ammessi dagli obblighi di *take or pay*, ovvero come somma della "Produzione nazionale Eni" e degli "Obblighi di take or pay": e + f.

2. "Quota Eni senza tetto" calcolata dalle "Immissioni Eni senza tetto" come  $100 \cdot (e + f - b - c) / (a - b - c)$

3. "Tetto Eni sulle immissioni" calcolato come  $0,7 \cdot (a - b - c) + b + c$

4. "Quantitativi Eni in eccesso" pari alla differenza tra "Tetto Eni sulle immissioni" e "Immissioni Eni senza tetto".

## Andamento recente dei prezzi al consumo dell'energia elettrica e del gas

### *Le quotazioni petrolifere*

L'evoluzione recente dei prezzi dei servizi regolati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas è stata influenzata dagli sviluppi intervenuti sul mercato del petrolio greggio.

Nel 1998 il prezzo del petrolio ha registrato una forte flessione, che a gennaio del 1999 ne ha ricondotto la quotazione sui livelli registrati all'inizio del decennio precedente. Successivamente è intervenuta un'inversione di tendenza. La figura 1 documenta il forte rialzo subito nel corso del 1999 dal prezzo in Brent, che è passato da 10 \$/barile nel dicembre 1998 ai quasi 30 \$/barile nel febbraio 2000.

L'ascesa delle quotazioni è stata amplificata dal concomitante deprezzamento dell'Euro nei confronti del dollaro. Tradotto in lire, il prezzo del Brent è così salito, nel medesimo periodo, da circa 20.000 lire/barile a 54.000 lire/barile (con una crescita percentuale del 147 per cento e del 186 per cento, rispettivamente, nel corso del 1999). A questi andamenti hanno corrisposto variazioni dei prezzi energetici al consumo dello 0,2 per cento per l'energia elettrica, del 4,9 per il gas e del 12,3 per la benzina.

### *I prezzi al consumo dei servizi regolati dall'Autorità*

A fronte degli andamenti descritti, nell'ultimo biennio la variazione dei prezzi dei servizi regolati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas è stata inferiore sia quella dell'insieme delle tariffe pubbliche, sia di quella dei prezzi al consumo (al netto dei tabacchi; si veda la tabella seguente).

#### *Indici dei prezzi al consumo delle tariffe regolate dall'Autorità*

	1997	1998	1999	1997/96	1998/97	1999/98
Energia elettrica	93,2	94,7	90,8	-3,2	1,7	-4,1
Gas	110,7	109,1	107,3	7,2	-1,4	-1,6
Totale tariffe	105,8	107,7	109,0	3,1	1,8	1,2
<b>Indice generale (al netto dei tabacchi)</b>	<b>106,1</b>	<b>108,1</b>	<b>109,9</b>	<b>2,0</b>	<b>1,9</b>	<b>1,7</b>

Fonte: ISTAT, Indice nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività.

Il prezzo al consumo del **gas** ha continuato a salire tra la seconda metà del 1996 e il primo trimestre del 1997 riflettendo, con gli usuali ritardi, l'andamento del prezzo del gasolio per riscaldamento. Ne è derivata una crescita media annua del 7,2 per cento contro il 2 per cento dell'indice generale.

Nel 1998 si è manifestata un'inversione di tendenza cui ha contribuito l'andamento cedente dei corsi petroliferi sui mercati internazionali. A partire dal mese di maggio, l'indice ha preso a flettere, risentendo anche degli effetti di un intervento transitorio dell'Autorità volto a ridefinire le modalità dell'indicizzazione attraverso la sostituzione del gasolio quotato sui mercati internazionali a quello domestico (delibera 29 aprile 1998, n. 41/98). Le ripetute flessioni hanno dato luogo a una variazione negativa dell'1,4 per cento in media d'anno (-4,2 per cento a dicembre in termini tendenziali).

Nel corso della prima metà del 1999, nonostante i forti rialzi dei prezzi internazionali del greggio e del gasolio, il prezzo al consumo del gas naturale ha continuato a flettere. Hanno influito sulla discesa i ritardi di trasmissione impliciti nel nuovo meccanismo di adeguamento stabilito dall'Autorità con la delibera 22 aprile 1999, n. 52/99 (che opera in base a una media mobile semestrale del prezzo internazionale dei combustibili). A partire dal mese di settembre, tuttavia, i rincari internazionali hanno cominciato ad avvertirsi anche sul prezzo del gas, sebbene in misura graduale.

