



Autorità per l'energia elettrica e il gas

**TARIFFE E PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS
VERSO LA LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO**

**Memoria per l'audizione del 4 dicembre 2002 davanti alle Commissioni
Industria del Senato e Attività produttive della Camera
nell'ambito dell'indagine conoscitiva
sulle recenti dinamiche dei prezzi e delle tariffe e sulla tutela dei consumatori**

1. Premessa

Ringrazio, anche a nome degli altri due componenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, il prof. Giuseppe Ammassari e il prof. Sergio Garribba, le Commissioni Industria del Senato della Repubblica e Attività produttive della Camera dei Deputati per l'opportunità offerta da questa audizione.

L'Autorità, in qualità di soggetto istituzionale portatore di finalità e competenze nella transizione dal monopolio alla concorrenza nei settori dell'energia elettrica e del gas, desidera offrire una testimonianza ai lavori di queste Commissioni, fondata sulla propria esperienza di sei anni di attività.

Intendiamo cogliere questa occasione per riferire del ruolo che l'Autorità svolge nella definizione delle tariffe dell'energia elettrica e del gas e nella tutela degli utenti e dei consumatori dei servizi di pubblica utilità, ruolo che si rafforza con la progressiva liberalizzazione del mercato nazionale e la sua integrazione nel mercato interno europeo. Intendiamo inoltre indicare alcuni problemi che emergono in un contesto economico ed energetico in continuo cambiamento e che sottoponiamo all'attenzione del Parlamento e alla valutazione del Governo per dare nuovo impulso e certezza ai processi di apertura alla concorrenza e di sviluppo dei due settori.

L'articolo 1 della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito richiamata come: legge n. 481/95) prevede che le autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità contribuiscono con la loro azione affinché vengano garantiti: la promozione della concorrenza e dell'efficienza nel settore dei servizi di pubblica utilità; adeguati livelli di qualità nei servizi medesimi in condizioni di economicità e di redditività; la fruibilità dei servizi e la diffusione in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale; la definizione di un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti; la tutela degli interessi di utenti e consumatori.

Lo stesso articolo vuole che le autorità di regolazione abbiano come riferimento per il raggiungimento di queste finalità, la normativa comunitaria in materia e gli indirizzi di politica generale formulati dal Governo.

2. Il controllo delle tariffe prima della legge 14 novembre 1995, n. 481

Nel periodo storico che ha preso avvio con la nazionalizzazione dell'energia elettrica e ha preceduto l'istituzione delle autorità indipendenti di regolamentazione, il controllo delle tariffe nei servizi di pubblica utilità dell'energia elettrica e del gas era funzionale ad un assetto del settore basato sull'impresa pubblica, concepita innanzitutto come strumento in grado di garantire l'estensione del servizio dell'energia elettrica e del gas in una vasta parte del territorio nazionale, indipendentemente da valutazioni di natura economica, che avrebbero escluso diverse aree dalla fruizione dei servizi stessi, compromettendo quindi l'equilibrio nello sviluppo dell'intero paese.

I criteri tariffari erano pertanto orientati alla copertura dei costi dichiarati (a piè di lista), compresi anche ulteriori oneri di cui l'impresa pubblica doveva farsi carico nella misura in cui costituiva anche uno strumento diretto per il sostegno del reddito nazionale, dell'occupazione e dello sviluppo industriale, specie nelle aree territoriali più svantaggiate.

A partire dagli anni Settanta, dopo il primo "shock" petrolifero, il manifestarsi dell'inflazione a due cifre comportò la necessità di fondare il sistema delle tariffe anche sul controllo delle componenti di costo. Per quanto tale forma di controllo potesse svolgere una funzione calmieratrice dei prezzi dei servizi pubblici, per sua natura non era invece in grado di indurre le riduzioni dei costi nelle imprese di pubblica utilità.

Il manifestarsi dei problemi di finanza pubblica nel corso degli anni ottanta portarono nel decennio successivo alle politiche di privatizzazione, che decretarono la fine della concezione dell'impresa pubblica come timolo di intervento nell'economia, pur rimanendo significative partecipazioni nel capitale di queste imprese da parte dello Stato. La trasformazione delle imprese pubbliche in società per azioni quotate in borsa poneva da un lato la questione dell'attenzione del verdetto dei mercati circa l'equilibrio economico e finanziario di queste imprese. Al contempo, continuando le imprese stesse a fornire servizi di pubblica utilità in condizioni di monopolio si presentava la necessità di garantire la tutela degli utenti, mediante l'universalità del servizio, prezzi contenuti e qualità elevata delle prestazioni. L'istituzione di Autorità indipendenti di regolamentazione prima ed i decreti di liberalizzazione del settore dell'energia elettrica e del gas costituiscono una risposta a tali necessità nell'ambito del settore energetico.

Essendo mutata la veste delle imprese di pubblica utilità e potendo ormai dirsi soddisfacente l'estensione dei servizi dell'elettricità e del gas naturale, mutava anche il compito delle autorità incaricate della politica tariffaria. Quest'ultima non poteva più fondarsi sul criterio del rimborso dei costi, né limitarsi ad essere uno strumento di controllo dell'inflazione. Piuttosto l'accento posto sulla scarsità di risorse a disposizione induceva invece ad introdurre il criterio di efficienza nell'uso delle risorse stesse come nuovo principio ispiratore del controllo dei prezzi.

3. I criteri ispiratori del controllo dei prezzi dopo la legge 14 novembre 1995, n. 481

Il perseguimento dell'uso efficiente delle risorse è uno dei compiti fondamentali per l'Autorità, come prevede espressamente la legge n. 481/95. Gli strumenti di cui l'Autorità dispone per raggiungere questo scopo sono la regolamentazione dei prezzi per le attività svolte in monopolio naturale o di fatto e la promozione della concorrenza laddove questa è resa possibile dalle caratteristiche della struttura di mercato.

La concorrenza fra le imprese è infatti il mezzo migliore per raggiungere obiettivi di efficienza. Tuttavia i settori dell'energia elettrica e del gas sono stati tradizionalmente dominati da imprese monopolistiche verticalmente integrate in tutte le fasi della filiera. Il dispiegarsi della concorrenza richiede provvedimenti di liberalizzazione che si concretizzano:

- a) nell'apertura graduale del mercato in quelle fasi nelle quali la concorrenza fra più imprese è tecnicamente possibile (ad esempio, la produzione, l'importazione e la vendita di energia elettrica e di gas);
- b) nel disciplinare il libero accesso in quelle fasi che, pur essendo oggi concepite come attività libere, continuano ad esser svolte in regime di monopolio (la trasmissione e la distribuzione di energia elettrica oppure il trasporto in alta pressione e la distribuzione locale di gas naturale) ed i cui impianti hanno natura di infrastrutture essenziali per tutte le imprese che operano a monte e a valle di essi, nelle fasi potenzialmente concorrenziali di cui al punto precedente.

Paradossalmente quindi l'avvio della concorrenza richiede un'intensa attività di regolamentazione tesa ad ottenere sia una corretta separazione fra attività monopolistiche e concorrenziali presenti nella stessa impresa (*unbundling*), sia il libero accesso alle reti di trasporto e distribuzione che restano sostanzialmente oggetto di monopolio.

Nel rispettare questi compiti, l'Autorità deve basare l'attività di regolamentazione su alcuni principi economici, recepiti dalla normativa attualmente in vigore. Il primo fra questi principi prevede che l'Autorità fissi le tariffe sulla base dei costi efficienti sostenuti dalle imprese (efficienza allocativa). Se infatti il prezzo del servizio è legato al costo, ciò significa che gli utenti pagheranno una somma

corrispondente al valore delle risorse (fattori della produzione) destinate alla produzione di quel servizio.

Tuttavia l'evidenza puramente contabile del costo non ci assicura di per sé che l'impresa abbia seguito un comportamento efficiente nell'uso delle risorse a sua disposizione (efficienza produttiva). L'Autorità deve infatti accertarsi che i costi sulla base dei quali vengono a formarsi le tariffe corrispondano effettivamente ad un uso efficiente delle risorse all'interno delle imprese. Non possiamo infatti stabilire a priori che l'impresa abbia minimizzato i costi e comunque l'impresa non sarebbe indotta a farlo quando fosse certa della copertura a piè di lista. Quando possibile, è dunque opportuno fissare le tariffe sulla base di un costo standard, che dovrebbe riflettere l'impiego di una combinazione di fattori produttivi ritenuta tecnicamente ed economicamente soddisfacente da parte dell'Autorità di regolamentazione, per quanto suscettibile di ulteriori miglioramenti nel tempo, anche attraverso le innovazioni rese possibili dai progressi tecnici ed organizzativi.

Nel caso dei servizi pubblici offerti in condizioni di monopolio locale l'Autorità dispone della possibilità di comparare numerose imprese fra di loro, molte delle quali prestano lo stesso servizio in condizioni analoghe. Questo è ad esempio il caso della distribuzione di gas naturale. In simili casi l'Autorità può giungere alla definizione di un costo standard sulla base del quale articolare la tariffa. Tale costo standard rappresenta il costo che risulterebbe anche contabilmente, se tutte le imprese operanti in condizioni analoghe fossero anche caratterizzate dallo stesso grado di efficienza. Se nel settore sono presenti imprese ancora più efficienti, queste ultime sono destinate ad ottenere extra-profitti, grazie al prezzo regolato sulla base del costo standard. Nel caso invece di imprese caratterizzate da minore efficienza la regolamentazione sulla base del costo standard non consentirà loro di coprire tutti i costi. Quindi tali imprese dovranno procedere a ristrutturazioni, oppure decidere di uscire dal settore.

Qualora il criterio del costo standard non possa essere impiegato, la regolamentazione, al fine di evitare di ricadere in un puro rimborso a piè di lista, deve procedere ad uno scrutinio attento delle evidenze contabili della singola impresa per determinare il livello dei costi su cui fondare le tariffe. E' inevitabile in questi casi lasciare all'impresa regolata una rendita dovuta alla sua maggiore informazione. Compito dell'Autorità è quello di ridurre il più possibile tale rendita.

Il fatto che l'Autorità sia chiamata ad indurre le imprese all'uso efficiente delle risorse, cioè all'efficienza produttiva, è del resto testimoniato anche dal metodo di aggiornamento annuale delle tariffe, basato per legge sul meccanismo del "*price cap*" (articolo 2, comma 18, della legge n. 481/95). Tale metodo prevede che la variazione consentita del prezzo non possa prescindere dal raggiungimento di un certo obiettivo di efficienza, espresso dal tasso annuale di variazione della produttività dei fattori, tasso che l'Autorità ha avuto il potere di fissare discrezionalmente, in base alle sue competenze tecniche. L'aggiornamento annuale delle tariffe si basa quindi sulla variazione di un indice medio dei prezzi ma da tale variazione viene sottratta la variazione "obbligata" di produttività che si ritiene ragionevolmente raggiungibile dall'impresa. Il guadagno di produttività prestabilito viene così trasferito a valle ai consumatori, i quali subiscono una variazione dei prezzi minore rispetto al tasso medio di inflazione. D'altra parte ogni ulteriore guadagno di produttività che supera il livello prefissato, non contribuirà a ridurre ulteriormente i prezzi e potrà quindi essere trattenuto dall'impresa a beneficio della riduzione dei suoi costi e quindi dell'aumento dei suoi profitti. Esiste dunque l'incentivo per le imprese a ridurre i costi nel tempo per aumentare i profitti. Nelle revisioni pluriennali del livello dei prezzi è l'Autorità a valutare i guadagni di produttività concretamente ottenuti e a scegliere di traslare un'ulteriore parte dell'aumento di produttività sui clienti finali in termini di riduzioni dei prezzi.

4. Il regime dei prezzi dell'energia elettrica

Fino al completamento del processo di liberalizzazione previsto dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 il settore elettrico sarà caratterizzato dalla coesistenza fra un mercato vincolato ed un mercato libero. I clienti serviti nell'ambito del mercato vincolato pagano una tariffa di fornitura regolata dall'Autorità, attraverso un vincolo posto sui ricavi delle imprese. Nell'ambito di tale vincolo le imprese possono offrire ai loro clienti diverse opzioni tariffarie, consone ai diversi profili di consumo elettrico. Il vincolo sui ricavi viene annualmente aggiornato tramite il meccanismo del *price cap*. I clienti del mercato libero pagano invece un prezzo di mercato che scaturisce dalla negoziazione contrattuale, comunque oggetto di sorveglianza da parte dell'Autorità.

Nel periodo antecedente l'attuazione della direttiva europea riguardante la liberalizzazione del settore elettrico l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha avuto il compito di regolamentare un settore dominato dalla presenza di un'impresa monopolistica, verticalmente integrata in tutte le fasi che caratterizzano la filiera elettrica (importazione, generazione, trasmissione, distribuzione e vendita) e che offriva quindi l'energia elettrica a tutti i clienti. Uno dei primi interventi ha riguardato perciò la tariffa di fornitura finale. Si stima che i prezzi sul mercato libero, che utilizzano le tariffe come riferimento, si collochino su livelli tra il 5 e il 10% al di sotto di queste ultime.

L'Autorità ereditava dal passato un regime tariffario basato sul principio della tariffa unica nazionale, ma assai differenziato in funzione delle numerose agevolazioni tariffarie concesse a categorie particolari di utenti. Tali agevolazioni riguardavano obblighi nascenti o dalla legge di nazionalizzazione dell'energia elettrica oppure da oneri di carattere sociale (tariffa sociale) oppure ancora da oneri riguardanti il sostegno a particolari settori industriali. Complessivamente esistevano 52 tipologie tariffarie, pur essendo ciascuna di queste tipologie unica a livello nazionale. Attualmente queste tipologie sono state ridotte a nove.

L'Autorità è intervenuta dapprima sulla struttura tariffaria per migliorare la trasparenza, enucleando le componenti della tariffa legate ai costi del servizio elettrico rispetto alle altre componenti che riflettevano oneri generali posti a carico degli utenti. Attualmente la tariffa elettrica per l'utente finale del mercato vincolato può essere ricondotta a quattro componenti fondamentali: oneri generali, costi fissi, costi di combustibile ed imposte (queste ultime pari a 1,13 centesimi di euro/kWh, incidono per il 9,9% sul prezzo finale; l'incidenza sale oltre il 20% considerando la tariffa media pagata dalle famiglie). L'andamento della tariffa media al netto delle imposte e delle singole componenti è riportato nella figura 1. Dal 1997 a oggi la tariffa elettrica media al netto delle imposte è aumentata di 1,04 centesimi di euro per kWh, pari ad una variazione dell'11,2% (figura 2).

Per quanto riguarda gli oneri generali (che attualmente incidono sulla tariffa media per il 10,6%) l'aumento nel periodo considerato è stato di 0,35 centesimi di euro per kWh. Questa componente tariffaria è relativa a diverse voci di costo:

- a) oneri derivanti dall'incentivazione alla produzione di energia elettrica con fonti rinnovabili e assimilate (meritevoli quindi dal punto di vista ambientale), che ammontano a 0,96 centesimi di euro/kWh, corrispondenti ad una incidenza percentuale pari all'8,4% sulla tariffa media; nel 2001 la produzione di energia elettrica derivante da fonti rinnovabili e assimilate, incentivata e ritirata dal GRTN, è stata di 53,5 TWh di cui 12,5 TWh (pari al 23%) da fonti rinnovabili e i restanti 41 TWh (pari al 77%) da fonti assimilate, ovvero da impianti che utilizzano combustibili fossili, di processo e recuperi di energia;
- b) attività di ricerca svolte dalle imprese nell'interesse generale del paese, pari a 0,03 centesimi di euro/kWh, corrispondenti ad un'incidenza percentuale dello 0,3% sulla tariffa media;

- c) costi connessi allo smantellamento delle centrali ed alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare, che ammontano a 0,05 centesimi di euro/kWh, pari ad un'incidenza percentuale dello 0,4% sulla tariffa media;
- d) costi legati al finanziamento dei regimi tariffari speciali previsti per i settori produttivi agevolati (principalmente il settore dell'alluminio, le Ferrovie dello Stato e la società Terni), pari a centesimi di 0,17 euro/kWh;
- e) costi incagliati sostenuti precedentemente all'avvento della liberalizzazione ("*stranded cost*") e che rischierebbero di non poter più essere recuperati con l'avvento di un mercato competitivo in cui si affacciano nuove imprese non gravate dagli impegni economico-finanziari sopportati invece dalle imprese pubbliche monopoliste. Tali costi ammontano a 0,14 centesimi di euro/kWh, con un'incidenza dell'1,2% sulla tariffa media. Nel caso particolare degli *stranded cost* il principio di efficienza ha imposto all'Autorità di verificare che si trattasse effettivamente di oneri di questa natura e non di costi nascenti da inefficienze interne all'impresa interessata al recupero in tariffa. Inoltre poiché l'avvento del mercato, oltre a determinare oneri per le imprese impegnate nella generazione di energia elettrica, crea anche vantaggi in termini di rendite emergenti, l'Autorità ha ridotto la componente di oneri generali, in corrispondenza al valore della rendita idroelettrica. Infatti, poiché gli impianti idroelettrici non sono gravati dalla quota di costo per il combustibile, in un mercato competitivo godrebbero di un vantaggio, essendo unico il prezzo di mercato dell'energia prodotta, indipendentemente dalla tecnologia di produzione utilizzata. Oneri e rendite nascenti dalla liberalizzazione devono quindi compensarsi a vicenda, nell'ottica di tutelare gli utenti pur garantendo la redditività dell'impresa. Ciò ha consentito di ridurre o comunque di contenere nel tempo l'onere derivante da tale componente tariffaria.

Oltre agli oneri generali, la tariffa ai clienti vincolati comprende una componente relativa ad integrazioni tariffarie concesse alle imprese elettriche minori per garantirne l'equilibrio finanziario base alle disposizioni della legge 9 gennaio 1991, n. 10. Tale componente nel bimestre considerato ammontava a 0,03 centesimi di euro/kWh, con un'incidenza percentuale pari allo 0,3% sulla tariffa media.

Inoltre la tariffa di fornitura dell'energia elettrica ha una componente di costo del combustibile che incide attualmente sulla tariffa media per il 37,9% e che riflette l'andamento del prezzo delle fonti primarie a partire dalle quali l'energia elettrica viene generata. Nel periodo 1997-2002 la componente relativa al costo del combustibile ha subito un aumento pari a 1,7 centesimi di euro. Nel maggio 1997 l'Autorità è intervenuta sulle regole di indicizzazione del prezzo, introducendo un meccanismo incentivante al fine di indurre l'impresa a modificare il mix esistente di combustibili nella direzione di un mix "ottimale", stante il prezzo di mercato delle fonti primarie. Il prezzo dell'energia elettrica varia infatti al variare di un indice costruito a partire da un mix di combustibili che riflette la struttura del parco di generazione italiano al 1997 (carbone 16,7%, gas 22,8%, oli combustibili 60,5%). Tale struttura si caratterizzava per un eccessivo sbilanciamento verso l'impiego dei derivati del petrolio e da rendimenti insoddisfacenti di conversione delle fonti primarie in energia elettrica. Queste peculiarità si traducevano in un elevato costo dell'energia elettrica prodotta. Se l'impresa si orienta verso la modifica del parco impianti (come è poi effettivamente accaduto), riducendo i suoi costi di approvvigionamento e di generazione dell'energia elettrica può trattenere tali riduzioni, che andranno ad incrementare il suo margine di profitto. Ne risulta quindi un chiaro incentivo nella direzione di miglioramento dell'efficienza produttiva dell'impresa. Fino all'agosto 2002 tal aggiornamento è avvenuto bimestralmente in base all'andamento dei prezzi internazionali, con un meccanismo di media mobile quadrimestrale e una soglia di invarianza del prezzo pari al 2% in più o in meno. Tale meccanismo ha tutelato il consumatore di fronte alle variazioni di prezzo, consentendo di appiattare le punte che caratterizzano

la fluttuazione dei prezzi sui mercati internazionali (come illustrato anche dalla comparazione fra l'andamento del prezzo del petrolio e la tariffa media dell'elettricità, si veda la figura 3).

Nondimeno, le recenti preoccupazioni sulla ripresa dell'inflazione hanno indotto il Governo ad adottare un provvedimento di blocco immediato dei prezzi, il decreto legge 4 settembre 2002, n. 193 (convertito dalla legge 28 ottobre 2002, n. 238), e poi il Decreto del presidente del consiglio dei ministri 31 ottobre 2002 (pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 278 del 27 novembre 2002) che ha indicato all'Autorità criteri integrativi in tema di controllo della dinamica delle tariffe regolate. In ottemperanza a tale Decreto, l'Autorità ha modificato i metodi di calcolo per l'aggiornamento periodico delle componenti tariffarie dell'elettricità e del gas che recepiscono le variazioni dei prezzi internazionali dei combustibili e delle materie prime, al fine di ridurre gli impulsi inflazionistici. Per l'elettricità il provvedimento ha disposto la periodicità di aggiornamento trimestrale, anziché bimestrale; il calcolo delle variazioni sulla media dei prezzi internazionali degli ultimi sei mesi rispetto al mese che precede il trimestre di applicazione (anziché degli ultimi quattro mesi) e l'innalzamento della soglia di invarianza dal 2% al 3%. L'insieme delle misure adottate contribuirà a smorzare ulteriormente la variabilità dei prezzi finali di elettricità e gas pagati dai consumatori, benché nel corso dell'ultimo anno entrambi fossero già largamente al di sotto del tasso di crescita del livello generale dei prezzi (figura 4).

La componente relativa ai costi fissi del sistema elettrico è pari a 4,75 centesimi di euro/kWh incidendo complessivamente per il 41,6% sulla tariffa di fornitura finale. L'andamento di questa componente risente particolarmente della riforma avviata dall'Autorità che ha determinato i corrispettivi relativi ai costi effettivi del servizio elettrico. Tra il 1997 e il 2002 questa componente della tariffa media ha subito una riduzione pari a -1,04 centesimi di euro per kWh, corrispondenti a un calo del 18%. Tale componente dipende a sua volta dall'andamento di diverse classi di costo, che per esigenze di semplificazione raggruppiamo in due categorie principali: costi fissi di generazione e costi fissi di trasporto e distribuzione;

- a) per quanto attiene alla componente relativa ai costi fissi di generazione dell'energia elettrica (2,26 centesimi di euro/kWh con un'incidenza del 19,8% sulla tariffa media), nell'attesa che si consolidi la competizione su questa parte della filiera elettrica, sia attraverso la cessione di parte delle centrali dell'Enel Spa, sia mediante il meccanismo della Borsa elettrica che selezionerà la produzione delle centrali stesse sulla base di un ordine di merito economico, l'Autorità ha proceduto ad una stima del costo standard di generazione dell'energia elettrica e ridotto di conseguenza il relativo corrispettivo, determinando così una riduzione della componente costi fissi dal 1° gennaio 2001. Lo sviluppo della concorrenza determinerà in futuro la sparizione di tale componente dalla tariffa amministrata e la sua sostituzione con un prezzo di mercato della generazione;
- b) la componente relativa ai costi fissi di trasmissione e distribuzione ammonta a 2,49 centesimi di euro/kWh con un'incidenza del 21,8% sulla tariffa media. Più in dettaglio, il corrispettivo relativo ai costi di trasmissione sulla rete (trasporto in alta tensione) è pari a 0,33 centesimi di euro/kWh ed è stato modificato eliminando il precedente regime che prevedeva una tariffa "da punto a punto", fondata cioè sul percorso compiuto dall'energia elettrica lungo la rete. Essendo infatti difficile identificare il percorso effettivamente compiuto ed essendo inoltre il costo di trasmissione essenzialmente determinato da altre variabili, le tariffe da punto a punto non potevano dirsi rispondenti al costo di vettoriamento sulla rete. L'Autorità ha così definito i corrispettivi di trasmissione dell'energia elettrica tenendo conto sia del costo dell'infrastruttura che del rilievo assunto dai problemi di congestione della rete, particolarmente sensibili in alcune fasce orarie. Nella determinazione dei costi è perciò rilevante il profilo temporale di prelievo degli utenti, oltre che la quantità di energia trasportata; perciò è stata definita una tariffa di tipo multiorario. I corrispettivi relativi alla distribuzione dell'energia elettrica in media e bassa tensione, pari a 2,16 centesimi di euro/kWh, sono stati definiti tenendo conto che la rete è dimensionata sulla base della massima richiesta di punta da parte degli utenti della rete stessa.

Questi ultimi pagano quindi un corrispettivo dipendente dal loro contributo alla formazione della richiesta di punta.

La nuova tariffa di fornitura, essendo basata sui costi efficienti, determina l'eliminazione dei sussidi incrociati e quindi, pur comportando una riduzione del prezzo medio provoca aumenti di esborso per alcuni utenti e riduzioni per altri. Allo scopo di rendere graduale il passaggio alla nuova tariffa l'Autorità per l'energia ha introdotto tariffe di transizione per gli utenti domestici. E' ancora in vigore la "tariffa sociale" che prevede prezzi assai inferiori ai costi sostenuti per servire gli utenti caratterizzati da consumi molto contenuti. Tale tariffa è infatti fondata sull'equazione fra disagio sociale e ridotti consumi di energia, trascurando così il caso dei nuclei familiari numerosi che sarebbero meritevoli di protezione pur consumando quantità di energia elettrica più ampie. In futuro tali utenti dovrebbero essere protetti tramite sussidi coperti da un fondo alimentato dai prezzi pagati dagli altri utenti ed al quale tutte le famiglie in condizioni disagiate accedono attraverso il meccanismo selettivo dell'ISEE (indicatore sulla situazione economica equivalente) e non sulla base dei consumi evidenziati. Il regime delle tariffe agevolate si inquadra nel più ampio contesto della politica sociale e come tale necessita di un atto d'indirizzo da parte del Governo. Su questo tema l'Autorità sta comunque predisponendo un documento che sottoporrà alla consultazione di tutti i soggetti interessati. Fermo restando il pieno rispetto delle prerogative del Governo in materia di politica sociale, la consultazione potrà fornire al Governo utili elementi di conoscenza per formulare le scelte sopra indicate, mentre fornirà all'Autorità stessa indicazioni circa le scelte tecniche proposte e la loro compatibilità con l'insieme dei provvedimenti tariffari e più in generale di regolazione del servizio elettrico.