Dal luglio 1997 le variazioni del prezzo dell'**energia elettrica** sono determinate in base al meccanismo di indicizzazione definito con la delibera dell'Autorità 26 giugno 1997, n.70/97. Da quella data, le decisioni dell'Autorità sono state volte a utilizzare il margine di manovra aperto dalla caduta dei prezzi all'importazione del petrolio per ripianare il disavanzo del conto onere termico, integralmente riassorbito nel dicembre del 1998.

Nel 1999, nonostante le due riduzioni subite dal prezzo dell'energia elettrica nei primi mesi dell'anno, il contributo dell'energia elettrica al contenimento dell'inflazione al consumo si è gradualmente affievolito. Vi hanno concorso i rincari intervenuti a partire dal mese di luglio, conseguenza della pronunciata risalita delle quotazioni internazionali del petrolio e dei suoi derivati, che si è riflessa nel paniere impiegato per il riconoscimento in tariffa dei costi variabili di origine termica. Nella media dell'anno, si è comunque registrata una flessione dell'indice al consumo dell'energia elettrica dell'ordine dei quattro punti percentuali.

È possibile analizzare l'andamento dei prezzi al consumo di elettricità e gas, espressi in termini reali (ossia al netto dell'inflazione misurata dall'indice generale dei prezzi al consumo). Facendo pari a 100 l'ultima parte del 1997, al termine della risalita dei corsi del greggio intervenuta nella seconda metà di quell'anno, si osserva che, in termini reali, sia il prezzo del gas, sia quello dell'energia elettrica si collocavano alla fine dello scorso anno al di sotto dai livelli di inizio periodo (figura 2).

E' inoltre utile porre a confronto l'andamento dei prezzi dei servizi regolati dall'Autorità con quello della benzina. Quest'ultimo, non essendo determinato in base a meccanismi che ritardano e attutiscono i rincari dei combustibili internazionali se si prescinde dalle accise espresse in cifra fissa la cui manovra non è tuttavia ininfluyente rispetto agli incassi di bilancio, risente con maggiore rapidità e intensità degli andamenti internazionali. Questo è quanto si osserva nel periodo più recente (si veda la figura 1 citata in precedenza).

Entrambe le analisi mostrano dunque come dalle tariffe del gas e dell'elettricità non sia derivato alcun stimolo all'aumento dell'inflazione, nonostante la forte ascesa delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi intervenuta nel periodo più recente.

### ***Gli andamenti in assenza di interventi***

A partire dal 1997, l'Autorità ha utilizzato gli spazi di flessibilità di cui disponeva per conciliare l'avvio delle riforme tariffarie nei due settori di competenza con il contenimento, ove possibile, degli impulsi inflattivi che si sono originate nel settore energetico in relazione all'evoluzione dei mercati internazionali.

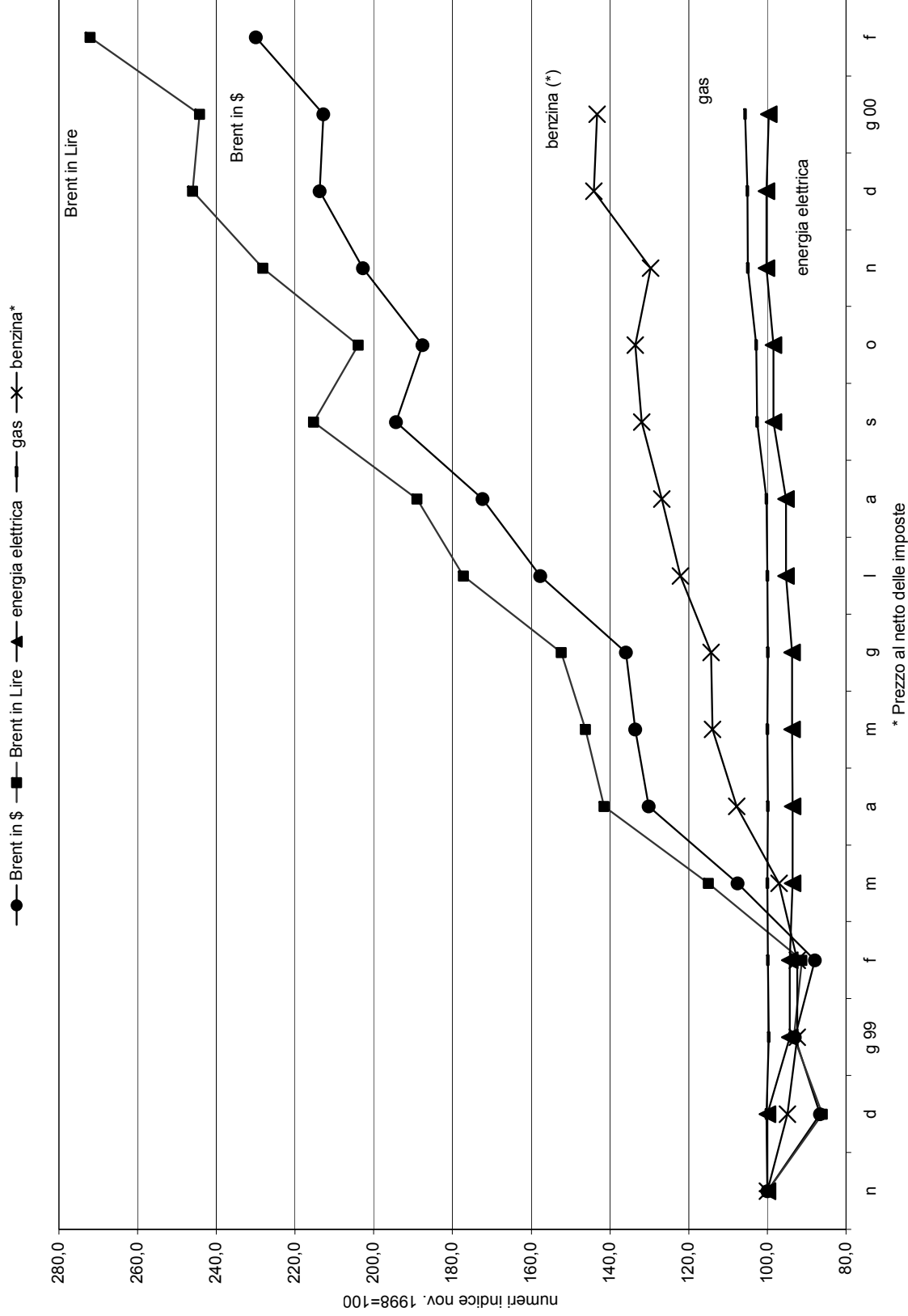
L'effetto di tale azione può essere apprezzato ponendo a confronto l'andamento effettivo delle tariffe del gas e dell'elettricità con quello che si sarebbe manifestato in assenza di questi interventi. I risultati di questi esercizi controfattuali sono presentati in forma grafica nella figura 3 (per il **gas**) e nella figura 5 (per **l'elettricità**).

La figura 3 indica l'effetto che le due successive revisioni – menzionate in precedenza – dei meccanismi di indicizzazione delle tariffe del gas distribuito a mezzo di reti fisse hanno esercitato sul livello dei prezzi del gas praticati all'utenza civile. Il trasferimento all'utenza finale dei rincari dei prezzi petroliferi è stato minore di quanto sarebbe avvenuto con il precedente meccanismo; l'effetto di contenimento del prezzo finale è stato poi rafforzato, alla fine dello scorso anno, dall'intervento attuato sui margini della distribuzione primaria (delibera 22 dicembre 1999, n. 193/99). Tra il marzo del 1998 e oggi, l'aumento delle tariffe finali è stato così contenuto in circa 20 lire/mc. (figura 4).

La figura 4, relativa alle tariffe elettriche, mostra come l'intervento attuato in occasione dell'aggiornamento del contributo per l'onere termico del primo bimestre del 1999 abbia permesso di ridurre di oltre 12 lire/kWh (circa il 7 per cento) le tariffe. La misura assunta dall'Autorità ha permesso di trasferire agli utenti il minor costo dei combustibili utilizzati per la produzione di elettricità intervenuto a partire dal luglio 1997 per l'allora favorevole andamento dei prezzi internazionali del petrolio e per la rivalutazione della lira sul dollaro. Nel sesto bimestre del 1999, l'effetto sulla tariffa finale dei rincari del prezzo del greggio è stato attenuato dalla riduzione da 8,0 a 4,0 lire/kWh dell'aliquota destinata a rimborsare all'Enel Spa e alle imprese produttrici il maggior onere determinato dalla anticipata chiusura delle centrali nucleari.