5. Il controllo delle tariffe nel settore del gas naturale

Anche nel settore del gas naturale possiamo ancora distinguere un mercato vincolato ed un mercato libero, al quale possono accedere clienti (o consorzi di clienti) il cui consumo è superiore a 200.000 mc/anno. Tuttavia a partire dall'1 gennaio 2003 tutti i clienti finali saranno idonei all'accesso al mercato libero, anche se 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 della distribuzione e della vendita. Fino a quella data i clienti del mercato vincolato pagano una tariffa di fornitura ed i clienti del mercato libero pagano un prezzo risultante dalla negoziazione contrattuale con le imprese del gas, negoziazione su cui vigila l'Autorità. Dopo il 1° gennaio 2003, in base a quanto ha stabilito il Decreto del presidente del consiglio dei ministri 31 ottobre 2002, l'Autorità dovrà comunque continuare a definire una tariffa di riferimento destinata a consentire un ordinato e graduale passaggio al mercato liberalizzato da parte degli utenti finali che si trovano oggi nella condizione di cliente vincolato.

Le tariffe del gas naturale prevedono a loro volta tre componenti fondamentali (figura 5): una componente relativa al costo della materia prima (comprendente quindi anche i costi di importazione e commercializzazione del gas dall'estero), una componente riguardante i costi fissi (di trasporto in alta pressione, stoccaggio, distribuzione in bassa pressione e vendita) e infine una componente relativa alle imposte. Quest'ultima frazione è particolarmente onerosa nel caso del gas naturale, soprattutto per i consumatori domestici. Infatti essa incide in media per il 45,4% e costituisce la risultante della somma fra imposte di consumo, addizionali regionali ed imposta sul valore aggiunto. Si noti fra l'altro che la base imponibile di quest'ultima comprende anche le due imposte precedenti. Tenendo inoltre conto che l'addizionale regionale varia da regione a regione, si può verificare che stilando una classifica fra le principali città italiane in merito al livello dei prezzi finali del gas naturale, l'ordinamento fra le città muta completamente quando si passa dal prezzo al netto delle imposte al prezzo al lordo delle imposte (figura 6). Considerando l'andamento della

tariffa media del gas al netto delle imposte si può verificare che nel periodo 1997-2002 essa è aumentata di 2,5 centesimi di euro per mc, pari al 5,1%. Tale aumento risulta dalle variazioni di segno opposto delle singole componenti.

La componente materia prima nell'ambito della tariffa media in vigore al primo agosto 2002, ammontava a 12,1 e incideva per il 21,5% sul totale. Nel periodo 1997-2000 l'aumento è risultato pari a 3,7 centesimi di euro. Rispetto a tale componente occorre ricordare che anche il prezzo del gas risente dell'andamento dei prezzi petroliferi. Nei contratti internazionali di importazione esistono clausole di indicizzazione del prezzo di acquisto del gas al prezzo del petrolio greggio e dei suoi derivati. Anche il prezzo di consumo finale, attraverso la "quota materia prima", è quindi collegato all'andamento dei prezzi petroliferi. Il meccanismo di indicizzazione preesistente, basato unicamente sull'andamento del prezzo del gasolio (in quanto sostituto del gas) sul ristretto mercato nazionale, determinava aumenti di prezzo non giustificati in relazione alle quotazioni internazionali del gasolio stesso. Dopo aver immediatamente ancorato il prezzo del gas al prezzo internazionale del gasolio (1998), l'Autorità per l'energia è intervenuta con un provvedimento di modifica dei criteri di indicizzazione (1999), individuando all'interno del costo riconosciuto della materia prima una quota che corrisponde al costo di acquisto del gas all'estero e scegliendo per l'indicizzazione di tale quota un paniere composto da prezzi dei greggi, del gasolio e dell'olio combustibile. Allo scopo di diluire le impennate dei prezzi petroliferi l'Autorità ha scelto di calcolare le variazioni dell'indice dei prezzi con un meccanismo di medie semestrali, adeguato appunto a stemperare nel tempo le variazioni dei prezzi stessi tenendo conto al contempo del "lag" temporale di variazione dei prezzi negli stessi contratti internazionali di approvvigionamento del gas (pari appunto a sei mesi). Come si è detto al paragrafo 4 relativo ai prezzi dell'energia elettrica, le recenti preoccupazioni sull'andamento dell'inflazione italiana hanno spinto ad un'ulteriore revisione di tale sistema di indicizzazione. Per il gas, la delibera 29 novembre 2002, n. 195 ha disposto che – a partire dal gennaio 2003 - la periodicità di aggiornamento tariffario divenga trimestrale, anziché bimestrale; che il calcolo delle variazioni sia effettuato sulla media dei prezzi internazionali degli ultimi nove mesi rispetto al mese che precede il trimestre di applicazione, anziché degli ultimi sei mesi; mentre ha mantenuto la soglia di invarianza al 5%. L'insieme dei provvedimenti contribuirà anche nel settore del gas a ridurre ulteriormente la variabilità del prezzo finale pagato dai consumatori, cioè a renderlo meno volatile rispetto al prezzo del petrolio da cui in parte dipende (figura 7).

La componente relativa ai costi fissi ammonta a 18,9 eurocent/mc, pari ad un'incidenza del 33,2% sulla tariffa media in vigore al primo agosto 2002. Per effetto dei provvedimenti intrapresi dall'Autorità tale componente si è ridotta di 1,2 centesimi di euro tra il 1997 ed il primo semestre 2002. La componente dei costi fissi comprende due parti:

- a) costi relativi all'attività di trasporto e stoccaggio in alta pressione, che ammontano a 10,23 eurocent/mc ed incidono per il 15% sulla tariffa media.
- b) costi relativi all'attività di distribuzione locale (comprensivi anche dei costi di vendita all'utente finale), che ammontano a 10,23 eurocent/mc e mostrano un'incidenza pari al 18% del totale.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, in vista della riforma delle tariffe di distribuzione è intervenuta con un provvedimento di riduzione della componente relativa ai costi fissi (figura 8), dopo aver accertato che il costo del servizio di trasporto del gas in alta pressione (che include le attività di trasporto in metanodotto, stoccaggio in giacimento, bilanciamento e vendita del gas all'ingrosso) pagato alla società Snam Spa era più elevato del 12% rispetto alle più prudenti stime di costo, desumibili dai bilanci di questa società. La conseguente riduzione delle tariffe di distribuzione si è riflessa in una diminuzione del prezzo finale pari a 23,7 lire per mc, a partire dal 1 gennaio 2000.

L'Autorità è successivamente intervenuta sulle singole componenti dei costi fissi, allo scopo di definire le tariffe di trasporto e rigassificazione, le tariffe di stoccaggio e le tariffe di distribuzione in base ai costi effettivi di questi servizi che compongono la filiera del gas. I provvedimenti relativi a tali tariffe assumono un duplice significato per il mercato del gas. I precedenti servizi richiedono una tariffa regolata in quanto sono prestati ancora in condizioni di monopolio ma, in base alla liberalizzazione, sono ora accessibili a tutte le imprese che sono autorizzate ad utilizzarli per poter svolgere l'importazione e la vendita del gas all'ingrosso ed al minuto. Fissando tariffe che non discriminano fra le imprese e che sono basate sui costi efficienti l'Autorità contribuisce a rendere concreta ed effettiva la concorrenza nella vendita di gas, prevenendo gli abusi di posizione dominante da parte dei gruppi industriali che essendo storicamente attivi in tutte le fasi della filiera, potrebbero perseguire strategie di esclusione dei potenziali concorrenti fissando tariffe troppo elevate per gli indispensabili servizi di trasporto e stoccaggio del gas. La riformulazione di queste singole tariffe è destinata a riversarsi a valle in termini di minori prezzi per l'utente finale. Infatti i minori prezzi per il trasporto e lo stoccaggio di gas contribuiscono a ridurre i costi delle imprese che utilizzano tali servizi per vendere gas. La concorrenza nell'ambito della vendita dovrebbe costituire il meccanismo che dovrà trasferire ai consumatori finali tale riduzione dei costi in termini di riduzioni dei prezzi.

In particolare per quanto riguarda le tariffe di trasporto del gas, l'Autorità ha modificato il precedente meccanismo tariffario fondato sulla distanza fra punti di immissione e punti di prelievo del gas, definendo un nuovo meccanismo che attenua l'impatto del fattore distanza e si fonda prioritariamente sulla capacità di trasporto prenotata in entrata ed in uscita sui metanodotti ad alta pressione e sul flusso di energia vettoriata. Sulla parte finale della rete regionale dei metanodotti a media pressione vige invece una tariffa a "francobollo" completamente indipendente dalla distanza. La tariffa è strutturata in modo tale da incentivare la società di trasporto ad aumentare il flusso di gas vettoriato, coerentemente con l'obiettivo della liberalizzazione di estendere le quantità di gas commercializzate dai nuovi entranti nell'industria. Le nuove tariffe di trasporto approvate dall'Autorità per l'anno termico 2002-2003 vedono una riduzione media del 7% rispetto all'anno precedente.

Nell'industria del gas lo stoccaggio ha una funzione strategica, per far fronte al rischio di interruzioni delle importazioni dall'estero, e di modulazione stagionale delle forniture: consentendo di immettere gas nei giacimenti adibiti a questa funzione, per poi prelevarlo nei periodi di punta invernale. In Italia l'attività di stoccaggio è svolta in monopolio da una società controllata dal gruppo Eni Spa. L'Autorità per l'energia ha definito le nuove tariffe di stoccaggio con l'obiettivo sia di incentivare l'ingresso di nuove imprese in una fase del sistema dove la concorrenza è possibile, sia di controllare il monopolio di fatto con la determinazione di una tariffa regolata che rimuove il precedente meccanismo di discriminazione dei prezzi su base stagionale, messo in atto dal monopolista per massimizzare i suoi profitti. La nuova tariffa, basata sui costi risultanti da evidenze contabili, prevede corrispettivi correlati ai costi per detenere il gas nei giacimenti e per ottenere la disponibilità massima di punta da prelevare nei periodi più freddi. Disponendo l'Italia di giacimenti di stoccaggio a costi ridotti rispetto ad altri paesi europei, la definizione di corrispettivi fondati sui costi ha permesso di ridurre le tariffe pagate dalle imprese che richiedono i servizi di stoccaggio per poter svolgere efficacemente le attività di importazione e vendita del gas.

L'Autorità ha altresì definito le nuove tariffe per la distribuzione del gas, ora separata dall'attività di vendita ai clienti finali, che sarà completamente liberalizzata a partire dal gennaio 2003. L'attività di distribuzione, essendo un monopolio naturale locale, continuerà ad essere un'attività regolamentata con una propria tariffa. Poiché il servizio di distribuzione viene svolto in Italia da una molteplicità di operatori, comprendenti imprese pubbliche e private, nonché comuni che prestano il servizio in economia, l'Autorità nel definire le nuove tariffe ha messo in atto un meccanismo di

“concorrenza comparativa”, con lo scopo di stimare i parametri fondamentali da cui dipende il costo di distribuzione in base al confronto fra i costi effettivi di un campione rappresentativo di imprese e prendendo poi come base per le tariffe i costi di quell’insieme di imprese che si sono rivelate più efficienti. Successivamente tale metodo è stato integrato per tenere conto di alcune sentenze della magistratura amministrativa, che hanno rilevato l’opportunità di determinare i valori tariffari sulla base dei costi di investimento delle imprese che dispongono di bilanci certificati. Ulteriori margini di riduzione delle tariffe di distribuzione potrebbero essere raggiunti in seguito allo sfruttamento delle economie di scala che si manifesterebbero per effetto della fusione degli operatori minori presenti in questo segmento della filiera (oltre 700).