Con l'anno 2000 (primo bimestre) è entrato in vigore il nuovo ordinamento delle tariffe dell'energia elettrica, con un effetto complessivo di contenimento della componente tariffaria in aumento legata ai prezzi dei combustibili. Nel secondo bimestre del 2000 gli incrementi tariffari sono stati limitati dalla decisione dell'Autorità di ridurre ulteriormente la componente relativa agli oneri nucleari portandola da 4,0 a 0,6 lire/kWh.

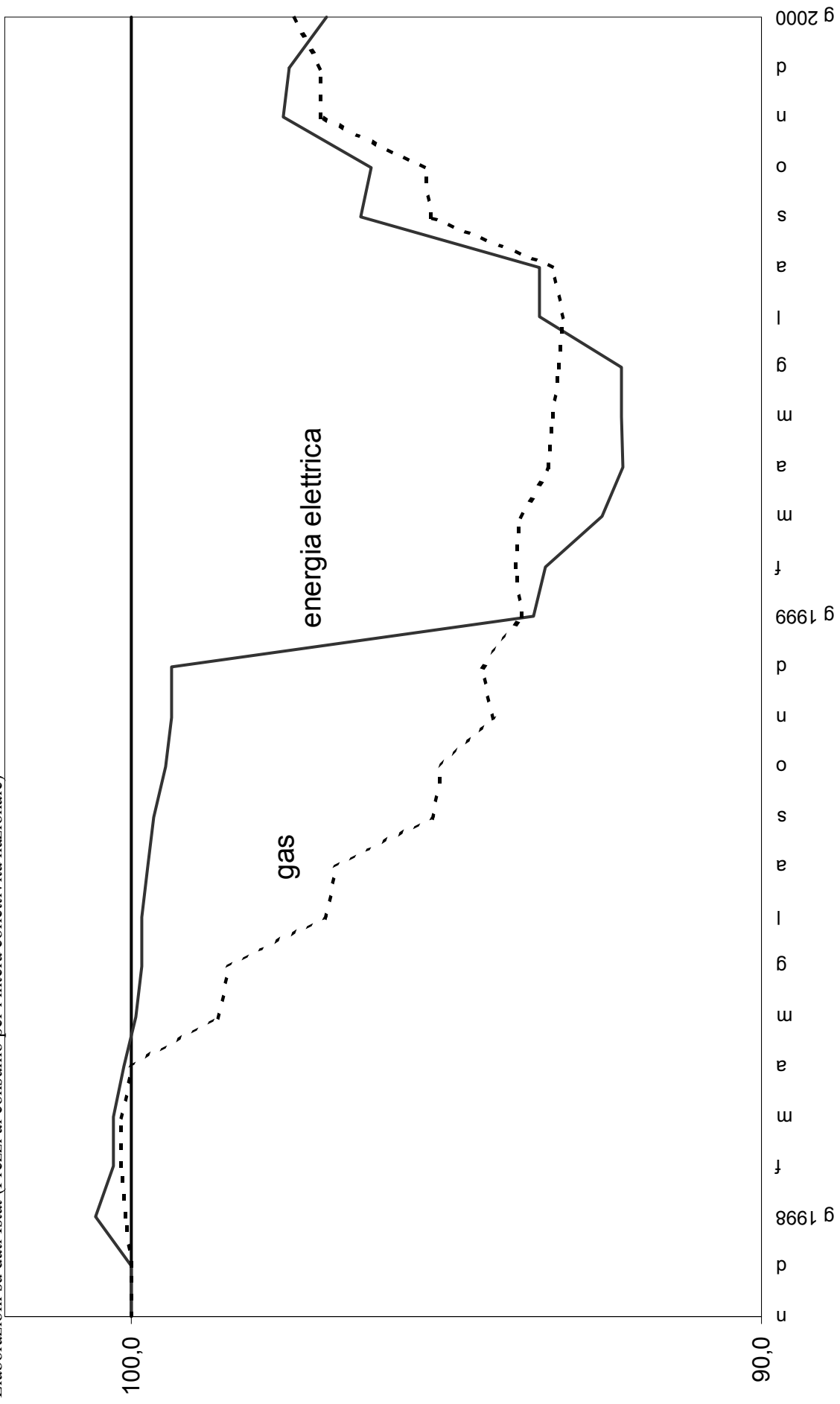
**Figura 1 - Prezzi al consumo dell'energia elettrica, del gas e della benzina: evoluzione rispetto al prezzo del petrolio**



## Figura 2 - Prezzi al consumo in termini reali dell'energia elettrica e del gas

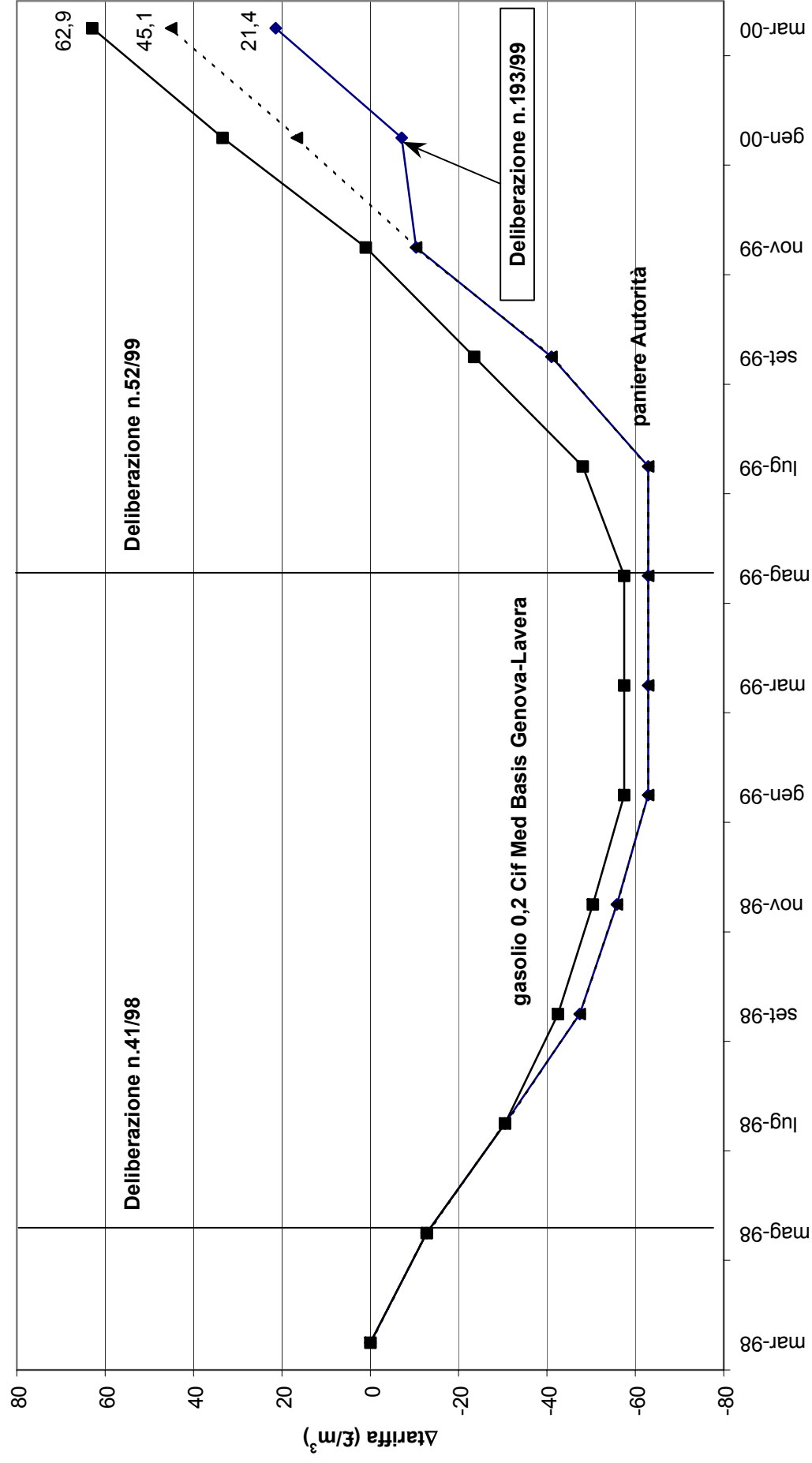
(numeri indice in base nov.98=100)