Le precedenti valutazioni sulla composizione della tariffa media del gas naturale e sull’andamento delle principali componenti devono essere integrate alla luce dei meccanismi di regolamentazione introdotti prima della legge n. 481/95 e miranti a favorire la massima estensione della metanizzazione nel nostro Paese. In base ad un meccanismo noto come “svantagliamento” il prezzo della “materia prima” pagato dalle aziende di distribuzione locale sul mercato all’ingrosso veniva corretto sulla base dell’andamento dei consumi medi: più elevati nel Nord Italia e nelle zone interne del Sud e più bassi nelle altre zone del Sud come in alcune zone rivierasche del nord, a causa dell’incidenza dei consumi per riscaldamento. Di conseguenza gli utenti delle zone dai consumi medi più elevati pagavano un prezzo maggiore di quello che sarebbe stato giustificato sulla base dei loro costi medi di distribuzione (più bassi grazie all’ampiezza del consumo per riscaldamento) mentre gli utenti residenti nelle zone dai consumi medi più bassi (in forza della scarsa incidenza dei consumi per riscaldamento) pagavano un prezzo finale minore di quanto i loro costi medi di distribuzione (più elevati) avrebbero consentito. Grazie a questo meccanismo che creava sussidi incrociati sul piano territoriale si poteva espandere la metanizzazione anche in zone climatiche avverse rispetto alla crescita dei consumi. L’attività di sorveglianza dell’Autorità per l’energia sul mercato libero all’ingrosso, relativamente ai contratti attivati dopo il 1° luglio 2002 nei quali non v’è più alcun riferimento a questo meccanismo, ha rivelato contemporaneamente la presenza di sconti sul prezzo del gas sia nel Nord Italia che nel Mezzogiorno.

6. Un confronto europeo dei prezzi dell’energia elettrica

Per valutare il grado di onerosità dei prezzi italiani dell’energia elettrica, questi ultimi possono essere confrontati con la media europea ponderata (in funzione dei consumi nazionali in volume riferiti al 2000), distinguendo utenze domestiche ed utenze industriali. Ciò permette di valutare l’onerosità dei prezzi italiani in maniera più corretta, poiché in ciascun paese europeo i consumi hanno dimensioni assai diverse. I dati per le utenze domestiche (tavola 1) sono relativi a quattro tipologie di consumo: 600 kWh, 1200 kWh, 3500 kWh e 7500 kWh annui. I dati mostrano che gli utenti italiani con livelli di consumo più bassi, pari a 600 kWh e 1200 kWh, sostengono prezzi al netto delle imposte molto inferiori a quelli prevalenti in Europa. Una situazione opposta caratterizza le utenze con consumi più elevati: i prezzi italiani si collocano ben al di sopra della media europea (figura 9). Mediamente lo scostamento percentuale dei prezzi italiani dalla media europea ponderata può essere stimato pari al 13,3%. Questo divario è in linea con quello sopportato dalla famiglia media italiana, con potenza installata di 3 kWh e consumi annui di 2.700 kWh, attorno a cui si addensa gran parte dell’utenza domestica. L’applicazione graduale della riforma tariffaria promossa dall’Autorità per l’energia ha fatto registrare una crescita tendenziale dei prezzi per le utenze con consumi più bassi e specularmente una flessione per quelle con consumi più elevati. Tuttavia proprio tale gradualità non ha consentito ancora di ripristinare le responsabilità di costo ed in particolare il completo riassorbimento del divario negativo fra prezzi e costi per le utenze domestiche agevolate. Permane tuttora un grado di progressività della tariffa che da luogo a sussidi incrociati dai clienti domestici non residenti verso i clienti residenti con bassi livelli di consumo

nonché dai clienti domestici residenti con ampi livelli di consumo verso i clienti domestici residenti con bassi livelli di consumo.

Differenziata è la situazione per le utenze industriali (che in realtà comprendono qualsiasi uso dell'energia elettrica in locali diversi dalle abitazioni e quindi includono anche usi terziari ed agricoli) rispetto alle quali possono essere considerati dati relativi a sette tipologie di consumo, comprese fra 50 MWh e 70 GWh annui (tavola 2). Nonostante la riforma tariffaria abbia contribuito alla riduzione dei prezzi, si può rilevare che, con l'eccezione del livello di consumo di 50 MWh annui, corrispondente all'applicazione della tariffa base per le utenze in media tensione, i prezzi italiani si collocano sempre al di sopra della media europea, con elevati scostamenti. Tuttavia bisogna anche tener conto che le rilevazioni dei prezzi non tengono conto del peso dei grandi clienti idonei, che hanno beneficiato dell'apertura del mercato libero nonché di interventi a loro favore, quali l'attribuzione a prezzi particolarmente bassi di energia elettrica prodotta da impianti incentivati (in base al provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi n. 6 del 29 aprile 1992) e di quote significative di energia elettrica importata.

7. Un confronto europeo dei prezzi del gas

Anche nel caso del gas naturale i prezzi italiani sono posti a confronto con la media ponderata basata sui consumi dei singoli Paesi in termini di volume, distinguendo utenti civili (tavola 3) e utenti industriali (tavola 4). In tal modo l'effettiva onerosità dei prezzi italiani viene vagliata tenendo conto delle differenze di consumo nei vari paesi. Per le piccole utenze domestiche, che consumano prevalentemente gas per uso cottura, i prezzi italiani al netto delle imposte sono tra i più bassi in Europa (e si noti per inciso che rimarrebbero tali anche al lordo delle imposte). Piuttosto diverso è invece il quadro per livelli di consumo superiori. Il prezzo al netto delle imposte pagato da utenti con consumi annui di circa 2.200 mc, relativi quindi all'uso di gas per riscaldamento è superiore a quello di tutti i Paesi europei e risulta superiore del 18% al valor medio ponderato a livello europeo (figura 10). Il divario si accresce per prezzi corrisposti dagli utenti con consumi pari a circa 3.300 (+ 21%). Il divario si accresce molto qualora si considerino i prezzi al lordo delle imposte. Nel caso delle ultime due tipologie considerate l'incidenza fiscale è superiore di oltre due volte quella media europea.

Anche per i clienti finali industriali il confronto dei prezzi italiani con la media europea fornisce un quadro articolato. In termini generali, per livelli di consumo più bassi, riferiti a piccoli esercizi commerciali e industriali, i prezzi sono tra i più elevati in Europa. Il divario rispetto alla media ponderata europea si riduce progressivamente per le tipologie di consumo superiore. Nel caso degli usi industriali l'incidenza fiscale risulta sempre più bassa della media europea, che risente dell'elevato prelievo fiscale (per fini ambientali) in Paesi come l'Austria, l'Olanda e la Svezia.

8. I prezzi dell'energia elettrica e del gas ed i passi futuri della liberalizzazione

Il livello delle tariffe e dei prezzi in Italia, a confronto con i principali paesi europei, rende evidente la necessità di operare per una loro riduzione. La possibilità che ciò si realizzi dipende sia dalle ulteriori riduzioni del costo del servizio che possono essere favorite dalla liberalizzazione in via di compimento e dalla concorrenza in via di affermazione, sia dalla rimozione degli ostacoli che ancora si frappongono all'ammodernamento degli impianti e al miglioramento del mix di combustibili, sia infine dal contenimento degli oneri generali di sistema.

Il grado effettivo di concorrenza che potrà emergere sui mercati è comunque condizionato dai limiti di una liberalizzazione europea, e successiva attuazione nazionale, che opera soprattutto come liberalizzazioni “dal lato della domanda”, consentendo a quantità progressivamente maggiori di clienti “idonei” di scegliere liberamente il proprio fornitore di gas e di energia elettrica, ma non ha finora operato con efficacia per creare condizioni di concorrenza dal lato dell’offerta.

La libertà di entrata sul mercato da parte di nuove imprese, resa possibile dalla rimozione progressiva dei diritti di esclusiva precedentemente garantiti, deve essere accompagnata da una garanzia di indipendenza e non discriminazione nella gestione delle reti e da una ragionevole certezza che non sia possibile all’operatore dominante, o ad un piccolo numero di operatori congiuntamente dominanti, porre in atto misure di fatto discriminatorie tali da mettere a rischio l’investimento effettuato dal nuovo entrante.

Nel caso dell’energia elettrica può non essere sufficiente la cessione di capacità produttiva attualmente imposta all’operatore dominante affinché si sviluppi una robusta concorrenza nell’ambito della generazione, tenuto conto dei tempi di costruzione di nuove centrali da parte di altri operatori.

Nel caso del gas, l’importazione è di gran lunga più importante della produzione nazionale e sono stati quindi imposti limiti (“tetti antitrust”) alle quantità importate dall’operatore dominante. I limiti imposti all’importazione sono comunque più elevati di quelli imposti nell’ambito della vendita, facendo sì che le imprese nuove entranti siano costrette ad acquistare quantitativi di gas dall’impresa dominante. Quest’ultima di fronte a questi venditori assume la duplice veste di fornitore all’ingrosso di materia prima e poi di concorrente nella fornitura del servizio al consumatore finale.

E’ rilevante il ruolo svolto dalla capacità effettiva di trasporto disponibile sulle reti di trasmissione dell’energia elettrica e di trasporto del gas. I vincoli di capacità e le congestioni della rete non giovano ai nuovi entranti che incontrano limiti praticamente insuperabili quando non possono incrementare la fornitura ai loro clienti finali poiché non sono in grado di trasportare sulla rete tutta l’energia che vorrebbero. Nel caso del gas naturale il razionamento della capacità di stoccaggio assume un ruolo altrettanto rilevante del razionamento della capacità di trasporto, vista la stagionalità dei consumi civili per riscaldamento, ma tutta la capacità resta concentrata in capo ad un unico operatore appartenente al gruppo industriale dominante, nonostante tale attività non costituisca un monopolio naturale.

Nel caso del mercato elettrico è prossima l’apertura di un vero e proprio mercato centralizzato sotto forma di “Borsa elettrica”, che dovrebbe costituire un vero e proprio volano per la concorrenza. La sua realizzazione sarà attuata con le cautele necessarie ad evitare che proprio sulle contrattazioni di borsa si eserciti il potere di mercato dell’operatore dominante contrastando l’effetto della concorrenza per una riduzione dei prezzi. È auspicabile un avvio in tempi stretti, secondo un programma di attivazione progressiva dei diversi mercati che compongono la borsa dell’elettricità.

Nel caso del gas non esiste un vero e proprio mercato centralizzato e diversamente da altri Paesi (Gran Bretagna e USA) non esiste un mercato spot nell’ambito del quale possano approvvigionarsi di gas anche soggetti che non dispongano di giacimenti o di contratti di importazione. La mancanza di un mercato centralizzato del gas rende perciò ardua la possibilità che si sviluppi un’intensa concorrenza su tale mercato: la concorrenza è limitata dalla scarsità dei quantitativi di materia prima di cui i nuovi entranti possono disporre.

Per rimuovere i citati ostacoli l'Autorità opera con gli strumenti a sua disposizione. Essa ha avviato un'intensa attività di collaborazione europea nell'ambito CEER (*Council of European Energy Regulators*) al fine di facilitare al massimo il commercio tra i sistemi europei mediante l'abbattimento delle barriere e l'armonizzazione delle tariffe di trasporto.

In campo nazionale, oltre alle misure orientate alla promozione della concorrenza, sono da considerare importanti le misure adottate dal Governo per facilitare gli investimenti in nuova generazione elettrica e quelle disposte dall'Autorità e in parte rafforzate con disposizioni di legge, volte a facilitare gli investimenti in nuove strutture per l'approvvigionamento del sistema energetico nazionale, sia per l'elettricità che per il gas. Analoga importanza potrebbero avere misure atte a promuovere, con garanzie per l'ambiente, l'impiego di combustibili meno costosi nella generazione dell'elettricità.

Non vi è dubbio che la concorrenza rimarrà a lungo limitata in alcuni ambiti. Ad esempio, nel caso del gas naturale è probabile che alla completa liberalizzazione della domanda non segua un generalizzato intensificarsi della concorrenza, bensì una sorta di segmentazione dei mercati da parte degli operatori, che potrebbe non generare significativi ribassi dei prezzi e lascerebbe sussistere in molti mercati finali un unico venditore. Si renderanno quindi necessarie forme di tutela da parte dell'Autorità anche nei confronti dei clienti che si affacceranno al mercato libero, come dispone lo stesso Decreto del presidente del consiglio dei ministri 31 ottobre 2002.

TAVOLE E FIGURE

- Figura 1: Composizione della tariffa elettrica media nazionale al 1° novembre 2002
- Figura 2: Elettricità: andamento delle componenti tariffarie (centesimi di euro/kwh)
- Figura 3: Tariffa elettrica: evoluzione rispetto al prezzo del petrolio
- Figura 4: Tassi d'inflazione a confronto: elettricità, gas e livello generale dei prezzi
- Figura 5: Composizione della tariffa media nazionale del gas al 1° novembre 2002
- Figura 6: Spesa annua di una famiglia che consuma 1.900 mc di gas per riscaldamento individuale
- Figura 7: Tariffa del gas: evoluzione rispetto al prezzo del petrolio
- Figura 8: Gas: andamento delle componenti tariffarie e delle imposte (centesimi di euro/mc)
- Figura 9: Tariffe dell'energia elettrica (al netto delle imposte) a confronto – gennaio 2002 (tariffe calcolate per due tipologie di cliente domestico: con consumo annuo di 1.200 e 3.500 kWh)
- Figura 10: Tariffe del gas (al netto delle imposte) a confronto – gennaio 2002 (tariffa calcolata per un cliente domestico con un consumo annuo di 2.176,2 mc)
- Tavola 1: Prezzi dell'energia elettrica al netto delle imposte per tipologia di consumo: utenze domestiche
- Tavola 2: Prezzi dell'energia elettrica al netto delle imposte per tipologia di consumo: utenze industriali
- Tavola 3: Prezzi del gas al netto delle imposte per tipologia di consumo: utenze domestiche
- Tavola 4: Prezzi del gas al netto delle imposte per tipologia di consumo: utenze industriali

Figura 1

**COMPOSIZIONE DELLA TARIFFA ELETTRICA MEDIA NAZIONALE AL 1° NOVEMBRE 2002
(11,43 centesimi di euro/kWh)**

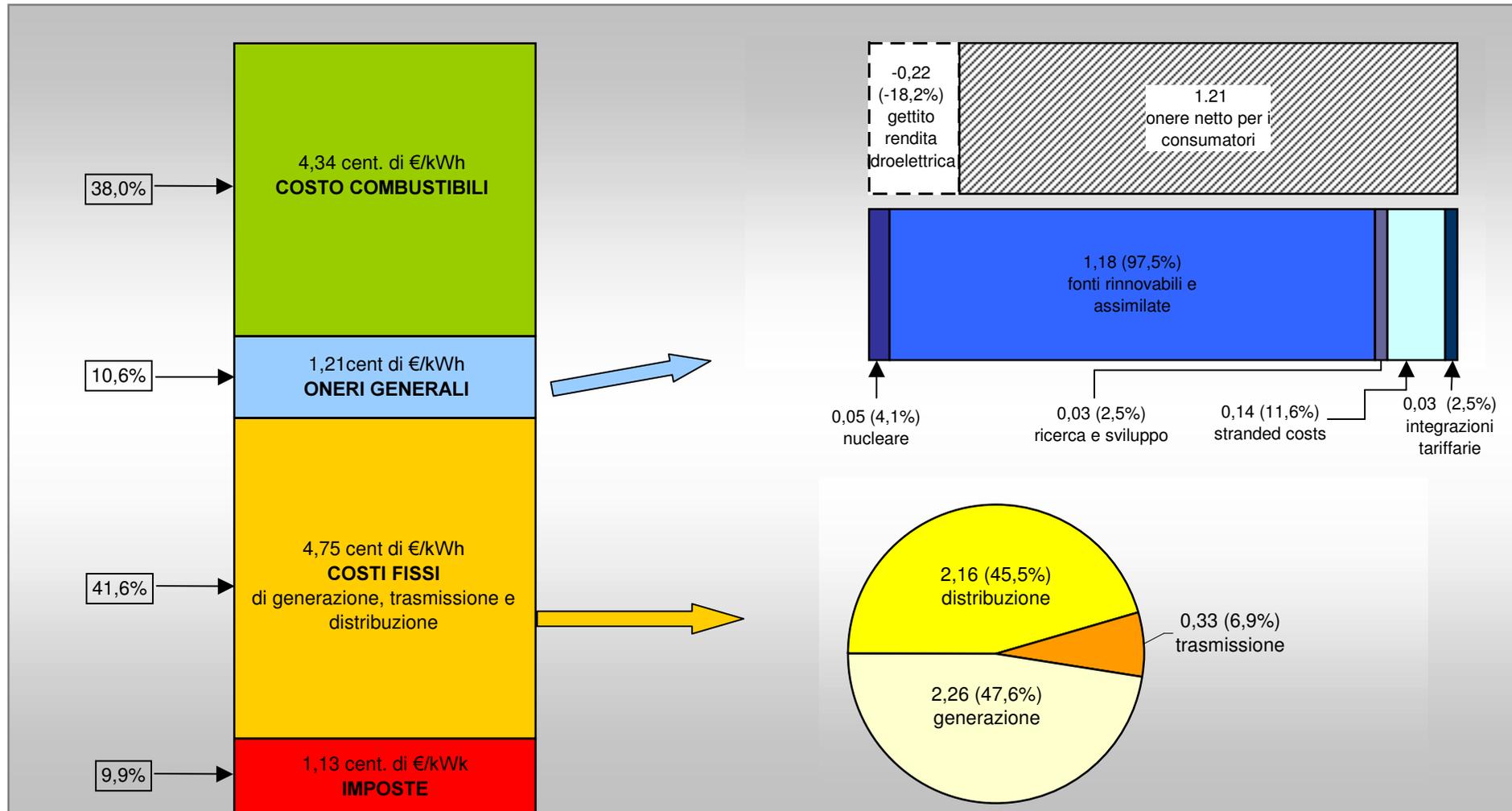
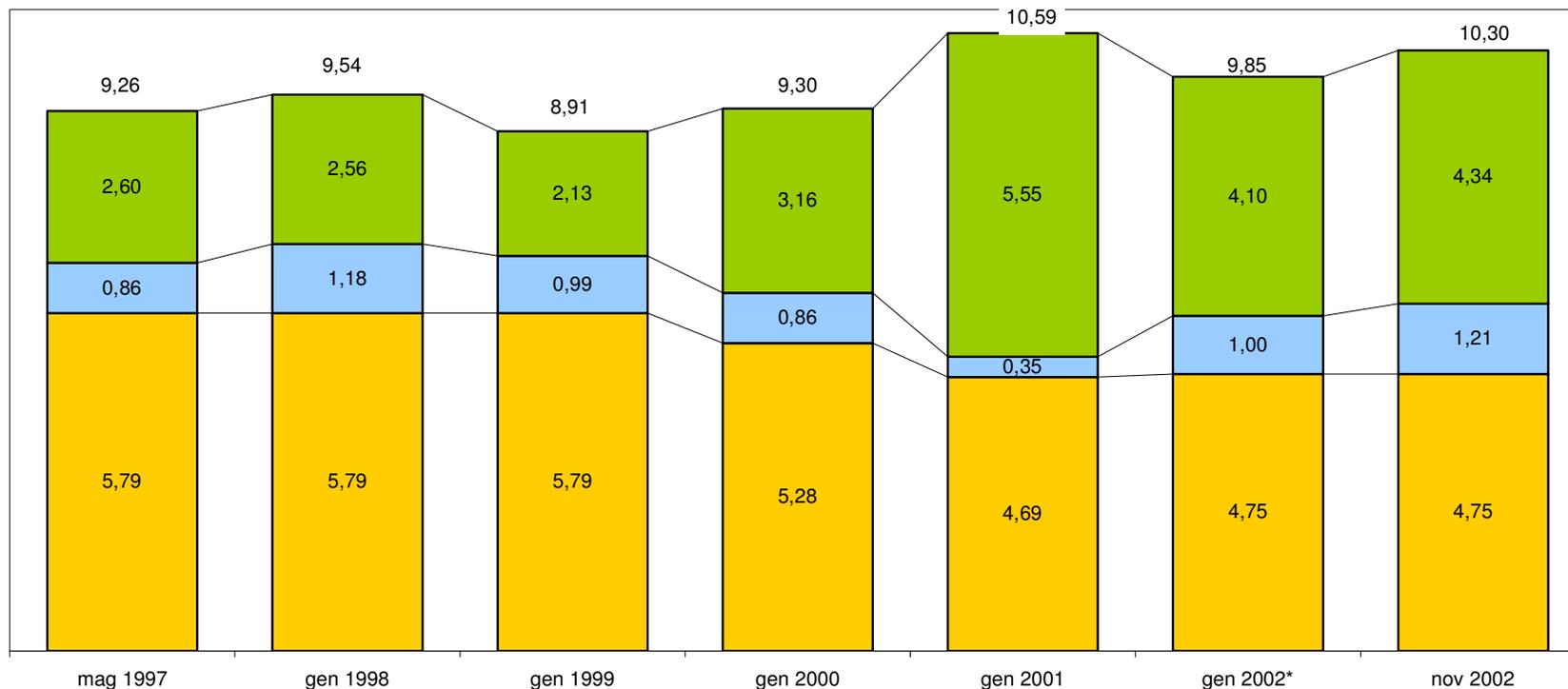


Figura 2

ELETTRICITÀ: ANDAMENTO DELLE COMPONENTI TARIFFARIE
centesimi di euro/kWh



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

- componente a copertura del costo del combustibile
- componente a copertura dei costi sostenuti nell'interesse generale
- componente a copertura dei costi fissi relativi al servizio di generazione, trasmissione e distribuzione

Figura 3

TARIFFA ELETTRICA: EVOLUZIONE RISPETTO AL PREZZO DEL PETROLIO

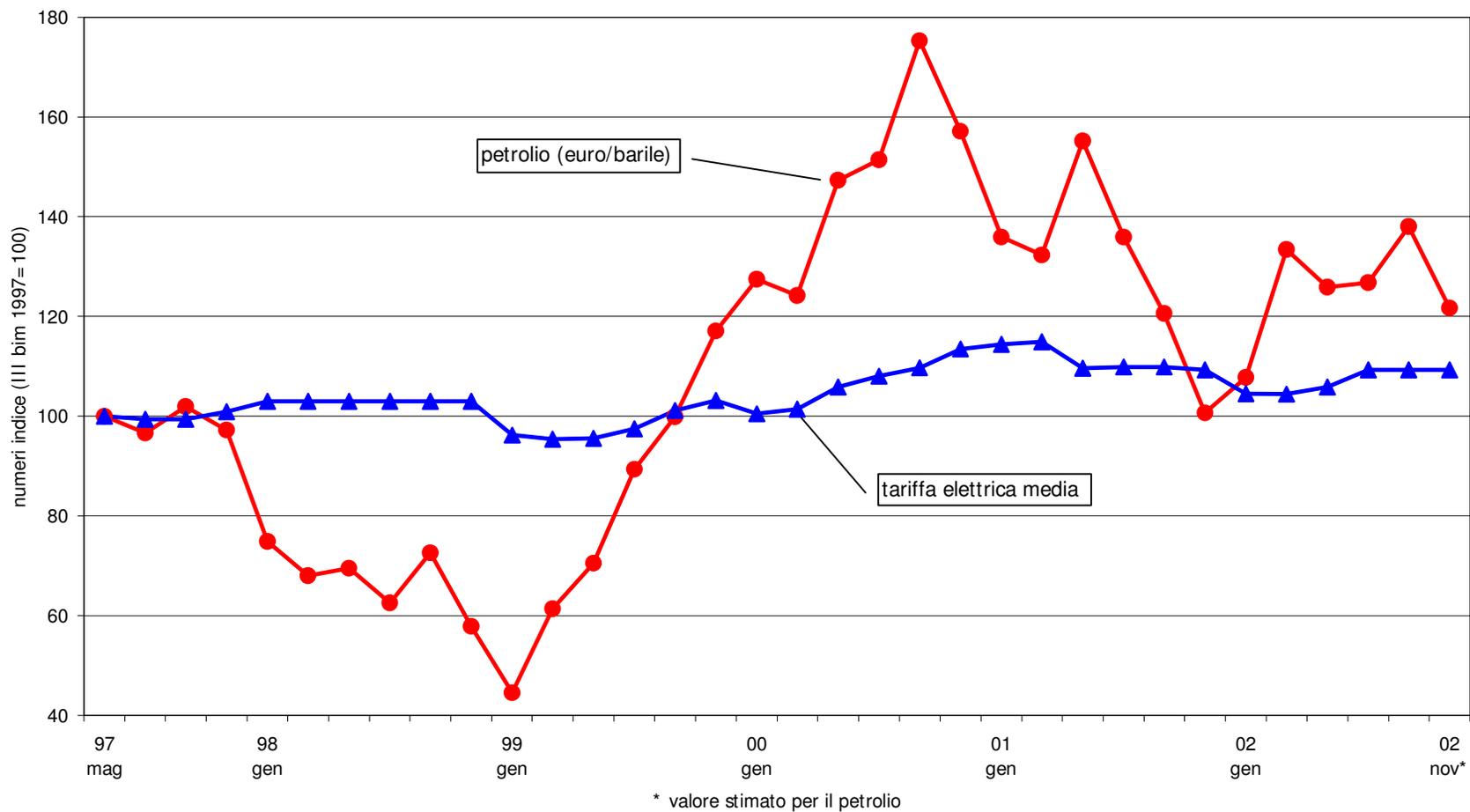


Figura 4

TASSI D'INFLAZIONE A CONFRONTO: ELETTRICITÀ, GAS E LIVELLO GENERALE DEI PREZZI

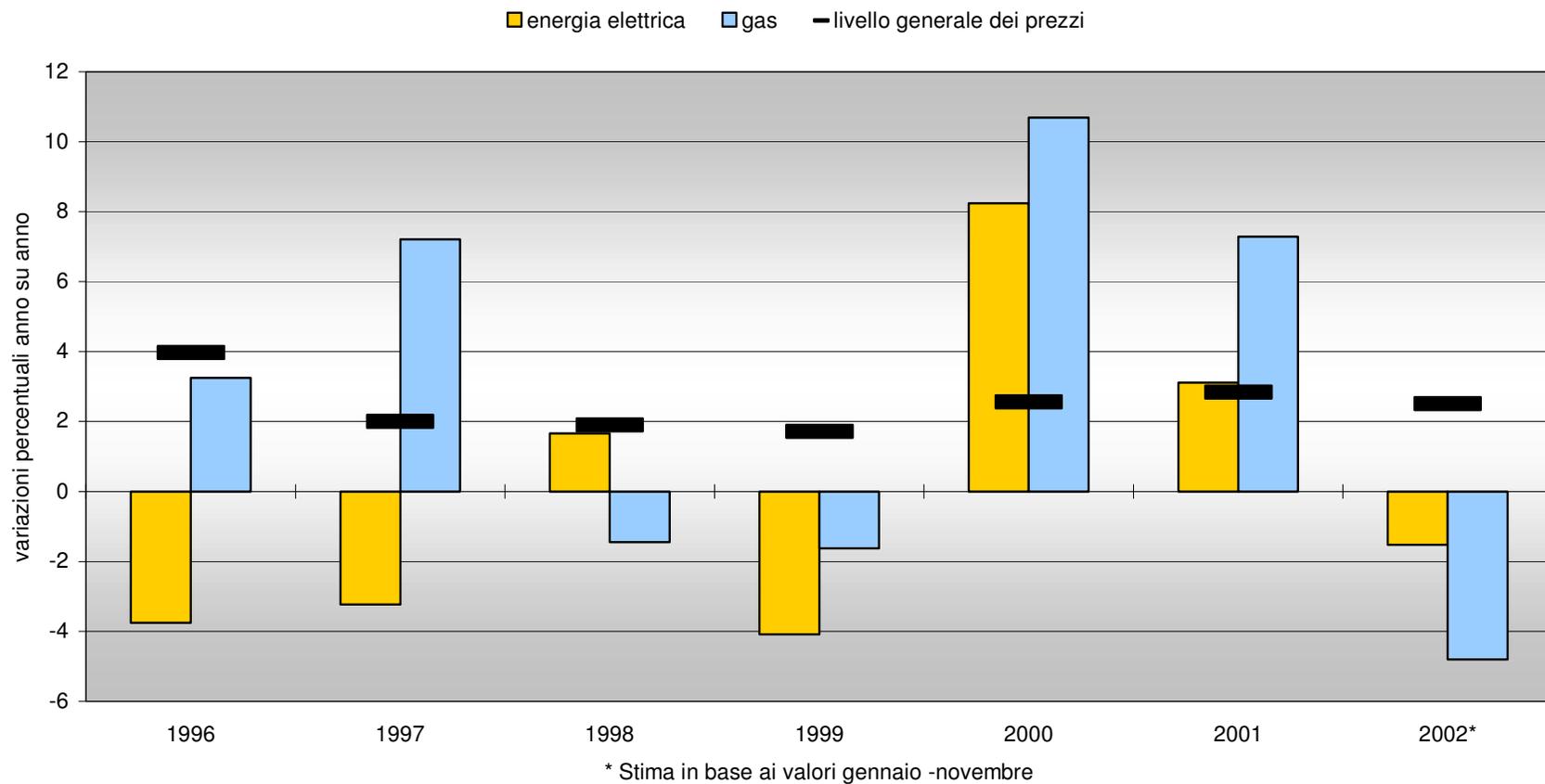


Figura 5

COMPOSIZIONE DELLA TARIFFA MEDIA NAZIONALE DEL GAS AL 1° NOVEMBRE 2002
(56,6 centesimi di euro/mc)

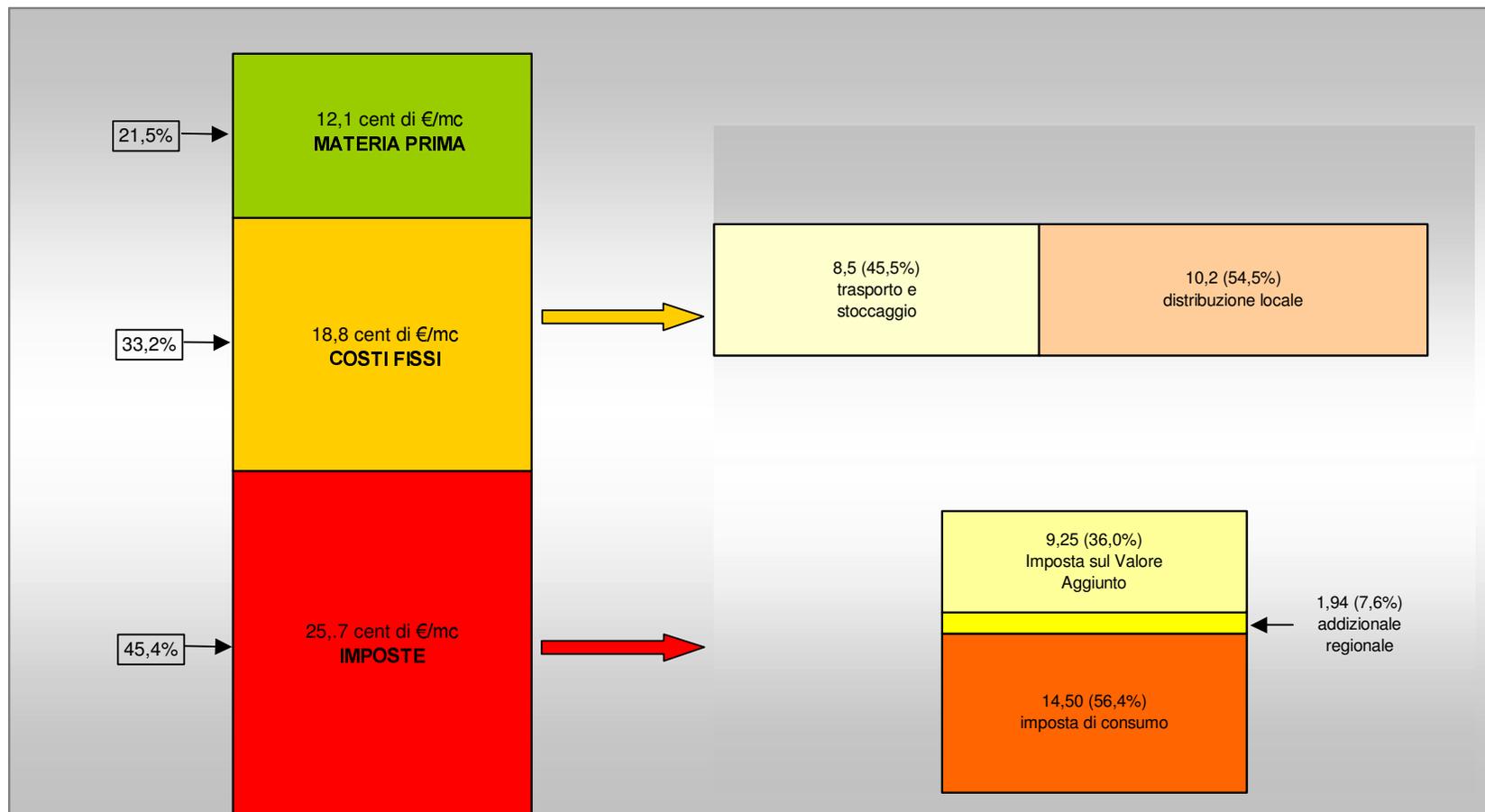


Figura 6

**SPESA ANNUA DI UNA FAMIGLIA CHE CONSUMA 1.900 mc DI GAS
PER RISCALDAMENTO INDIVIDUALE**

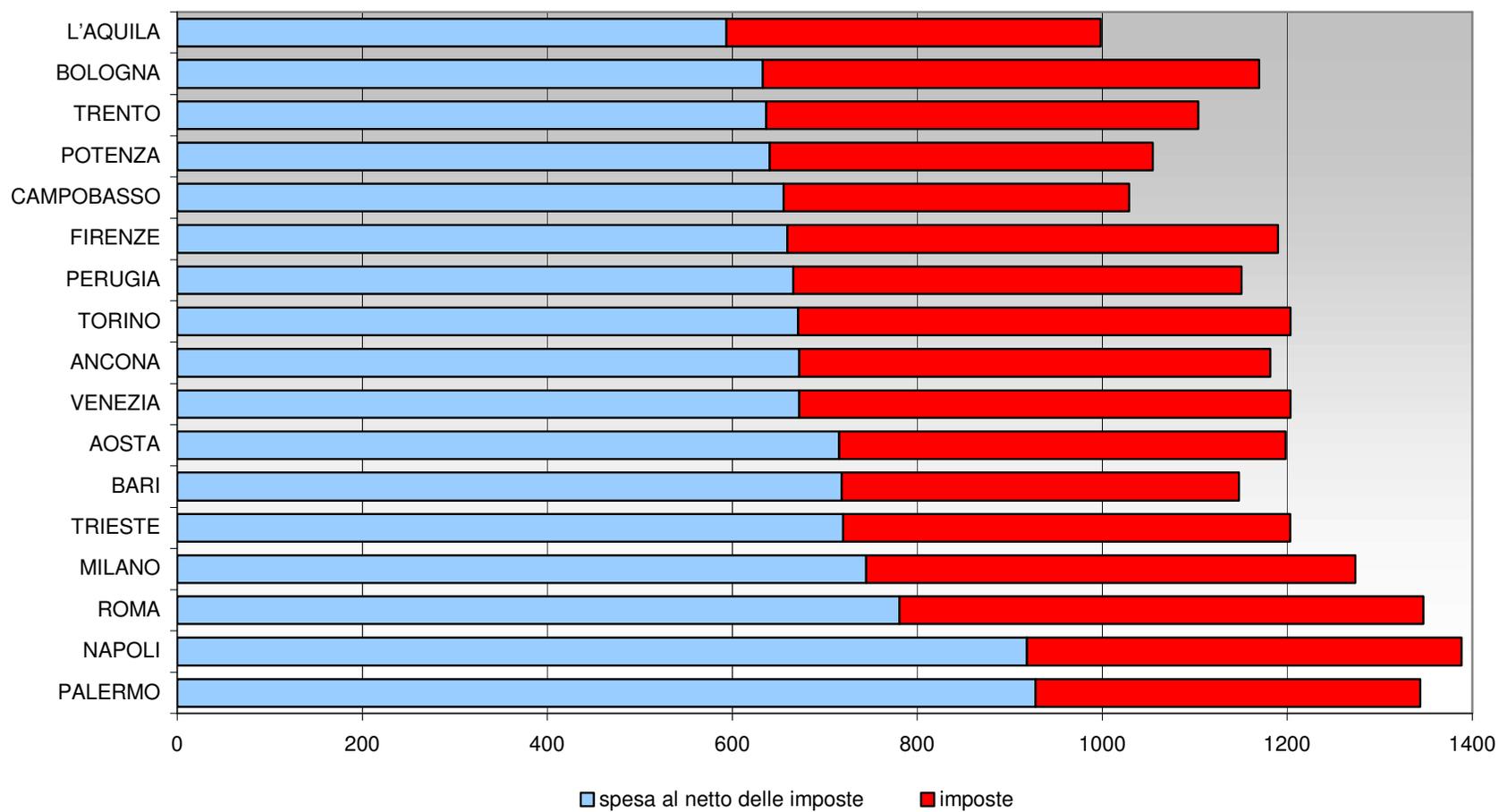


Figura 7

TARIFFA DEL GAS: EVOLUZIONE RISPETTO AL PREZZO DEL PETROLIO

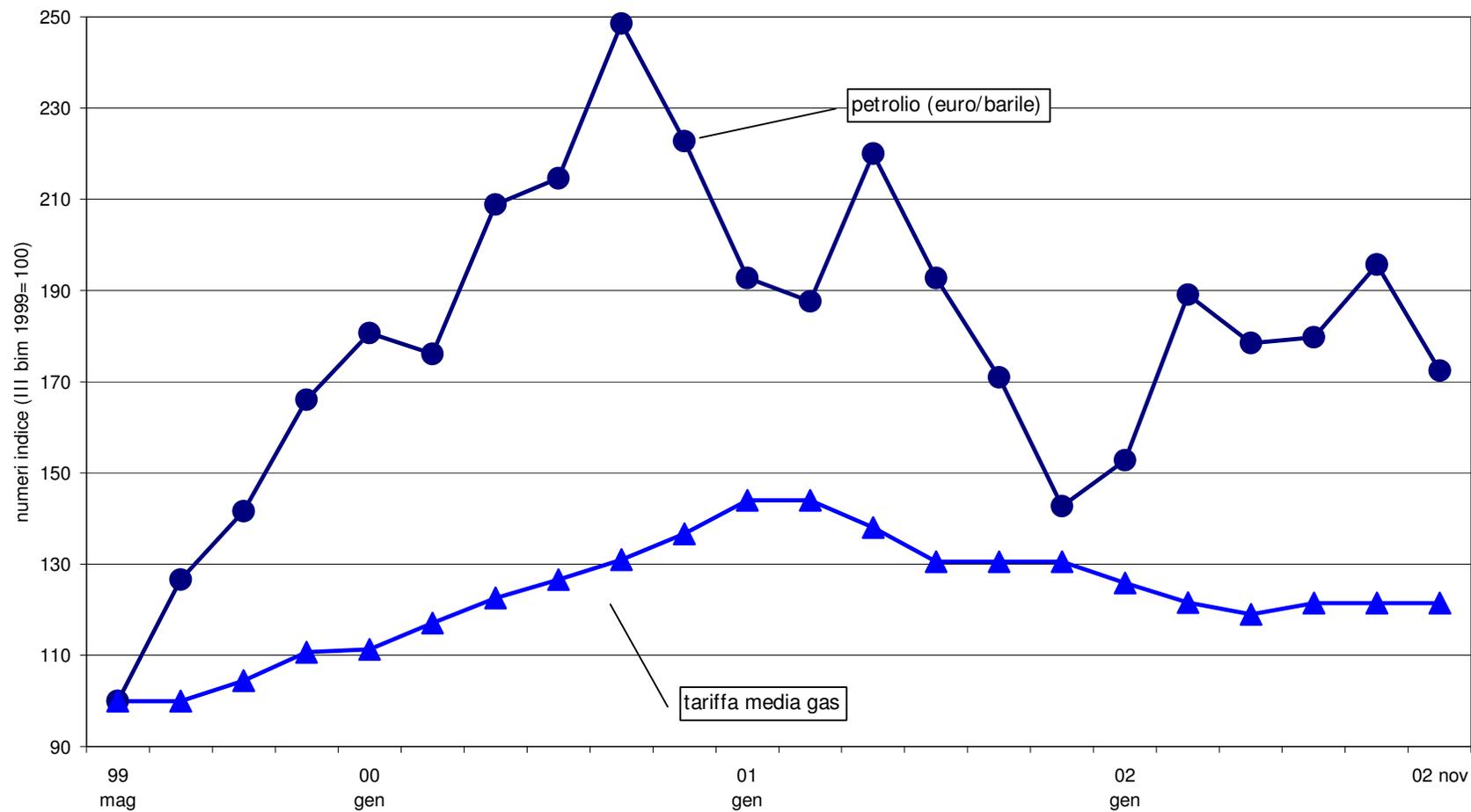


Figura 8

GAS: ANDAMENTO DELLE COMPONENTI TARIFFARIE E DELLE IMPOSTE
centesimi di euro/mc

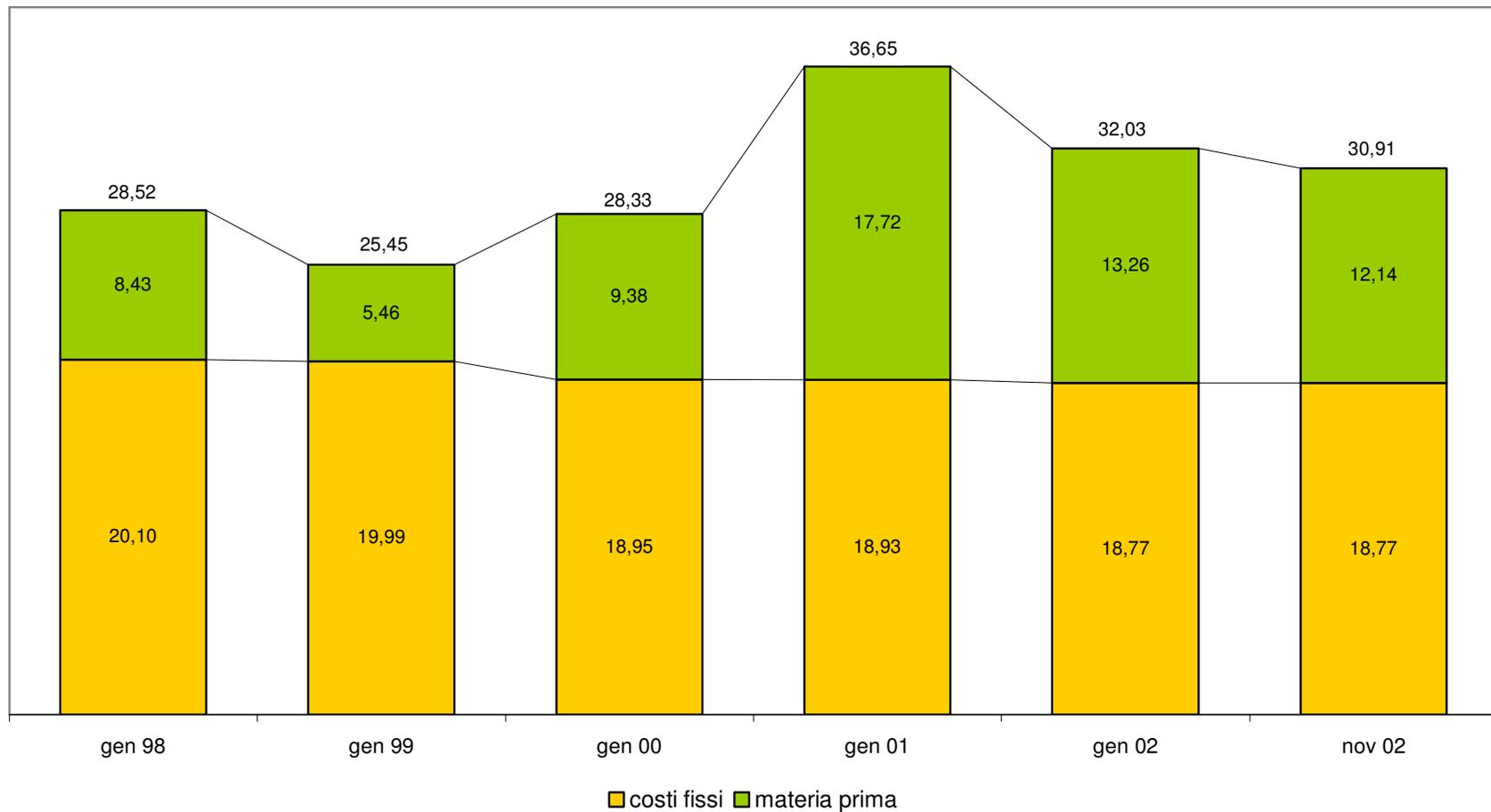
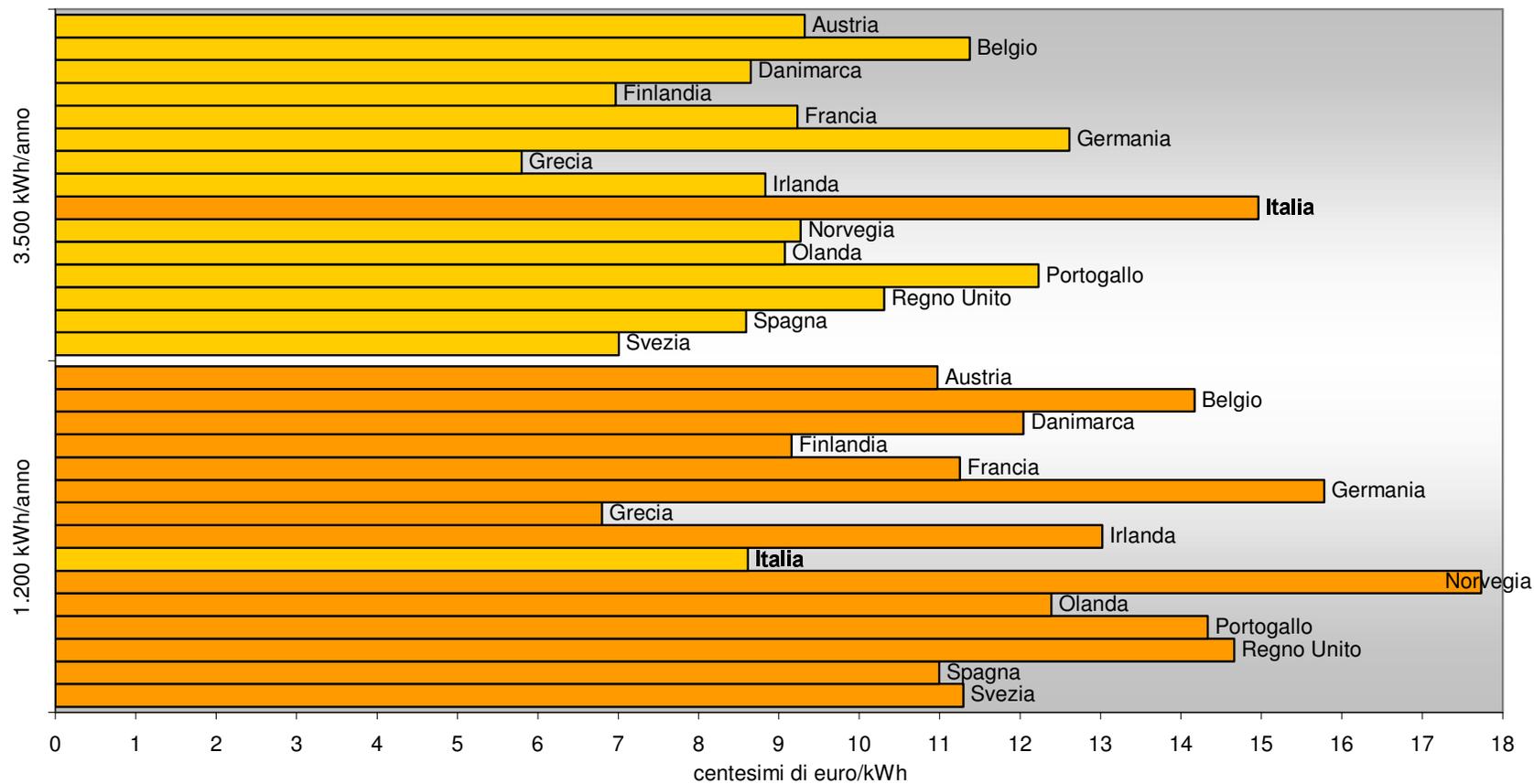


Figura 9

Tariffe dell'energia elettrica (al netto delle imposte) a confronto - gennaio 2002
Tariffe calcolate per due tipologie di cliente domestico: con consumo annuo di 1.200 e 3.500 kWh



* Includere le componenti A e UC

Figura 10

Tariffe del gas (al netto delle imposte) a confronto - gennaio 2002
Tariffa calcolata per un cliente domestico con consumo annuo di 2.176,2 mc

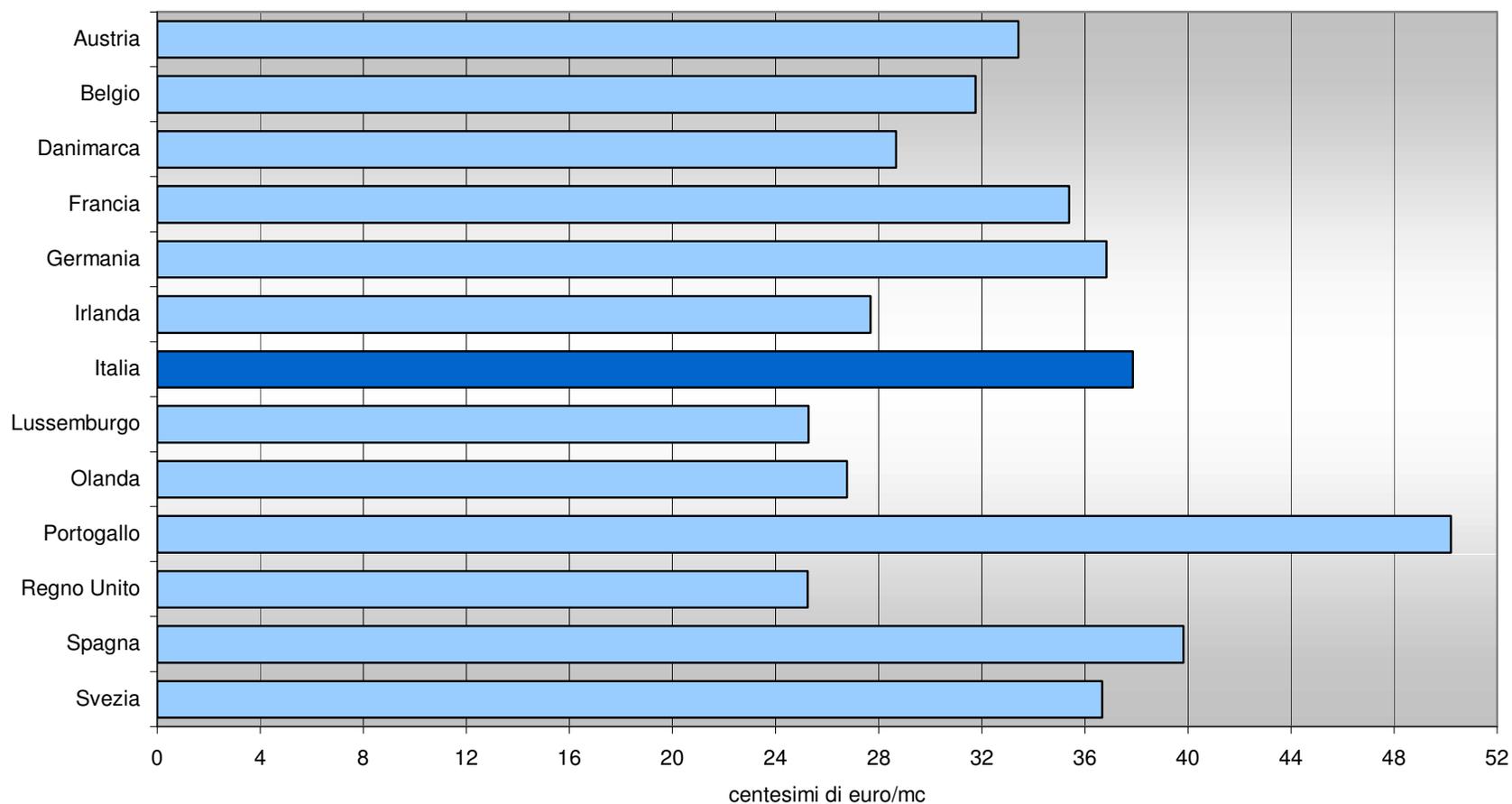


Tavola 1

PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA AL NETTO DELLE IMPOSTE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE DOMESTICHE

Valori al 1° gennaio 2002 in centesimi di euro per kWh

| Consumo annuo in kWh ► | Tipologie di utenza | | | | Media ponderata tipologie |
|------------------------------------|---------------------|---------------|---------------|---------------|------------------------------|
| | 600 | 1.200 | 3.500 | 7.500 | |
| Austria | 12,00 | 10,97 | 9,32 | 9,26 | 9,96 |
| Belgio | 15,36 | 14,17 | 11,37 | 10,95 | 12,30 |
| Danimarca | 17,26 | 12,04 | 8,65 | 7,63 | 10,32 |
| Finlandia | 13,13 | 9,16 | 6,97 | 5,77 | 8,06 |
| Francia ⁽¹⁾ | 12,90 | 11,25 | 9,23 | 8,94 | 10,04 |
| Germania ⁽¹⁾ | 19,91 | 15,78 | 12,61 | 11,35 | 14,00 |
| Grecia | 7,30 | 6,80 | 5,80 | 6,60 | 6,30 |
| Irlanda | 16,52 | 13,02 | 8,83 | 8,32 | 10,53 |
| Italia ⁽²⁾ | 8,29 | 8,61 | 14,96 | 14,50 | 13,00 |
| Lussemburgo | 20,92 | 15,57 | 11,48 | 10,44 | 13,37 |
| Norvegia | 30,59 | 17,73 | 9,27 | 6,92 | 13,44 |
| Olanda | 16,98 | 12,39 | 9,07 | 7,92 | 10,59 |
| Portogallo | 12,52 | 14,33 | 12,23 | 10,88 | 12,31 |
| Regno Unito | 18,46 | 14,66 | 10,31 | 9,36 | 12,03 |
| Spagna | 10,99 | 10,99 | 8,59 | 7,88 | 9,16 |
| Svezia | 17,80 | 11,29 | 7,01 | 6,36 | 9,21 |
| EUROPA⁽³⁾ | 16,02 | 12,83 | 10,38 | 9,56 | 11,48 |
| Differenziale Italia/Europa | -48,3% | -32,9% | +44,1% | +51,6% | +13,3% |

(1) Media aritmetica dei prezzi rilevati in varie località.

(2) Tariffe inclusive di una quota di oneri di sistema (componenti A e UC) in vigore al 1° gennaio 2002.

(3) Media dei paesi indicati ponderata in base al volume dei consumi elettrici domestici del 1999.

Tavola 2

PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA AL NETTO DELLE IMPOSTE PER TIPOLOGIE DI CONSUMO: UTENZE INDUSTRIALI

Valori al 1° gennaio 2002 in centesimi di euro per kWh

| Consumo annuo in GWh ► | Tipologie di utenza | | | | | | | | | Media aritmetica tipologie |
|------------------------------------|---------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------------------------|
| | 0,03 | 0,05 | 0,16 | 1,25 | 2 | 10 | 24 | 50 | 70 | |
| Austria | 9,66 | 9,56 | 8,80 | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | 9,34 |
| Belgio | 13,00 | 12,93 | 11,16 | 8,79 | 7,60 | 6,99 | 5,83 | 5,17 | 4,49 | 8,44 |
| Danimarca | 6,96 | 6,85 | 6,76 | 6,39 | 6,39 | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | 6,67 |
| Finlandia | 5,54 | 5,62 | 5,23 | 4,49 | 4,01 | 3,98 | 3,64 | 2,94 | 2,84 | 4,25 |
| Francia ⁽¹⁾ | 8,61 | 8,61 | 7,92 | 6,56 | 5,62 | 5,62 | 4,87 | n.d. | n.d. | 6,83 |
| Germania ⁽¹⁾ | 13,82 | 13,38 | 10,96 | 8,25 | 6,85 | 6,33 | 5,27 | 5,57 | 4,92 | 8,37 |
| Grecia | 8,70 | 8,70 | 8,00 | 6,40 | 5,90 | 5,90 | 5,00 | 4,60 | 4,10 | 6,37 |
| Irlanda | 12,97 | 12,74 | 11,22 | 9,49 | 8,36 | 7,42 | 6,48 | 6,35 | 5,74 | 8,97 |
| Italia⁽²⁾ | 11,60 | 10,94 | 9,93 | 9,33 | 8,88 | 9,00 | 8,23 | 7,65 | 7,23 | 9,20 |
| Lussemburgo | 12,32 | 12,16 | 9,38 | 7,70 | 6,45 | 4,43 | 3,85 | 4,07 | 3,66 | 7,11 |
| Norvegia | 6,31 | 6,00 | 6,38 | 5,00 | 4,33 | 3,74 | 3,14 | 2,90 | 2,84 | 4,52 |
| Olanda | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. |
| Portogallo | 11,00 | 9,99 | 8,30 | 7,26 | 6,65 | 6,63 | 5,56 | 5,05 | 4,66 | 7,23 |
| Regno Unito | 8,61 | 9,77 | 9,33 | 6,81 | 6,14 | 5,34 | 5,04 | 4,93 | 4,39 | 6,71 |
| Spagna | 9,86 | 9,86 | 7,08 | 5,70 | 5,20 | 4,89 | 4,66 | 4,61 | 4,49 | 6,26 |
| Svezia | 3,61 | 3,63 | 3,39 | 3,46 | 3,10 | 2,83 | 2,62 | 2,66 | 2,55 | 3,09 |
| EUROPA⁽³⁾ | 10,05 | 9,98 | 8,73 | 7,07 | 6,25 | 5,92 | 5,23 | 5,18 | 4,75 | 7,15 |
| Differenziale Italia/Europa | 15,5% | 9,6% | 13,8% | 32,0% | 42,1% | 52,1% | 57,3% | 47,7% | 52,2% | 28,7% |

(1) Media aritmetica dei prezzi rilevati in varie località.

(2) Tariffe inclusive di una quota di oneri di sistema (componenti A e UC) in vigore al 1° gennaio 2002.

(3) Media dei paesi indicati ponderata in base al volume dei consumi elettrici domestici del 1999.

Tavola 3

PREZZI DEL GAS NATURALE AL NETTO DELLE IMPOSTE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE DOMESTICHE

Valori al 1° gennaio 2002 in centesimi di euro per mc

| Consumo annuo in mc ► | Tipologie di utenza | | | | | Media aritmetica |
|------------------------------------|---------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------------|
| | 217,62 | 435,24 | 2.176,2 | 3.265,6 | 39.858 | tipologie |
| Austria | 54,29 | 44,05 | 33,42 | 32,36 | 28,06 | 38,43 |
| Belgio | 57,33 | 52,99 | 31,75 | 30,38 | 25,70 | 39,63 |
| Danimarca | 59,54 | 28,67 | 28,67 | 28,67 | 28,48 | 34,80 |
| Finlandia | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. |
| Francia ⁽¹⁾ | 62,24 | 53,00 | 35,39 | 33,53 | 29,11 | 42,65 |
| Germania ⁽¹⁾ | 69,89 | 56,16 | 36,83 | 34,57 | 32,01 | 45,89 |
| Irlanda | 65,97 | 54,78 | 27,68 | 25,43 | n.d. | 43,47 |
| Italia⁽¹⁾ | 46,10 | 41,56 | 37,87 | 37,27 | 35,75 | 39,71 |
| Lussemburgo | 50,86 | 44,24 | 25,28 | 24,82 | 24,02 | 33,84 |
| Olanda | 50,94 | 37,50 | 26,76 | 25,85 | 24,29 | 33,07 |
| Portogallo | 64,76 | 60,42 | 50,21 | 48,80 | 43,40 | 53,52 |
| Regno Unito | 40,58 | 36,55 | 25,24 | 24,33 | 22,73 | 29,82 |
| Spagna | 57,37 | 50,59 | 39,82 | 38,75 | 27,22 | 42,75 |
| Svezia | 52,04 | 44,46 | 36,66 | 36,36 | 34,30 | 40,76 |
| EUROPA⁽²⁾ | 53,47 | 45,19 | 32,12 | 30,79 | 28,38 | 37,99 |
| Differenziale Italia/Europa | -13,8% | -8,0% | 17,8% | 20,9% | 26,6% | 4,5% |

(1) Media aritmetica dei prezzi rilevati in varie località.

(2) Media dei paesi indicati ponderata in base al volume dei consumi di gas domestici del 2000.

Tavola 4

PREZZI DEL GAS NATURALE AL NETTO DELLE IMPOSTE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE INDUSTRIALI

Valori al 1° gennaio 2002 in centesimi di euro per mc

| Consumo annuo in GJ (e mc) ► | Tipologie di utenza | | | | | | Media |
|------------------------------------|---------------------|--------------------|-------------------------|-------------------------|---------------------------|---------------------------|-------------------------|
| | 418,6 (10.883,6) | 4.186 (108.836) | 41.860 a (1.088.360) | 41.860 b (1.088.360) | 418.600 c (10.883.600) | 418.600 d (10.883.600) | aritmetica tipologie |
| Austria | 30.91 | 26.57 | 21.39 | 19.72 | 18.24 | 16.90 | 21.20 |
| Belgio | 28.55 | 22.96 | 19.99 | 16.98 | 16.98 | 15.99 | 20.24 |
| Danimarca | 28.67 | 26.84 | 17.09 | 17.09 | 14.20 | 14.20 | 19.68 |
| Finlandia | n.d. | 29.96 | 23.53 | 17.55 | 16.75 | 14.77 | 19.10 |
| Francia ⁽¹⁾ | 29.99 | 25.52 | 18.75 | 18.36 | 13.74 | 12.81 | 19.86 |
| Germania ⁽¹⁾ | 32.75 | 29.00 | 27.46 | 26.25 | 22.90 | 22.66 | 24.91 |
| Irlanda | 27.03 | 21.59 | 18.58 | 18.58 | n.d. | n.d. | 21.44 |
| Italia⁽¹⁾ | 36.59 | 28.32 | 22.35 | 21.59 | 18.62 | 17.82 | 24.21 |
| Lussemburgo | 24.59 | 22.80 | 22.46 | 19.57 | 19.49 | 19.49 | 21.40 |
| Olanda | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. |
| Portogallo | 48.50 | 34.07 | 23.76 | 23.56 | n.d. | n.d. | 32.47 |
| Regno Unito | 23.72 | 21.85 | 20.63 | 19.64 | 18.84 | n.d. | 20.16 |
| Spagna | 30.61 | 17.82 | 16.52 | 16.07 | 15.91 | 15.49 | 18.27 |
| Svezia | 27.22 | 24.97 | 22.57 | 21.66 | 19.19 | 19.19 | 22.29 |
| EUROPA⁽²⁾ | 30.71 | 25.45 | 21.85 | 20.86 | 18.38 | 17.62 | 21.93 |
| Differenziale Italia/Europa | 19.2% | 11.3% | 2.3% | 3.5% | 1.3% | 1.1% | 10.4% |

(1) Media aritmetica dei prezzi rilevati in varie località.

(2) Media dei paesi indicati ponderata in base al volume dei consumi di gas domestici del 2000.

a. fattore di carico: 200 gg 1.600 h;

b. fattore di carico: 250 gg 4.000 h;

c. fattore di carico: 250 gg 4.000 h;

d. fattore di carico: 330 gg 8.000 h.