Fonte: Elaborazioni su dati ISTAT (Prezzi al consumo per l'intera collettività nazionale)



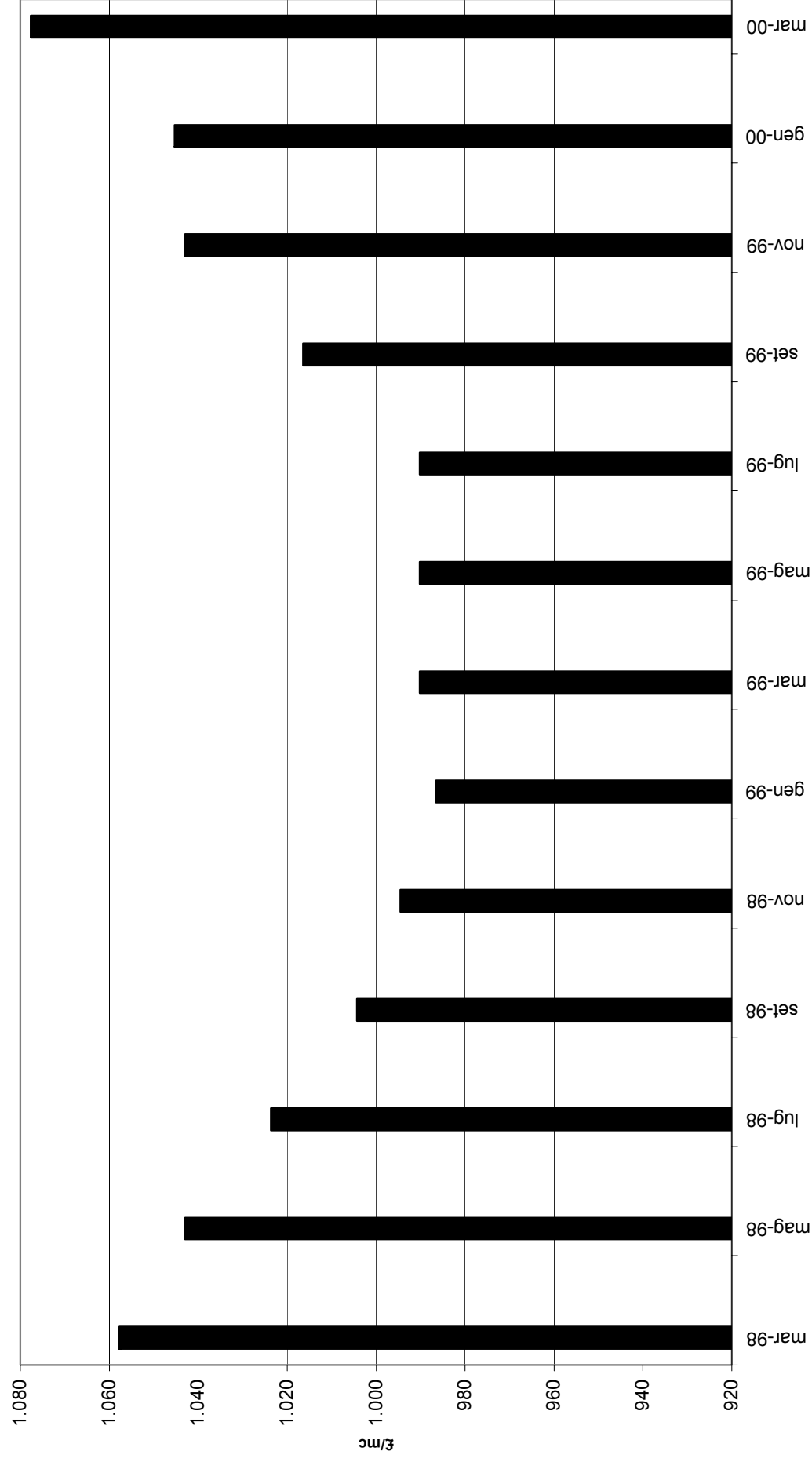


**Figura 3 - Variazioni delle tariffe del gas naturale con e senza interventi dell'Autorità**



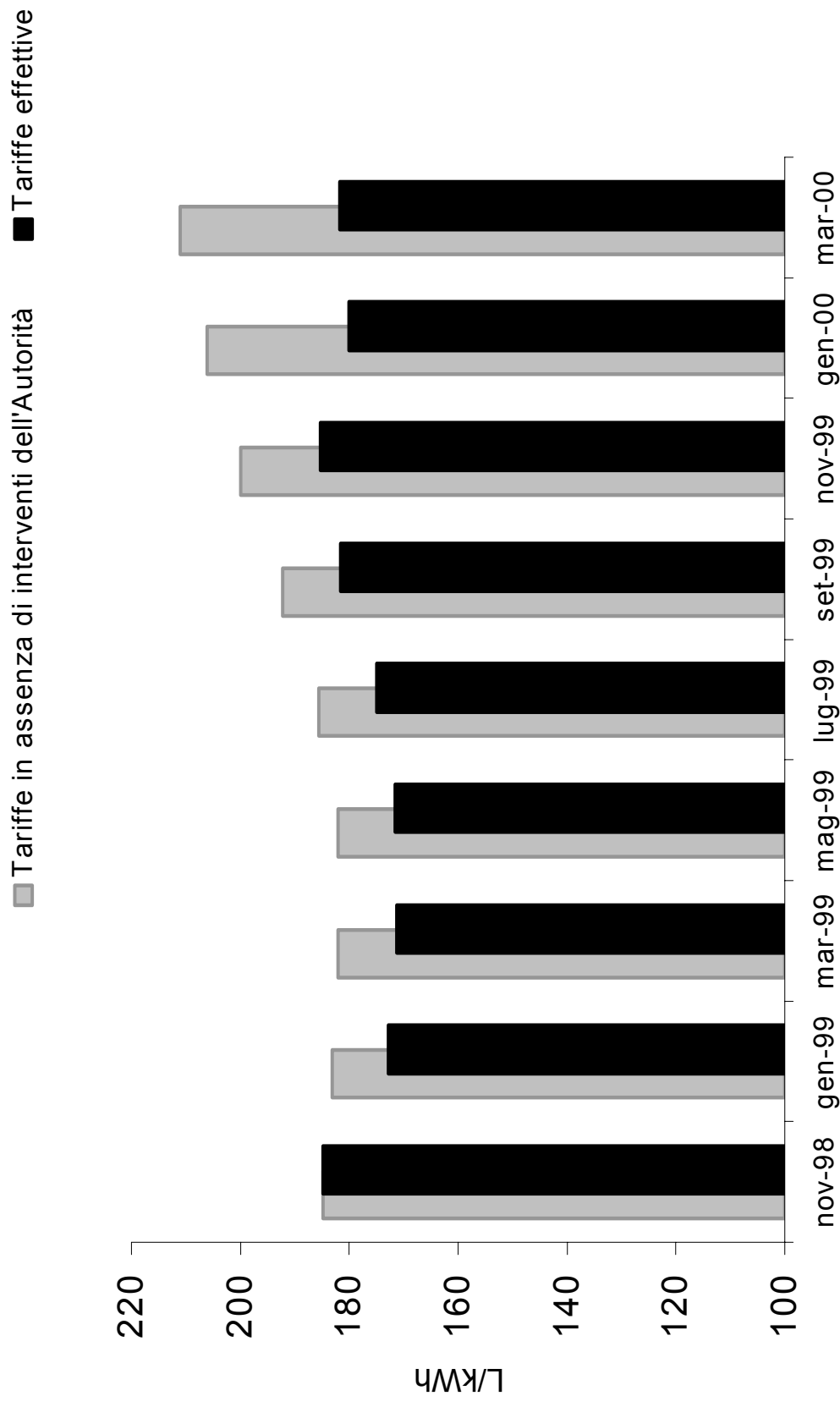
Fonte: Elaborazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

**Figura 4 - Tariffa media del gas naturale imposte comprese**



Fonte: Elaborazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

**Figura 5 - Aggiornamento delle tariffe elettriche nel periodo 6° bimestre 1998 - 2° bimestre 2000**  
 (tariffe medie al netto delle imposte)



Fonte: Stima dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas