

Memoria per l'audizione davanti alla Commissione industria, commercio, turismo del Senato della Repubblica (8 settembre 1999)

INDAGINE CONOSCITIVA SULLA TRASPARENZA DELLE TARIFFE ELETTRICHE

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

Onorevole Presidente, Onorevoli Senatori

Ringrazio anche a nome degli altri due componenti dell'Autorità per l'energia elettrica il gas qui presenti, il prof. Giuseppe Ammassari e il prof. Sergio Garribba, il Presidente della Commissione industria, commercio, turismo del Senato della Repubblica per l'invito a riferire sull'andamento delle tariffe elettriche, sia in relazione ai recenti aumenti, sia in relazione alla prossima riforma complessiva. L'Autorità intende anche cogliere l'occasione per riferire sull'andamento delle tariffe del gas metano e degli altri gas distribuiti a mezzo di reti urbane, tariffe anch'esse investite dai recenti aumenti dei prezzi internazionali dei combustibili e anch'esse in corso di radicale rifacimento.

Tariffe e liberalizzazione del mercato

Gli aumenti tariffari per l'elettricità e il gas scattati il primo settembre riflettono esclusivamente l'aumento dei prezzi del petrolio e dei suoi derivati sui mercati internazionali e il rialzo del dollaro sull'euro. L'effetto è automatico, in applicazione dei metodi di indicizzazione definiti in precedenza dall'Autorità. Va tuttavia detto che, nonostante la risalita dei prezzi del petrolio, le tariffe restano nel caso dell'elettricità a valori inferiori e nel caso del gas metano a valori di poco superiori a quelli del corrispondente bimestre del 1998.

Per il prossimo futuro sono da prevedere riduzioni nella parte non indicizzata, che è oggetto di una radicale riforma avviata dall'Autorità, sia nel caso dell'elettricità che in quello del gas. L'audizione odierna offre l'opportunità per fornire qualche chiarimento in proposito.

Occorre premettere che la tutela del consumatore assume forme diverse nel caso dei servizi sottoposti alla determinazione amministrativa delle tariffe e nel caso dei beni e servizi i cui prezzi risultino dalla libera contrattazione su di un mercato concorrenziale e aperto.

La determinazione amministrativa delle tariffe è adatta ai servizi forniti in regime di monopolio, per l'ovvia ragione che il potere monopolistico

deve essere contenuto. L'opportunità di un controllo dei prezzi si ravvisa in ragione del potere di mercato del monopolista, e quindi ugualmente in presenza di un monopolio legale, come nella gestione integrata del servizio elettrico fino al febbraio scorso e nella sola trasmissione e distribuzione di elettricità d'ora in poi, come pure in presenza di un semplice monopolio di fatto, come nel trasporto, distribuzione e vendita del gas naturale e, per qualche tempo ancora, nella generazione di elettricità.

Quando si introduce libertà di contrattazione il passaggio dalla determinazione amministrativa dei prezzi al regime di mercato è graduale, fino a cessare quando si realizza una concorrenza effettiva ed efficace nel limitare il potere di mercato di ciascun venditore. Finché questa concorrenza non sia realizzata un controllo deve rimanere, a tutela degli acquirenti ed in particolare di quelli di minore dimensione, anche se può divenire più elastico e indiretto.

Le tariffe dell'energia elettrica

L'attuazione della direttiva europea 92/96/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica attraverso il decreto legislativo del 16 marzo 1999, n.79 ha definito il processo di liberalizzazione. Essa tende a creare un mercato unico europeo dell'elettricità, e di conseguenza si modificano gli strumenti della regolazione.

Restano sotto il regime della determinazione amministrativa il trasporto dell'energia elettrica sulla rete nazionale di trasmissione e sulle reti locali di distribuzione, ove la concorrenza non è possibile. I servizi di trasporto pesano oggi per il 35 per cento circa sul prezzo finale pagato dall'utente elettrico in bassa tensione, prima delle tasse: la quota è naturalmente minore nel caso delle grandi utenze in alta tensione, che non usano o usano solo in piccola misura il servizio della rete locale di distribuzione.

La tariffa relativa alle attività di trasmissione e alla distribuzione sarà radicalmente riformata con il prossimo anno. Le linee della riforma sono già state oggetto di una consultazione pubblica tenuta nel corso del 1998 in termini generali. La tariffa di vettoriamento (trasporto per conto terzi) è stata introdotta, a seguito della consultazione svolta in precedenza, nello scorso febbraio, ed è in vigore per i primi clienti idonei. I criteri della riforma riguardante i clienti vincolati saranno oggetto di una ulteriore consultazione prevista per il prossimo mese di ottobre, prima dell'adozione del provvedimento. Informazioni importanti in materia sono anticipate nella "Nota informativa sulla regolazione delle tariffe elettriche per la liberalizzazione del mercato", resa pubblica lunedì scorso, che consegniamo nel corso di questa audizione.

Vi è poi il costo della generazione di elettricità, o in altri termini il prezzo dell'energia elettrica su di un mercato "all'ingrosso". Questo mercato oggi è ipotetico, ma si avvia a divenire reale su scala nazionale ed

europea. Attualmente l'Autorità deve mantenere una tariffa amministrata anche sulla generazione, per la parte di energia che è destinata agli utenti vincolati. Quando l'acquirente unico sarà in grado di operare, ci sarà un soggetto dotato di potere contrattuale dal lato della domanda, a tutela degli utenti vincolati, di fronte ad un'offerta che rimarrà per lungo tempo assai concentrata. L'Autorità valuterà allora quale tipo di controllo o sorveglianza mantenere, in modo da lasciare il più possibile libero il mercato garantendo tuttavia che un'offerta dominata da uno o pochi operatori non dia luogo ad aumenti ingiustificati dei prezzi.

Circa metà del costo di generazione è costituita da costi variabili, cioè dal costo del combustibile, indicizzato ad un paniere di prezzi internazionali dei combustibili, secondo la deliberazione dell'Autorità del 26 giugno 1997, n.70. E' qui che ha origine l'aumento tariffario medio del 3,7 % scattato il primo settembre. Su questa parte del costo finale e quindi delle tariffe il consumatore è protetto da un'indicizzazione, che non lasci margine per inefficienze come accadeva quando si rimborsavano al piè di lista i costi sostenuti, che stabilisca un riferimento a prezzi veramente rappresentativi e non manipolabili da alcun operatore, che smussi le oscillazioni delle quotazioni di mercato facendo riferimento a medie almeno trimestrali o quadrimestrali. L'indicizzazione in vigore risponde alle caratteristiche richieste.

Un ulteriore beneficio per il consumatore verrà con il rinnovo del parco di generazione, che oggi è vecchio e poco efficiente, eccessivamente alimentato ad olio combustibile, poco flessibile in relazione alla sostituibilità tra combustibili; il rinnovo del parco ridurrà la quota indicizzata dato che gli impianti nuovi hanno in generale maggiore rendimento e migliori caratteristiche sotto il profilo della tutela ambientale.

L'indicizzazione è ancorata a medie quadrimestrali dei prezzi del paniere. Prevediamo che i rialzi dei mesi scorsi provocheranno un ulteriore aumento il primo novembre, perché i dati del quadrimestre di riferimento che servirà per lo scatto di novembre sono in parte già noti.

Per contro, la prossima riforma della parte non indicizzata della tariffa, che riteniamo possa entrare in vigore l'1 gennaio 2000, porterà diminuzioni della tariffa media. La tariffa verrà ricalcolata in base ai costi operativi dell'Enel Spa e delle altre società elettriche e in base ad un'equa remunerazione del capitale investito negli impianti del sistema elettrico. Ne risulta una riduzione in parte immediata nell'anno 2000 e in parte nei due anni successivi, in omaggio al principio della gradualità indicato dal Governo nel Documento di programmazione economica e finanziaria per gli anni 2000-2003, e recepito dall'Autorità ai sensi dell'articolo 2, comma 21 della legge istitutiva 14 novembre 1995, n. 481. Ulteriori diminuzioni saranno applicate in ciascuno degli anni successivi per tener conto dei miglioramenti di efficienza che le imprese elettriche conseguiranno, e che la logica del *price cap* fissata dalla legge n.481/95 impone di attribuire in misura predeterminata a vantaggio degli utenti. L'Autorità stima questi miglioramenti pari al 4 per cento all'anno dei costi in termini reali. Le imprese elettriche dovranno realizzare

l'atteso miglioramento, pena la riduzione del profitto; se riusciranno a correre ancora più velocemente, meglio per i loro profitti.

Complessivamente si può oggi stimare che la riforma porterà una riduzione del 17 per cento nei ricavi tariffari dell'Enel Spa nel quadriennio 2000 – 2003, nell'ipotesi che il prezzo del combustibile resti invariato: una prima riduzione più consistente già nel 2000 ed una successiva riduzione in ciascuno degli anni seguenti. Questo dato è stato elaborato per dare al Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica una previsione di ricavi utile ai fini della formulazione del prospetto per il collocamento delle azioni dell'Enel Spa. Lo stesso dato corrisponde approssimativamente, ma non esattamente, alla riduzione di cui potranno godere i consumatori.

Innanzitutto ciò vale per la tariffa media. Ciascuna categoria, o "tipologia", di utenti avrà una variazione diversa, perché il nuovo sistema tariffario attribuisce i costi che ciascuna categoria effettivamente genera a differenza dell'attuale tariffa che riflette una stratificazione storica di provvedimenti vari.

Inoltre il gettito tariffario non va a formare esclusivamente i ricavi dell'Enel Spa e degli altri fornitori di elettricità: infatti parte del gettito tariffario va attualmente alla Cassa conguaglio per il settore elettrico che lo usa per finanziare la copertura degli oneri nucleari, la generazione da fonti rinnovabili, di altri oneri a carattere generale come la ricerca.

Vi sono infine alcuni costi, i cosiddetti "stranded costs", che hanno origine negli oneri di ammortamento di investimenti fatti soprattutto dall'Enel Spa per impianti di generazione nell'epoca del monopolio legale, e analogamente per oneri di acquisto del gas naturale nigeriano: una parte di questi costi, derivanti da decisioni connesse con la responsabilità di servizio del concessionario monopolista, potrebbe non essere coperta dai ricavi in regime di liberalizzazione: dovrà quindi essere coperta da una maggiorazione tariffaria.

Va notato che la liberalizzazione del settore elettrico porta con sé anche una maggiore valorizzazione dell'energia prodotta da impianti idroelettrici la cui produzione viene a godere del prezzo pieno di mercato, mentre oggi riceve solo un prezzo al netto del rimborso del combustibile. Simmetricamente agli *stranded costs*, le rivalutazioni saranno portate a beneficio di consumatori e utenti. Sulla parte di tariffa che riguarda gli oneri generali di sistema è oggi difficile fare previsioni precise.

Ci potranno anche essere aggravii tariffari tali da ridurre o rallentare la discesa, per finanziare quei miglioramenti nella qualità del servizio che richiedono investimenti straordinari e che non potranno essere finanziati con fondi interni dell'impresa o con il ricorso a fondi pubblici per lo sviluppo. Oggi gli indicatori della continuità del servizio, cioè della frequenza e durata delle interruzioni, che costituiscono l'aspetto più importante della qualità tecnica, indicano una situazione nazionale mediamente insoddisfacente (200 minuti di interruzione media annua per utente contro meno di 100 nei paesi europei più avanzati) e soprattutto gravissima nel Mezzogiorno (in alcune regioni oltre 300 minuti).

L'Autorità ha introdotto l'obbligo di metodi unificati di misurazione e introdurrà presto, dopo consultazione, livelli obbligatori di continuità che configureranno entro alcuni anni un avvicinamento dello standard medio nazionale ai migliori standard europei, ed un allineamento del Mezzogiorno al livello attuale del Nord. Per raggiungere questi obiettivi è indispensabile uno sforzo straordinario di investimento da parte delle imprese elettriche al cui costo anche gli utenti sono chiamati a partecipare. Se le imprese non rispetteranno i nuovi livelli obbligatori di qualità dovranno corrispondere indennizzi agli utenti danneggiati o subire sanzioni a vantaggio dell'utenza in generale.

Tutto compreso, la tendenza discendente delle tariffe è certa ed il suo ordine di grandezza non sarà molto lontano da quel 17 per cento previsto per i ricavi tariffari dell'Enel Spa. Indicazioni più precise verranno dal documento per la consultazione sulla riforma tariffaria che l'Autorità diffonderà entro un mese.

Le tariffe del gas naturale

Nel caso del gas naturale, la liberalizzazione sarà definita con l'attuazione della direttiva europea 98/30/CE relativa a norme comuni per il gas naturale attraverso un decreto legislativo in base alla delega conferita dal Parlamento con la legge 22 maggio 1999, n. 118.

L'Autorità ha introdotto un'indicizzazione razionale con la sua delibera 22 aprile 1999, n. 52, che limita la quota indicizzata a quella che corrisponde effettivamente al costo della materia prima, recepisce le variazioni dei prezzi internazionali del gas naturale utilizzando un paniere di prezzi degli idrocarburi analogo a quello usato nei contratti internazionali di approvvigionamento del gas naturale, smussa le variazioni utilizzando una media semestrale di prezzi.

Sappiamo che all'aumento del 4,4 per cento scattato il primo settembre farà seguito almeno un altro aumento nel successivo bimestre poiché il semestre di riferimento slitterà incorporando dati già oggi noti.

La riforma del sistema tariffario porterà modificazioni al prezzo finale, diversi per zona data l'attuale ampia, ed eccessiva, varietà di tariffe locali. Anche qui si può dire che nella tariffa media ci sarà una riduzione progressiva grazie ai miglioramenti di efficienza che possono essere introdotti.

Le linee generali della riforma tariffaria per il gas saranno rese note dall'Autorità e sottoposte a consultazione nei prossimi mesi.

Conclusioni

In conclusione, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas con il suo ruolo di regolazione e di controllo è impegnata affinché la trasformazione e la

progressiva liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas possa avvenire assicurando un sistema tariffario certo, come chiede la legge n. 481/95, trasparente, che promuova la tutela degli interessi di utenti e consumatori, armonizzando gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse.

Negli allegati a questa memoria sono esposti alcuni criteri tecnici e dati che proponiamo come riferimento. Dai dati si vede come l'impatto degli aumenti tariffari di settembre sull'indice generale dei prezzi è modesto, poco più di un decimo di punto percentuale. Anche se l'indicizzazione comporterà ulteriori aumenti, le previste riforme strutturali comportano diminuzioni che si tradurranno in una riduzione complessiva dei valori tariffari.

E' importante d'altro lato che le tariffe aumentino poco, o diminuiscano, non per imposizione arbitraria ma nel quadro di un sistema di regolazione chiaro e predefinito, come quello che sta emergendo in attuazione della legge n. 481/95, delle due direttive europee e dell'azione dell'Autorità. In questo modo viene stimolata la ricerca dell'efficienza che garantisce ai consumatori un contenimento dei costi a carattere duraturo, al sistema produttivo la competitività internazionale.

Abbiamo presentato alcune riflessioni, che l'Autorità propone all'attenzione della Commissione industria, commercio, turismo del Senato della Repubblica. Con gli altri componenti dell'Autorità, il prof. Giuseppe Ammassari e il prof. Sergio Garribba, sarò ben lieto di rispondere ad eventuali domande e richieste di chiarimenti.

Grazie per l'attenzione.

APPENDICE

A. Regolazione delle tariffe dell'energia elettrica

La riforma del metodo di indicizzazione

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha avviato il riordino del sistema tariffario in conformità al mandato ad essa attribuito dalla legge 14 novembre 1996, n. 577, che imponeva di inglobare nella tariffa elettrica entro il 30 giugno 1997 i sovrapprezzi esistenti, razionalizzandoli. Con la deliberazione 26 giugno 1997, n. 70, (pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1997), l'Autorità ha proceduto all'inglobamento dei sovrapprezzi, ha riformato il regime dei costi riconosciuti ai combustibili per la produzione di energia elettrica, seguendo l'indicazione del legislatore di operare in modo coerente con le normali condizioni della concorrenza e del mercato. Sono stati eliminati i rimborsi "a piè di lista" ed è stata introdotta una disciplina che responsabilizza le imprese che producono energia elettrica, incentivando la ricerca dell'efficienza per quanto riguarda le quantità e i costi dei combustibili impiegati, anche per mezzo di un accelerato rinnovo e una migliore gestione degli impianti. E' stato così rimosso un regime che favoriva l'importazione di energia elettrica, ed è stata introdotta una maggiore convenienza a utilizzare gli impianti che impiegano fonti rinnovabili.

Andamento delle tariffe dell'energia elettrica

La stessa deliberazione n. 70/97 dell'Autorità ha posto vincoli, evitando agli utenti finali aumenti delle maggiorazioni incluse nella parte variabile della tariffa come sarebbe accaduto con la precedente normativa. La parte di tariffa destinata a coprire il costo del combustibile, è ora ancorata al prezzo medio di un paniere di combustibili quotati sui mercati internazionali. L'aggiornamento della tariffa viene attuato ogni due mesi sulla base dell'andamento del paniere registrato nei quattro mesi precedenti, escluso l'ultimo mese. Questo nuovo metodo di copertura del costo variabile, neutrale rispetto alla scelta del combustibile da utilizzare, è stato esteso, con successiva deliberazione dell'Autorità, anche all'utilizzazione dei rifiuti come combustibili per la generazione di elettricità.

Il meccanismo di adeguamento bimestrale delle tariffe dell'energia elettrica riferito al costo del paniere di combustibili è automatico e assicura il pareggio della gestione dei conti affidati alla Cassa conguaglio per il settore elettrico. Tra i conti amministrati dalla Cassa il più importante per dimensione di flusso di cassa, è stato proprio quello relativo alla parte di tariffa (chiamata "sovrapprezzo termico" fino al

mezzo di giugno 1997) destinata a coprire il costo dei combustibili nella generazione termoelettrica. Poiché in alcuni periodi passati il gettito del sovrapprezzo termico è stato mantenuto a livelli insufficienti a finanziare i contributi, a metà 1997 risultavano da versare all'Enel Spa e agli altri produttori rimborsi arretrati per quasi 4.500 miliardi di lire. Con la deliberazione dell'Autorità n. 70/97 è stata destinata alla loro copertura una quota della tariffa, in cui è confluito il beneficio derivante dai ribassi del prezzo del petrolio e dei suoi derivati: la diminuzione dei prezzi ha consentito l'azzeramento del debito con il mese di dicembre 1998.

Dall'1 gennaio 1999 l'Autorità ha così potuto trasferire ai consumatori il vantaggio derivante dal favorevole andamento del mercato petrolifero, deliberando una riduzione media della tariffa pari a circa 12 lire/kWh. Una ulteriore riduzione di 1,5 lire/kWh è stata deliberata per il bimestre marzo-aprile 1999, mentre per maggio-giugno 1999 è stato necessario un adeguamento tecnico al rialzo, dovuto alla introduzione della *carbon tax*, di 0,2 lire/kWh. Per il bimestre luglio-agosto il sistema di indicizzazione ha iniziato a risentire dei forti rialzi dei prezzi internazionali dei combustibili iniziati nella seconda metà di febbraio, ed è stato necessario deliberare un aumento di 3,5 lire/kWh, seguito da un secondo più consistente incremento, per il bimestre settembre-ottobre di 6,7 lire/kWh.

Le tariffe di trasporto dell'elettricità

Con la deliberazione 18 febbraio 1999, n. 13, (pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 49 dell'1 marzo 1999), l'Autorità ha stabilito le condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica e di alcuni servizi di rete. Il trasporto di energia elettrica sulle reti nazionali di trasmissione e di distribuzione per conto di terzi è soggetto ai corrispettivi determinati dall'Autorità. I corrispettivi sono calcolati in modo da riflettere la struttura dei costi del servizio. Essi sono quasi del tutto indipendenti dalla distanza percorsa dall'energia: in questo modo non vengono penalizzati gli utenti collocati lontano dai luoghi della generazione, segnatamente quelli del Mezzogiorno.

Ai corrispettivi dovranno essere aggiunte maggiorazioni che riflettano gli oneri generali afferenti al sistema elettrico. Per salvaguardare la competitività internazionale delle imprese utilizzatrici di energia elettrica, la somma di corrispettivi e di maggiorazioni rimane entro i limiti comparabili con il costo del trasporto nei principali paesi europei. I criteri economici seguiti nella definizione dei corrispettivi di vettoriamento valgono per qualsiasi contratto bilaterale tra produttori e clienti idonei, che preveda trasporto di elettricità sulla rete, e riflettono quindi i valori delle tariffe di trasmissione e di distribuzione che saranno determinate dall'Autorità.

La riforma della tariffa per gli utenti finali

Il riordino del sistema tariffario risponde a obiettivi di aderenza delle tariffe ai costi, di flessibilità nei rapporti tra imprese elettriche e clienti, e di stimolo all'efficienza per le imprese. L'aderenza ai costi richiede il graduale superamento degli attuali regimi tariffari speciali, che comportano livelli tariffari insufficienti a coprire i costi del servizio elettrico; sarà fatta salva una tariffa ridotta, di limitata estensione, per finalità sociali. La flessibilità nei rapporti tra clienti e imprese elettriche implica la possibilità per le imprese di offrire a ciascuna tipologia di utenza più opzioni tariffarie, articolate per rispondere alle diverse esigenze. La promozione dell'efficienza sarà assicurata dall'utilizzo del metodo del *price cap* per l'aggiornamento delle tariffe.

La "Nota informativa sulla regolazione delle tariffe elettriche per la liberalizzazione del mercato", diffusa dall'Autorità il 6 settembre 1999, presenta i criteri e l'impostazione dell'ordinamento tariffario che l'Autorità intende adottare, tenendo conto delle esigenze di sviluppo dei servizi di pubblica utilità del settore dell'energia elettrica che corrispondono agli interessi generali del Paese come indicate nel Documento di programmazione economico - finanziaria e nelle risoluzioni con cui il Senato della Repubblica in data 28 luglio 1999 e la Camera dei deputati in data 29 luglio 1999 lo hanno approvato. Tra le esigenze di sviluppo dei servizi di pubblica utilità vi è la necessità di assicurare gradualità e chiarezza nella transizione verso il nuovo ordinamento nel quale si svilupperà il settore dell'energia elettrica e di dare impulso a politiche aziendali volte alla riduzione dei costi, allo sviluppo degli investimenti e all'impiego di nuove tecnologie in una prospettiva di stabilità di lungo periodo.

Nel seguito vengono presentati in forma sintetica i criteri utilizzati nella determinazione delle tariffe per la trasmissione, per la distribuzione e la vendita dell'energia elettrica. Nel caso della generazione, dovendosi tener conto della transizione verso il mercato dell'energia elettrica all'ingrosso, le tariffe saranno sostituite da un sistema di prezzi sorvegliati, finché non si sarà stabilito un regime di contrattazione concorrenziale.

Nella fissazione dei parametri tariffari relativi alle attività di trasmissione, di distribuzione e vendita, così come nella determinazione del prezzo di cessione o di riferimento dell'energia elettrica all'ingrosso, i criteri adottati dall'Autorità assicurano la copertura dei costi riconosciuti.

L'Autorità fa riferimento ai costi unitari sostenuti dall'Enel Spa, che oggi è l'operatore principale in tutte le fasi del settore elettrico, confrontati con i costi delle altre imprese maggiori esercenti i servizi, come risultano dalla rilevazione, relativa ai dati dell'esercizio 1997, effettuata dall'Autorità nel corso del 1998. Sulla base dei costi effettivi rilevati

viene determinato il livello di costo riconosciuto per ciascuna attività elettrica ai fini della regolazione tariffaria.

Nella determinazione dei costi riconosciuti, l'Autorità si basa sui costi relativi alla gestione caratteristica del servizio elettrico. Sono esclusi i costi di natura straordinaria e i costi afferenti ad attività non direttamente connesse con i servizi di erogazione dell'energia elettrica. Tra queste attività rientrano, ad esempio, le attività derivanti dalla sospensione e interruzione del programma nucleare e il servizio di gestione degli impianti di illuminazione pubblica, mentre la fornitura di energia elettrica ad uso di illuminazione pubblica è considerata parte del servizio elettrico. A formare i costi riconosciuti concorrono i costi operativi, ivi inclusi i costi delle risorse esterne, gli ammortamenti delle immobilizzazioni, calcolati secondo criteri economico-tecnici, e una congrua remunerazione del capitale investito.

Nel riconoscimento dei costi delle risorse esterne, tra cui rientrano il costo del personale e quello relativo agli acquisti di materiali, l'Autorità considera i costi effettivamente sostenuti dalle imprese esercenti. Questa impostazione privilegia la continuità nei livelli tariffari. Il nuovo ordinamento tariffario fornisce peraltro stimoli alle imprese a ridurre i propri costi verso livelli efficienti.

Ai fini del riconoscimento di una congrua remunerazione del capitale investito, l'Autorità applica un congruo tasso reale di remunerazione al valore del capitale investito, che assicura alle imprese elettriche le risorse per la copertura degli oneri relativi alle forme di finanziamento, vale a dire capitale di rischio e debito, dell'attività elettrica. Il tasso di rendimento è fissato in modo da garantire ai portatori di capitale (di rischio e di debito) dell'impresa una remunerazione uguale a quella che potrebbero ottenere sul mercato investendo in attività con analogo profilo di rischio.

Il riferimento a tassi di rendimento reali è motivato dal fatto che, in un ordinamento tariffario basato sul metodo del *price cap*, le tariffe sono aggiornate, di anno in anno, in modo da garantire livelli reali costanti, a meno di obiettivi di recupero di efficienza.

Per quanto riguarda la dinamica tariffaria, la legge n. 481/95 prevede meccanismi differenziati di aggiornamento, distinguendo da un lato la componente tariffaria a copertura dei costi relativi ai combustibili fossili e all'energia elettrica acquistata da produttori nazionali ed importata, per la quale è previsto il metodo di aggiornamento automatico, di cui si è già detto; e dall'altro lato la componente tariffaria a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e vendita, per la quale è previsto l'aggiornamento con il metodo del *price cap*.

Per contro, l'aggiornamento delle componenti dei vincoli tariffari e delle maggiorazioni introdotte a copertura dei costi sostenuti nell'interesse generale e degli oneri generali afferenti al sistema elettrico, non segue meccanismi stabiliti da specifiche normative. Queste componenti vengono pertanto aggiornate dall'Autorità secondo le necessità di gettito per la copertura dei corrispondenti costi ed oneri.

La componente tariffaria relativa ai costi di trasmissione, di distribuzione e vendita è soggetta a: una dinamica tariffaria all'interno del periodo di regolazione durante il quale le tariffe sono automaticamente aggiornate sulla base di criteri predefiniti. La dinamica prevede la rideterminazione del livello tariffario all'inizio del successivo periodo di regolazione.

La durata del periodo di regolazione per le attività di trasmissione, di distribuzione e vendita a clienti vincolati viene fissata in quattro anni, in considerazione della necessità di fornire alle imprese un elevato grado di certezza sui futuri livelli tariffari. All'interno del periodo di regolazione, il metodo del *price cap* si applica:

- ai corrispettivi di trasmissione;
- alla componente dei vincoli tariffari a copertura dei costi di distribuzione e delle attività di vendita;
- ai corrispettivi di vettoriamento.

L'impiego del metodo del *price cap* implica che la variazione annuale del livello tariffario corrisponda, in termini reali, a un obiettivo di aumento di efficienza. All'interno del primo periodo di regolazione, i corrispettivi unitari di trasmissione, che finanziano i canoni riconosciuti ai proprietari delle infrastrutture comprese nell'ambito della rete di trasmissione nazionale, saranno aggiornati applicando una riduzione annuale, in termini reali, pari al 4%. Le componenti relative all'attività di trasmissione contenute nella tariffa saranno aggiornate dall'Autorità in modo da consentire ai distributori-fornitori di recuperare dall'utenza quanto versato al gestore della rete di trasmissione nazionale a titolo di corrispettivi di trasmissione. Analogamente, le componenti tariffarie riguardanti le attività di distribuzione e vendita saranno aggiornate applicando una riduzione annuale, in termini reali, pari al 4%. I corrispettivi di vettoriamento seguiranno una dinamica analoga. Tali obiettivi di variazione in diminuzione sono in linea con quelli attualmente applicati in altri paesi.

Nel periodo di regolazione le imprese sono stimolate a perseguire aumenti di produttività poiché la dinamica dei parametri è prefissata e quindi ogni miglioramento introdotto ha effetti positivi sulla redditività delle imprese stesse. Va notato che nel nuovo ordinamento tariffario proposto dall'Autorità tale effetto di stimolo si estende per una durata media superiore a quella del periodo di regolazione. Infatti l'Autorità, a motivo dei tempi tecnici occorrenti per la raccolta e l'elaborazione dei dati, nella fissazione dei livelli tariffari per l'anno 2000 fa riferimento ai

costi relativi all'esercizio 1997. Qualsiasi recupero di produttività ottenuto dalle imprese negli anni 1998, 1999, 2000 e 2001 andrà a beneficio delle stesse imprese fino alla successiva revisione del livello tariffario che avverrà al termine del primo periodo di regolazione, cioè con decorrenza dal 2004, e che presumibilmente assumerà come riferimento i dati relativi all'esercizio 2001.

Al fine di accentuare lo stimolo per le imprese ad aumentare la produttività, l'Autorità prevede che i livelli tariffari all'inizio del successivo periodo di regolazione siano determinati in modo da ripartire tra le imprese e l'utenza le eventuali riduzioni dei costi che siano state conseguite nel periodo precedente grazie ad aumenti di produttività che eccedano la misura predeterminata con la riduzione del 4% annuo nei parametri tariffari.

Nella ripartizione del beneficio tra imprese e utenti, la quota lasciata alle imprese sarà non superiore al 50%. Si tiene in ciò conto del fatto che investimenti finalizzati a incrementi di produttività entrano, all'inizio del successivo periodo di regolazione, a far parte del capitale investito cui è assicurata la remunerazione.

Il nuovo ordinamento tariffario definito e attuato con l'impostazione prevista dall'Autorità comporta nei prossimi anni, a parità dei prezzi dei combustibili impiegati nella generazione di energia elettrica, riduzioni del costo medio dell'energia elettrica per i consumatori italiani, che nel complesso lo avvicinano ai valori medi europei, benché le implicazioni siano significativamente diverse per le diverse tipologie di utenza.

Si stima che, per effetto dell'applicazione del nuovo ordinamento tariffario, gli utenti vincolati e quelli che, pur avendone titolo, scelgono sia pure in via transitoria di non ricorrere alle forniture sul mercato libero, beneficeranno, fin dall'anno 2000, di una riduzione tariffaria media compresa tra 12 e 14 lire/kWh, rispetto ai livelli del 1999. Tale riduzione presuppone una invarianza nel costo dei combustibili fossili commerciali rispetto ai livelli attuali. Presuppone inoltre una costanza delle componenti dei vincoli tariffari a copertura di costi sostenuti nell'interesse generale e degli oneri generali afferenti al sistema elettrico. Sono tuttavia da prevedere variazioni tariffarie molto differenziate tra tipologie di utenti a motivo del necessario riallineamento delle tariffe applicate a ciascuna tipologia di utenti ai costi che possono essere attribuiti alla stessa tipologia, in modo da eliminare o attenuare le distorsioni dovute agli attuali sussidi incrociati.

E' anche da prevedere per gli utenti vincolati che l'aggiornamento automatico dei parametri tariffari relativi alle attività di trasmissione, distribuzione e vendita, secondo il metodo del *price cap*, comporti una ulteriore riduzione media in termini nominali del costo dell'energia elettrica, sempre al netto delle variazioni delle componenti dei vincoli

tariffari a copertura di costi sostenuti nell'interesse generale e degli oneri generali afferenti al sistema elettrico, compresa tra 1 e 1,5 lire/kWh in ciascuno dei tre anni 2001, 2002 e 2003. L'Enel Spa e le altre imprese elettriche trarranno beneficio dal fatto che i costi, che sono prevalentemente fissi, si distribuiranno su crescenti quantità vendute e potranno anche diminuire a motivo degli attesi incrementi di efficienza.

I clienti idonei che si approvvigioneranno sul mercato libero si troveranno a beneficiare, a partire dal 2001 e per i due anni successivi, di una riduzione media annuale in termini reali del 4% nei corrispettivi di vettoriamento stabiliti dalla deliberazione dell'Autorità n. 13/99. Quindi nel caso di inflazione pari all'1,5 % si avrà una diminuzione in termini nominali del 2,5 % all'anno.

L'effetto complessivo per l'Enel Spa del riordino del sistema tariffario sui ricavi a copertura dei costi della gestione caratteristica delle attività elettriche, nell'ipotesi di prezzi dei combustibili stabili, è stimato in una riduzione di circa il 17% nel prossimo quadriennio, rispetto ai ricavi previsti per il 1999. Esso recupera in parte, a vantaggio dei consumatori e degli utenti, l'effetto positivo che è stato determinato dalla stazionarietà delle tariffe negli ultimi anni, pur in presenza di inflazione bassa e volumi di vendita crescenti.

B. La regolazione delle tariffe del gas

La riforma del metodo di indicizzazione delle tariffe

La legge 14 novembre 1995, n. 481 stabilisce che l'Autorità adotti meccanismi automatici e predefiniti di aggiornamento delle tariffe, per la parte relativa ai combustibili fossili, correlati all'andamento del mercato.

A questo fine, nel caso del servizio del gas distribuito a mezzo di rete urbana, l'Autorità è intervenuta con riferimento alla parte indicizzata delle tariffe in due fasi successive. Il precedente metodo di adeguamento periodico delle tariffe ne prevedeva l'aggancio ai prezzi del gasolio rilevati in Italia. Tale metodo di adeguamento aveva, nel corso degli anni, generato significative penalizzazioni per consumatori e utenti, perché la progressiva marginalizzazione dell'uso del gasolio nazionale aveva comportato una progressiva deriva al rialzo dei suoi prezzi, e delle tariffe del gas ad essi correlate. Con la deliberazione 23 aprile 1998, n. 41 (pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 100 del 2 maggio 1998), l'Autorità ha collegato le tariffe del gas a quello dei due prezzi del gasolio, nazionale e cif med, che riportasse di volta in volta le variazioni più favorevoli all'utente.

Si è così ottenuto un parziale recupero, a beneficio dei consumatori, delle differenze derivanti dal diverso andamento dei prezzi del gasolio in Italia,

rispetto a quelli internazionali. Il beneficio è stato di circa 20 lire/metro cubo nella stagione invernale 1998-99. Al primo intervento dell’Autorità ha fatto seguito con deliberazione 22 aprile 1999, n. 52 (pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 100 del 30 aprile 1999), il riordino del metodo di indicizzazione delle tariffe dei gas, con il quale l’Autorità per l’energia elettrica e il gas ha avviato la riforma della tariffa del gas distribuito a mezzo di reti urbane prevista dalla legge n. 481/95.

Il nuovo metodo di indicizzazione entrato in vigore dall’1 maggio 1999, comporta una definizione trasparente della componente della tariffa del gas che riflette i costi della materia prima (importazioni e produzione nazionale). La componente rappresenta, ai prezzi in vigore dall’1 settembre, circa il 24% della tariffa media pagata dall’utenza civile (famiglie, piccole industrie e terziario), vale a dire il 12% del prezzo finale inclusivo degli oneri fiscali. Essa è stata indicizzata, e collegata ai prezzi degli stessi combustibili utilizzati nei contratti internazionali di acquisto del gas (olio combustibile, gasolio, e alcuni greggi). In precedenza, l’indicizzazione era applicata anche a parti della tariffa i cui valori non sono influenzati da variazioni dei prezzi delle materie prime.

L’aggiornamento tariffario bimestrale è calcolato sulla media dei sei mesi precedenti, escluso l’ultimo. In questo modo riflette il ritardo medio con cui i prezzi internazionali del gas naturale si adeguano all’andamento di quelli del petrolio, e si aggiornano le tariffe del gas con maggiore gradualità rispetto ai prezzi dei prodotti petroliferi, evitando eccessive oscillazioni e limitando le punte estreme, sia al ribasso che al rialzo.

Il nuovo metodo, pur riflettendo i costi medi di approvvigionamento del gas, non ne riconosce direttamente i costi “a piè di lista”, pertanto rappresenta uno strumento affinché le aziende migliorino la propria organizzazione, le tecnologie adottate, e le condizioni di approvvigionamento.

Il metodo di indicizzazione dell’Autorità si applica anche al gas di petrolio liquefatto o Gpl distribuito a mezzo di reti urbane, che interessa circa 50.000 utenti in Italia. Per questo gas in precedenza era previsto il rimborso a piè di lista dei costi sostenuti dalle imprese: anche in questo caso l’indicizzazione si basa sui prezzi prevalenti sui mercati internazionali. In considerazione della forte volatilità del mercato del Gpl, il riferimento dell’indicizzazione è al bimestre precedente.

Andamento delle tariffe del gas metano

Per effetto dell'indicizzazione, le tariffe del gas hanno avuto un andamento più stabile dei prezzi del petrolio. Anche la sola componente indicizzata, ossia il costo riconosciuto come rimborso per l'acquisto di gas in Italia e all'estero, introdotta a partire dal mese di aprile di quest'anno, si adegua con gradualità alle variazioni del prezzo del petrolio. I criteri adottati dall'Autorità hanno comportato livelli tariffari inferiori a quelli che si sarebbero avuti con il sistema di adeguamento periodico basato sui prezzi del gasolio nazionale, che erano in vigore in precedenza.

L'insieme degli interventi operati dall'Autorità hanno determinato una riduzione media nazionale di 12,8 lire/metro cubo nel bimestre maggio-giugno 1998, di 17 lire/metro cubo nel bimestre luglio-agosto 1998, di 16,9 lire/metro cubo nel bimestre settembre-ottobre 1998, di 8,4 lire/metro cubo nel bimestre novembre-dicembre 1998, di 7,1 lire nel bimestre gennaio-febbraio 1999. Nei successivi tre bimestri del 1999 si è registrata una invarianza, mentre per il bimestre settembre-ottobre 1999 è stato necessario un aumento di 21,9 lire/metro cubo poiché il sistema di calcolo, su base semestrale, ha iniziato a riflettere gli aumenti internazionali dei combustibili iniziato con lo scorso mese di febbraio.

Il mantenimento dei prezzi del greggio intorno ai livelli attuali, e a maggior ragione ulteriori aumenti, potranno comportare nei prossimi mesi ulteriori aumenti della componente tariffaria volta al recupero dei costi di approvvigionamento del gas naturale. Dopo l'aggiornamento di settembre, le tariffe del gas incorporano infatti un livello dei prezzi del petrolio che è inferiore del 30% circa ai livelli odierni.

La riforma delle tariffe del gas per gli utenti finali

La revisione dell'indicizzazione è solo il primo passo della riforma complessiva delle tariffe del gas. L'Autorità è impegnata nella costruzione di un sistema tariffario che, analogamente a quanto viene attuato per il settore dell'energia elettrica, sarà basato sui costi riconosciuti sostenuti dalle imprese per l'erogazione del servizio in condizioni di efficienza, in modo da premiare gli operatori in grado di assicurare le migliori condizioni di approvvigionamento, trasporto, distribuzione e vendita.

Le componenti della tariffa che non dipendono dal mercato energetico internazionale, ma sono soggette al controllo di imprese operanti in Italia, saranno razionalizzate allo scopo di riportarle in linea con i costi, e sottoposte a regolamentazione incentivante con il metodo del "price cap", secondo le prescrizioni della legge n.481/95. La regolamentazione riguarderà le fasi destinate a rimanere, transitoriamente o permanentemente, in condizioni di monopolio nazionale o locale, in linea con il processo di liberalizzazione promosso con la 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, e con il suo recepimento avviato con l'articolo 41 della legge 22 maggio 1999, n. 144.

Controlli e verifiche sull'applicazione delle tariffe

In attesa della riforma complessiva del sistema tariffario del gas naturale, l'Autorità ha provveduto all'amministrazione delle tariffe vigenti, determinate da altri organi prima dell'istituzione dell'Autorità stessa. Nel marzo 1998 l'Autorità ha avviato un controllo sulle 1200 strutture tariffarie applicate dagli 800 distributori locali che operano in Italia. Sulla base dell'analisi dei documenti trasmessi dai soggetti esercenti il servizio, e dei controlli effettuati in luogo dall'Autorità, sono state introdotte rettifiche delle tariffe del 5% dei casi esaminati. L'Autorità ha chiesto, ove necessario, l'applicazione di conguagli a favore degli utenti. A tutt'oggi le rettifiche hanno riguardato 170 località con riduzioni tariffarie a favore di 320.000 utenti per un risparmio complessivo di circa 4,5 miliardi di lire (circa 14.500 lire/anno per utente servito).

Un ulteriore intervento ha riguardato i consumi ospedalieri, per i quali sono stati rilevati prezzi del gas metano superiori a quelli praticati alle industrie per analoghe modalità di consumo, nella misura del 23%, pari a circa 92 lire/metro cubo. Il prezzo industriale è contrattato dalle associazioni industriali mentre il prezzo applicato agli ospedali è contrattato tra la Snam Spa e i distributori del gas, senza la partecipazione degli ospedali stessi. Questa situazione di prezzi ha determinato nel 1997 un maggior costo per il settore ospedaliero stimato vicino ai 45 miliardi di lire, al netto delle imposte. Poiché parte della tassazione è calcolata in percentuale, il prezzo finale, incluse le imposte, aumenta ulteriormente il divario tra i due settori.

L'Autorità ritiene che, in assenza di un mercato concorrenziale in cui l'utente possa scegliere tra più fornitori, debba essere rispettato il principio della parità di trattamento tra i clienti con analoga struttura di consumo, ed ha pertanto avviato la consultazione su una proposta di riforma del meccanismo dei prezzi praticati alle strutture ospedaliere. Dopo questa iniziativa dell'Autorità, la Snam Spa e le associazioni delle aziende distributrici hanno annunciato una riduzione delle tariffe ospedaliere, pari a 15 lire/metro cubo.

C. Contributo all'inflazione dei recenti aumenti tariffari

Gli aumenti delle tariffe dell'elettricità e del gas del bimestre settembre-ottobre 1999 daranno un contributo molto limitato all'inflazione. E' semplice calcolo valutarne l'impatto diretto, vale a dire l'impatto

determinato dall'incidenza di queste due voci sul paniere utilizzato per la rilevazione dei prezzi. Esso rappresenta una stima per difetto dell'impatto a regime degli aumenti sul livello generale dei prezzi che andrebbe calcolato tenendo conto del fatto che entrambi i beni (elettricità e gas) costituiscono dei fattori di produzione per alcuni settori dell'economia. Il loro aumento tende infatti a rincarare i costi di produzione, ovvero i prezzi al consumo di altri beni di produzione nazionale rilevati dal paniere.

Le voci relative all'energia elettrica e al gas nell'ambito del paniere Istat per il calcolo dell'inflazione (Indice nazionale per l'intera collettività) pesano complessivamente per il 3,04%, ovvero per il 3,1% considerando il paniere al netto dei tabacchi¹T. La tabella che segue mostra come gli aumenti decisi dall'Autorità si traducono in un effetto diretto sul livello generale dei prezzi nei prossimi mesi pari a poco più di un decimo di punto percentuale (ovvero, più precisamente, pari allo 0,12% sull'inflazione al lordo dei tabacchi ed allo 0,13% sull'inflazione al netto dei tabacchi).

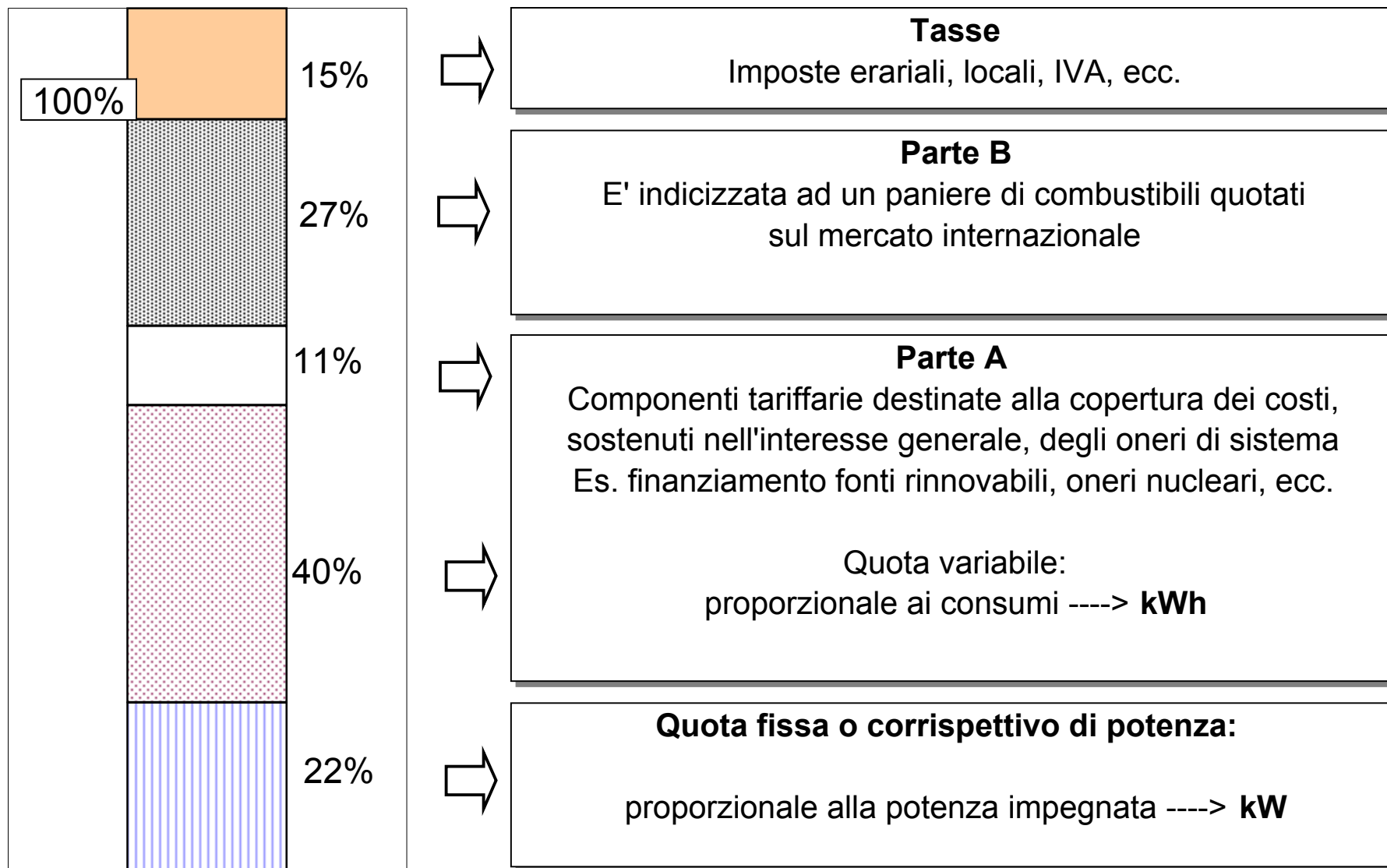
Impatto dell'aumento medio dei prezzi di energia elettrica e gas sull'inflazione

	Energia elettrica	Gas	Totale
aumento medio di prezzo (valore percentuale)	3,7	4,4	
peso nel paniere ^(*) totale	1,33	1,72	3,04
<i>peso nel paniere^(*) che esclude i tabacchi</i>	<i>1,35</i>	<i>1,75</i>	<i>3,10</i>
Impatto diretto sull'inflazione	0,049	0,075	0,12
<i>Impatto diretto sull'inflazione al netto dei tabacchi</i>	<i>0,050</i>	<i>0,077</i>	<i>0,13</i>

^(*) Indice nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività

¹ La legge italiana prevede che il calcolo dell'inflazione debba essere effettuato escludendo dal paniere di rilevazione dei prezzi quelli relativi ai tabacchi. Al fine di armonizzare il calcolo dell'inflazione nei paesi appartenenti all'Unione Europea, i prezzi dei tabacchi devono invece essere tenuti in debita considerazione. Per questo motivo l'Istituto nazionale di statistica produce ogni mese due misure d'inflazione: al netto e al lordo dei tabacchi.

TAV.1 - TARIFFE ELETTRICHE : Struttura attuale



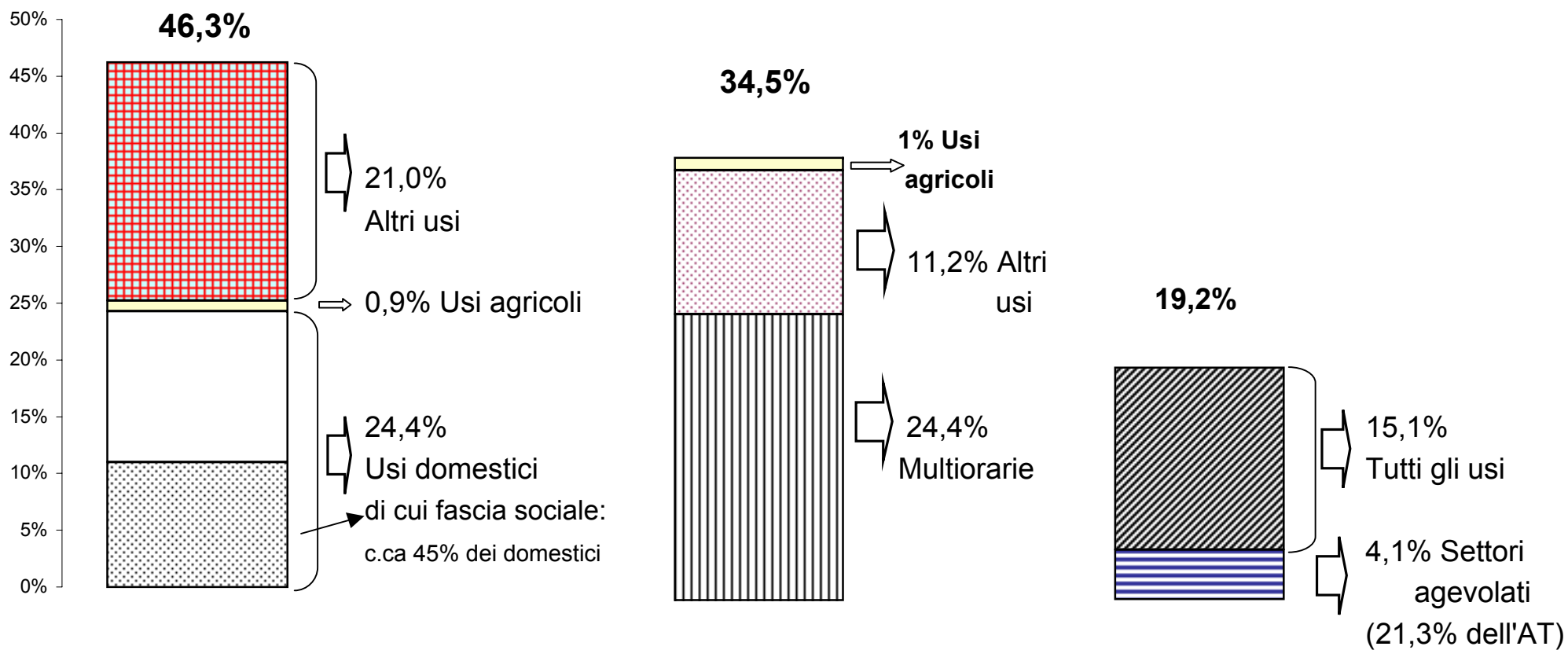
TAV. 2 - TARIFFE ELETTRICHE : Classi di utenza

Distribuzione % dei consumi di energia elettrica (1998)

BASSA TENSIONE

MEDIA TENSIONE

ALTA TENSIONE



TAV. 3 - TARIFFE ELETTRICHE : Il paniere dei combustibili

Il paniere fa riferimento al mix di combustibili utilizzato per la produzione termoelettrica in Italia e ad una efficienza media di conversione dei combustibili in energia elettrica.

Segue la dinamica dei prezzi dei combustibili sul mercato internazionale monitorando su base giornaliera le quotazioni di più combustibili su molte piazze.

Gas naturale

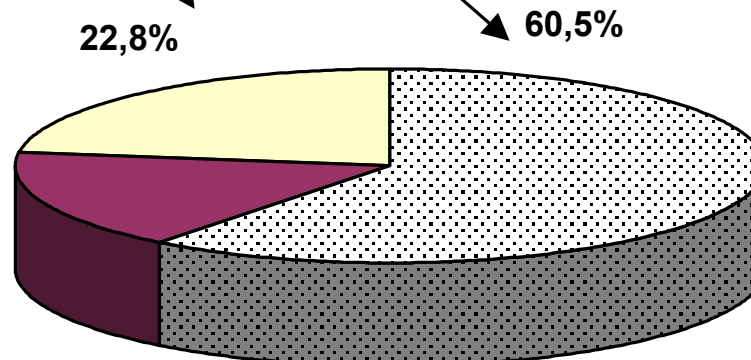
- 50% legato a 4 greggi:
 - Arabian Light (Arabia Saudita)
 - Iranian Light (Iran)
 - Saharan Blend (Algeria/Tunisia)
 - Zuetina (Libia)
- 50% Olio combustibile BTZ

Oli combustibili

- 80% BTZ (basso tenore di zolfo)
Quotazioni ARA-Anversa, Rotterdam, Amsterdam
- 20% STZ (bassissimo tenore di zolfo)
Quotazioni New York- Boston (USA)

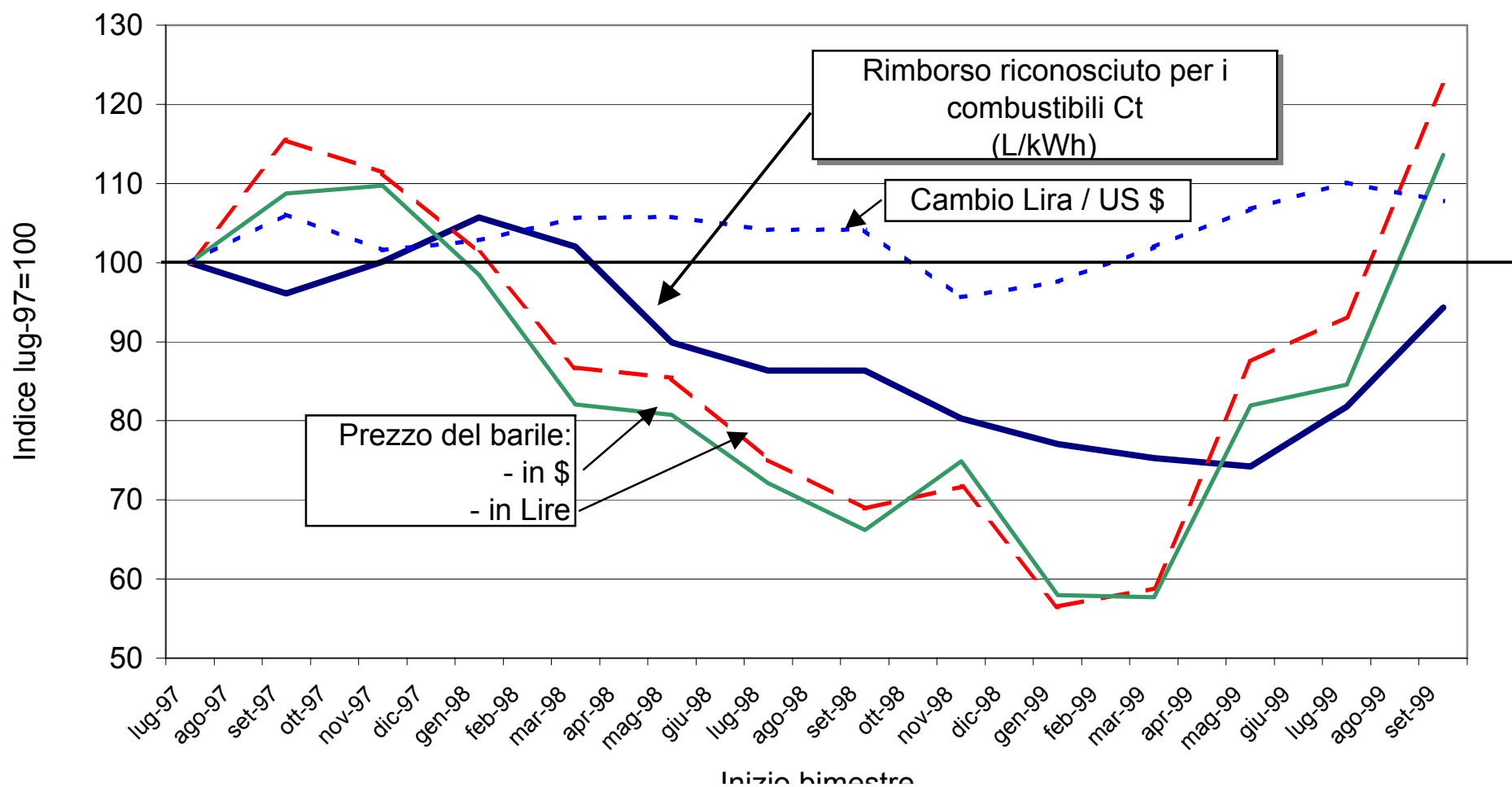
Carbone

- 52% USA (6 quotazioni) **16,7%**
- 29% Sud Africa
- 8% Colombia
- 4% Cina
- 4% Polonia
- 3% Venezuela



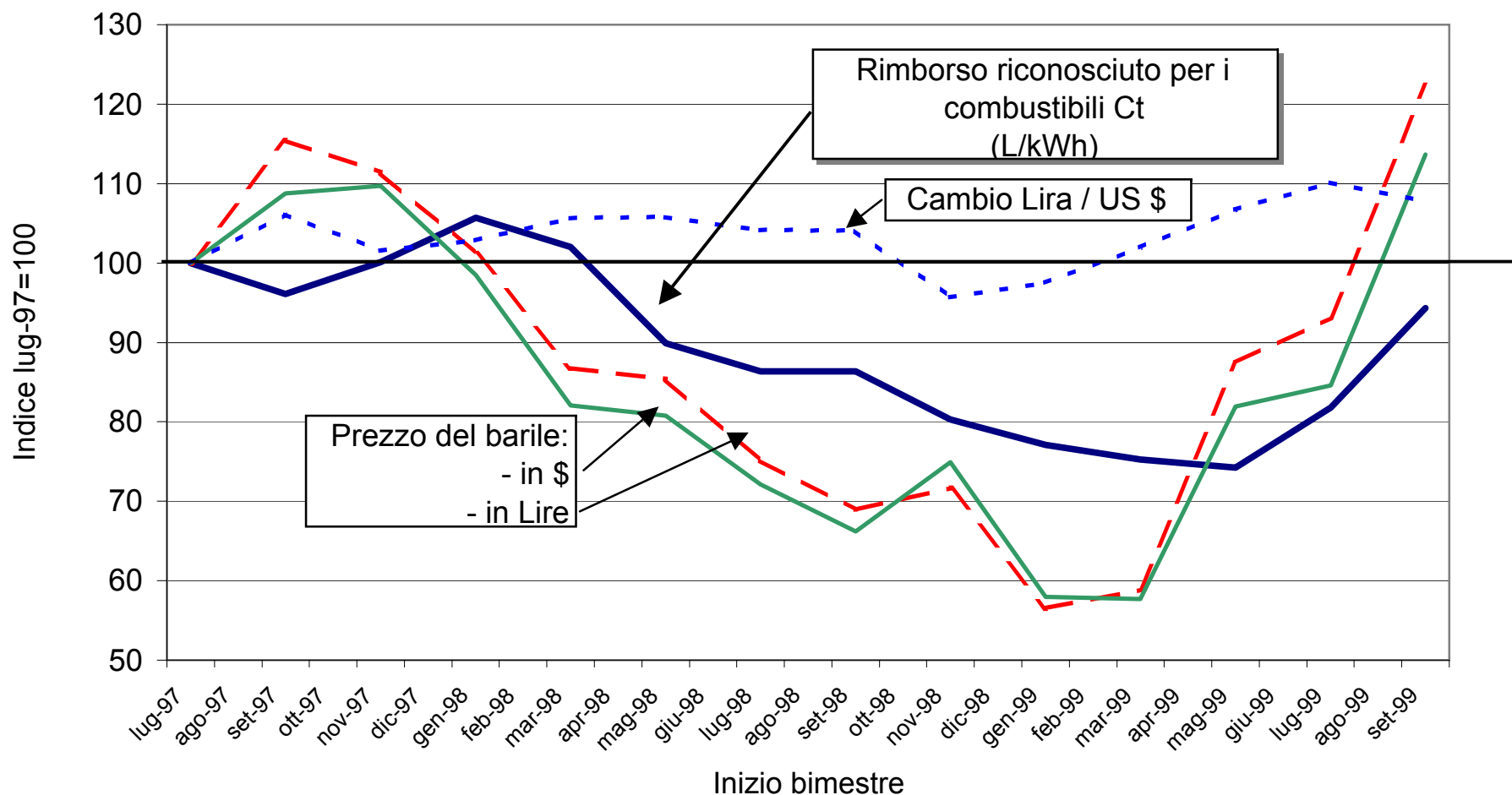
TAV. 4 - TARIFFE ELETTRICHE: I vantaggi dell'indicizzazione

- Consente di seguire la dinamica dei prezzi dei combustibili di importazione sul mercato internazionale.
- Il criterio di mediare i prezzi storici sugli ultimi quattro mesi, con la soglia del 2% per l'adeguamento, smorza le punte congiunturali che si verificano nel mercato dei combustibili.
- Per i produttori nazionali di energia elettrica l'indicizzazione crea forti incentivi all'ottimizzazione dei costi di approvvigionamento e all'impiego di impianti più efficienti

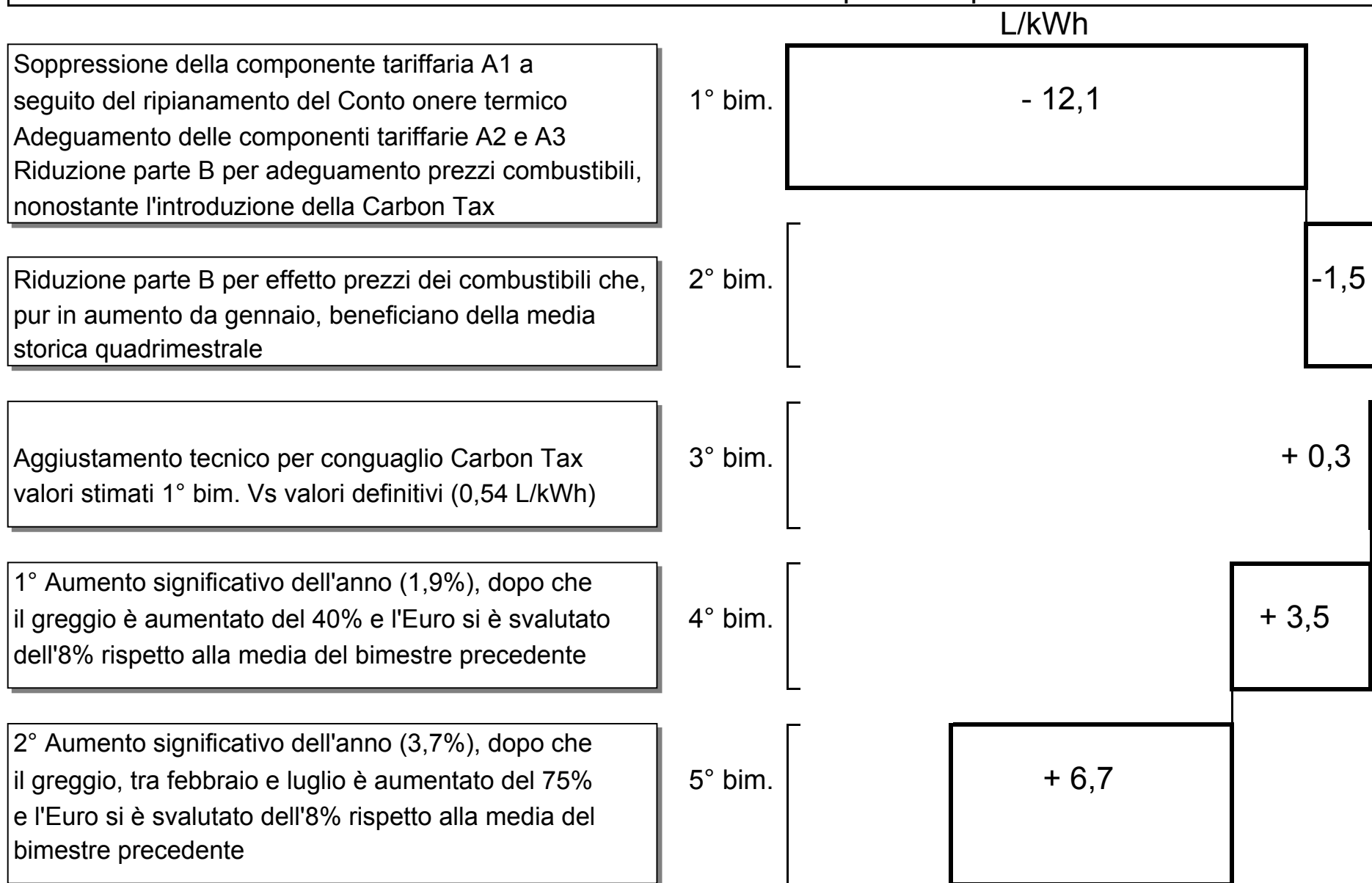


TAV. 4 - TARIFFE ELETTRICHE: I vantaggi dell'indicizzazione

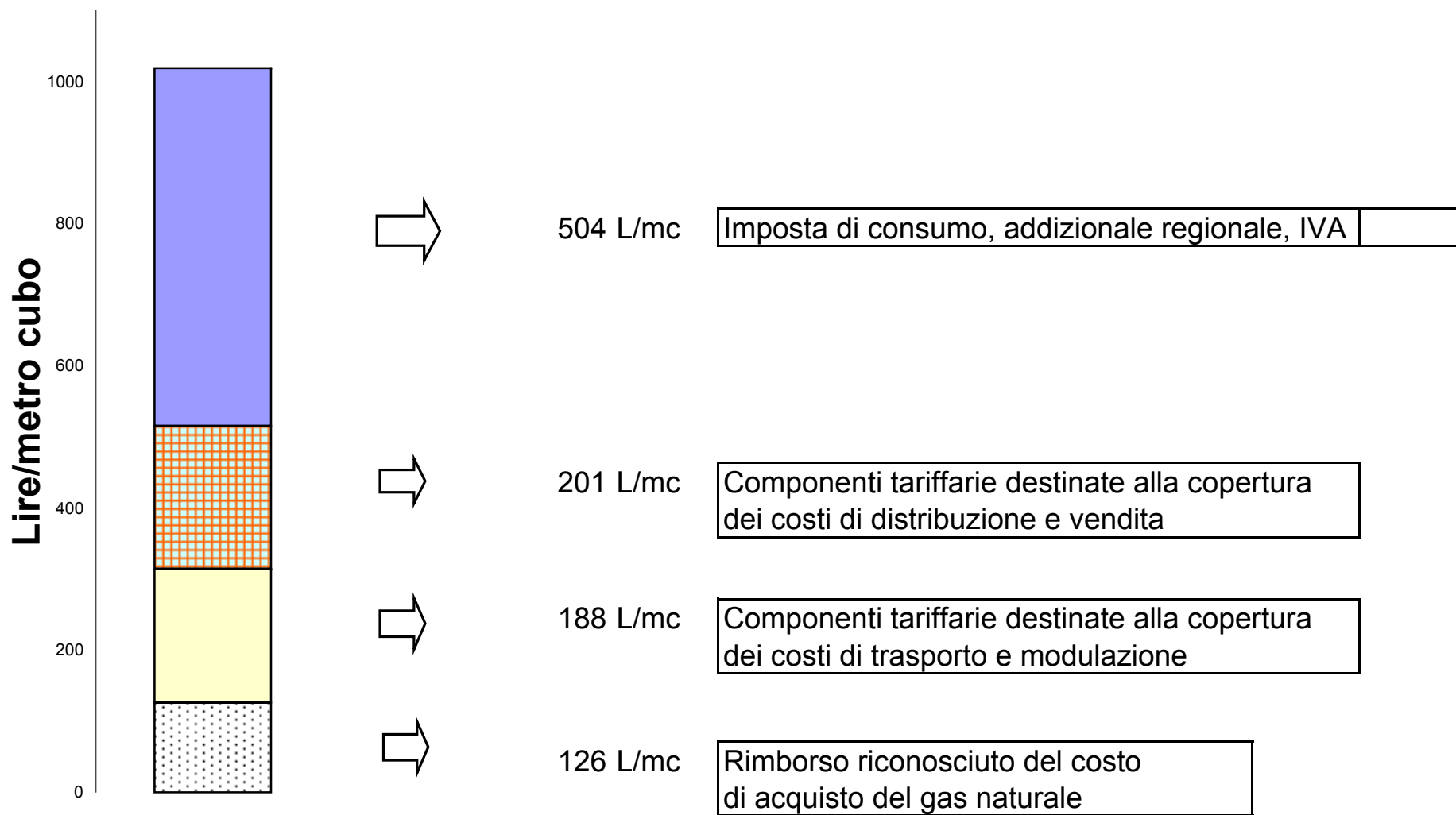
- Consente di seguire la dinamica dei prezzi dei combustibili di importazione sul mercato internazionale.
- Il criterio di mediare i prezzi storici sugli ultimi quattro mesi, con la soglia del 2% per l'adeguamento, smorza le punte congiunturali che si verificano nel mercato dei combustibili.
- Per i produttori nazionali di energia elettrica l'indicizzazione crea forti incentivi all'ottimizzazione dei costi di approvvigionamento e all'impiego di impianti più efficienti



TAV. 5 - TARIFFE ELETTRICHE: Le variazioni nei primi cinque bimestri del 1999



TAV. 6 - TARIFFE DEL GAS NATURALE PER USI CIVILI : Struttura attuale della tariffa media



TAV. 7 - TARIFFE DEL GAS NATURALE : Il paniere dei combustibili

Il paniere fa riferimento al mix di combustibili utilizzato per l'acquisto di gas naturale
Segue la dinamica dei prezzi dei combustibili sul mercato internazionale, riferita alla media
del periodo intercorrente tra il settimo ed il penultimo mese precedente alla data di aggiornamento
delle tariffe, delle medie mensili delle quotazioni pubblicate da Platt's Oilgram Price Report

Media di 8 greggi (quotazioni F.O.B. Breakeven Prices)

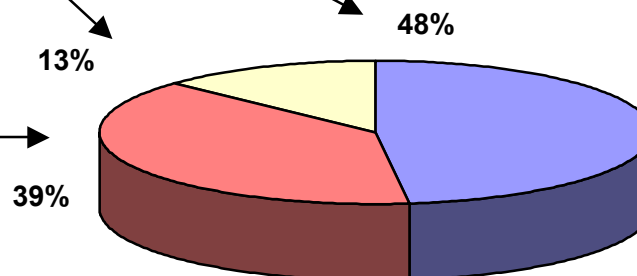
- Arab Light (*Arabia Saudita*)
- Iranian Light (*Iran*)
- Kirkuk (*Iraq*)
- Kuwait (*Kuwait*)
- Murban (*United Arab Emirates*)
- Saharan Blend (*Algeria/Tunisia*)
- Zuetina (*Libia*)
- Brass Blend (*Nigeria*)

Gasolio 0,2

- Quotazioni CIF Med Basis Genoa/Lavera

Olio combustibile BTZ

- Quotazioni CIF Med Basis Genoa/Lavera

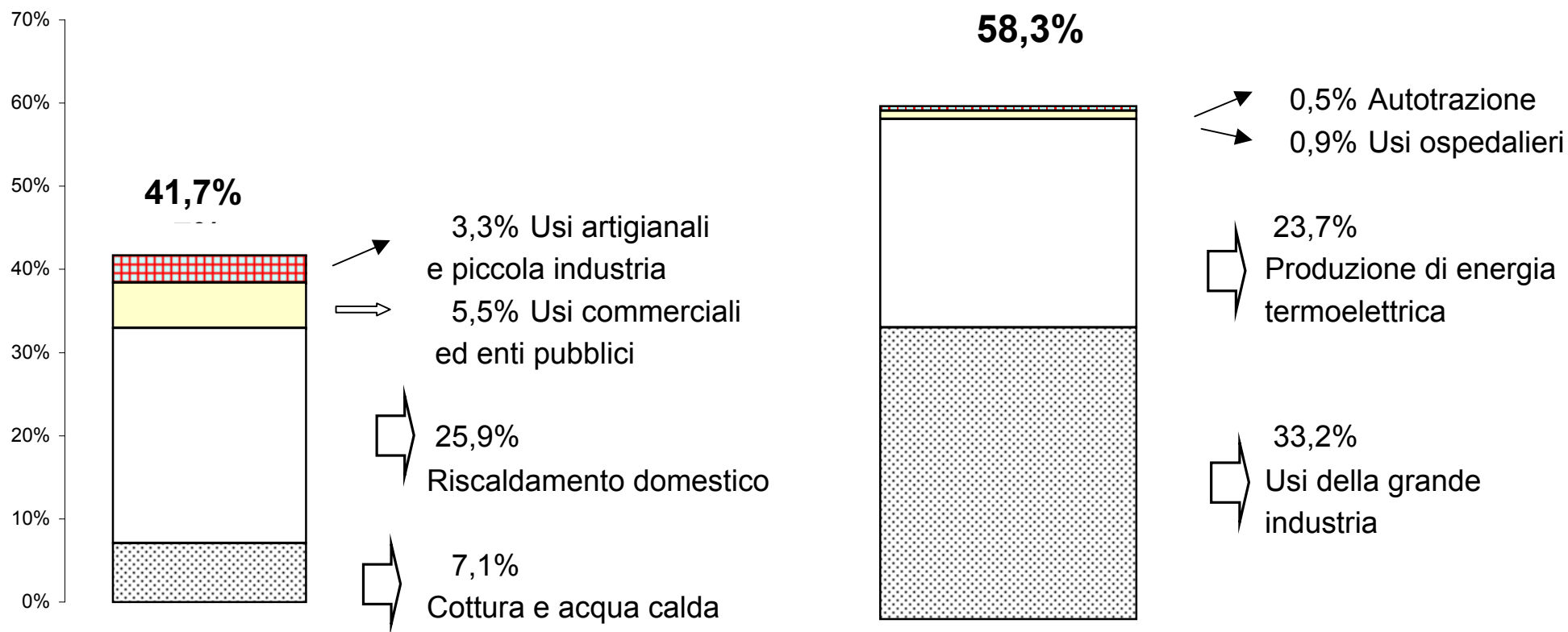


TAV. 8 - TARIFFE DEL GAS NATURALE : Classi di utenza

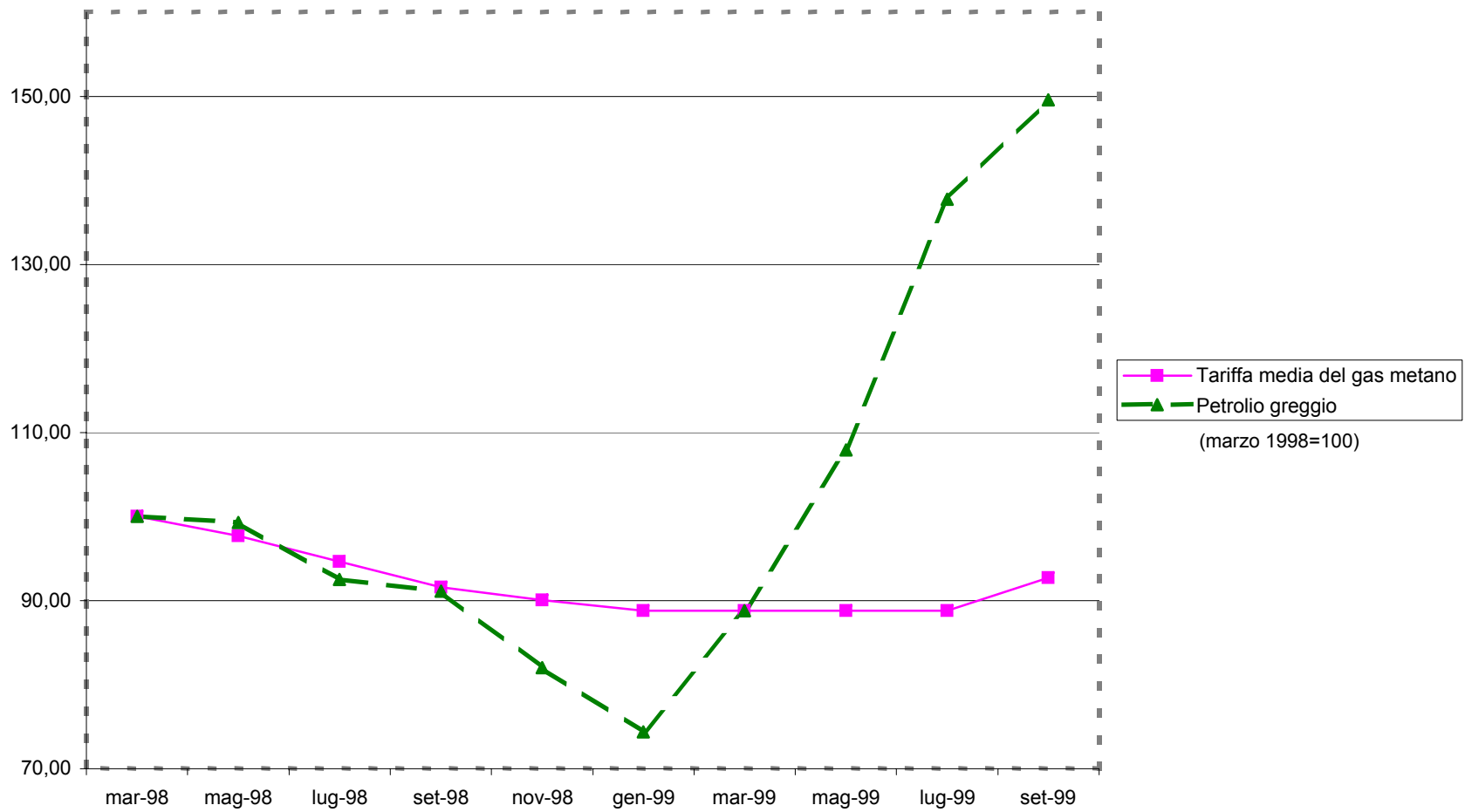
Distribuzione % dei consumi di gas naturale (1996 = 100%)

USI CIVILI

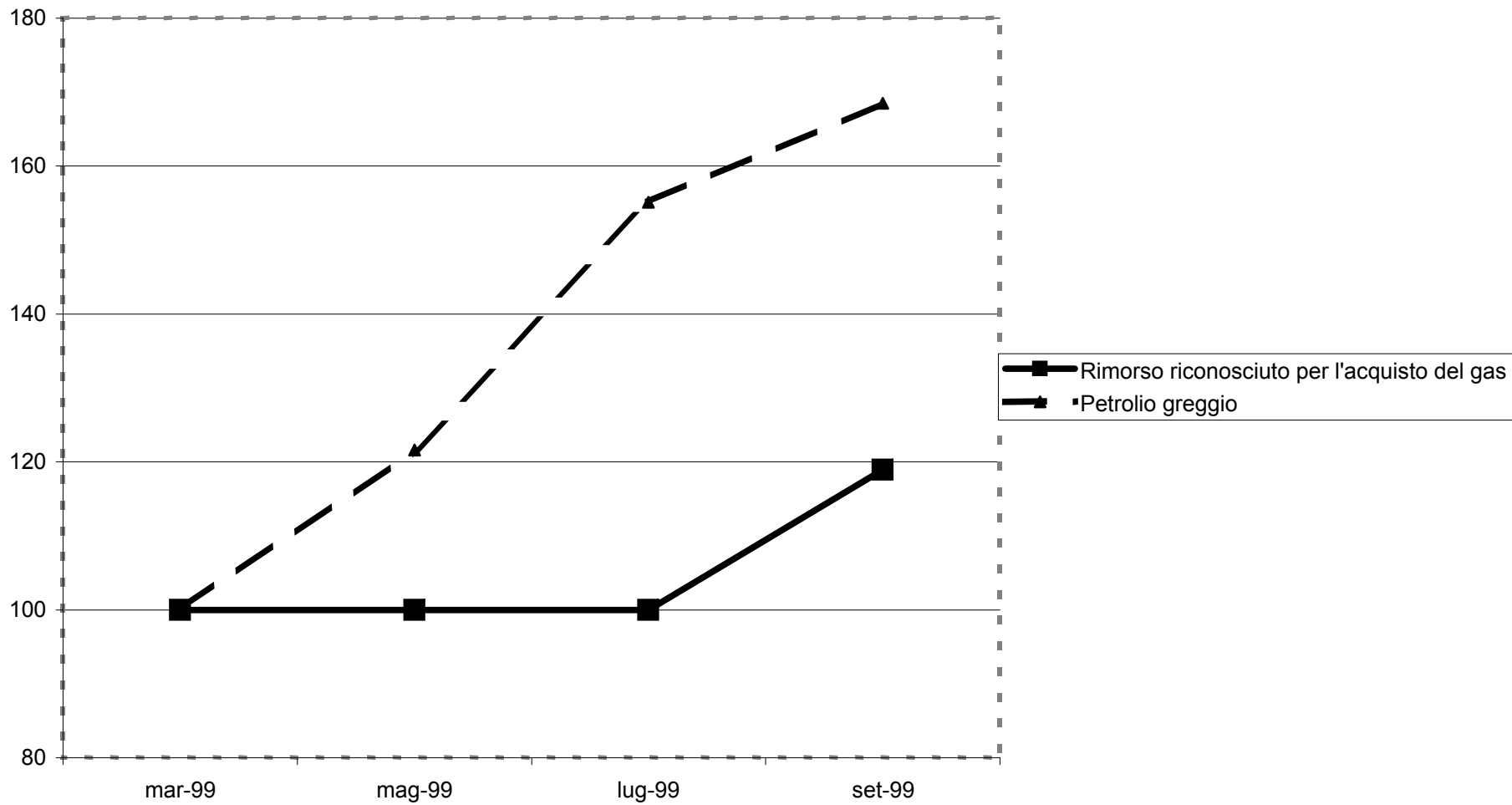
ALTRI USI



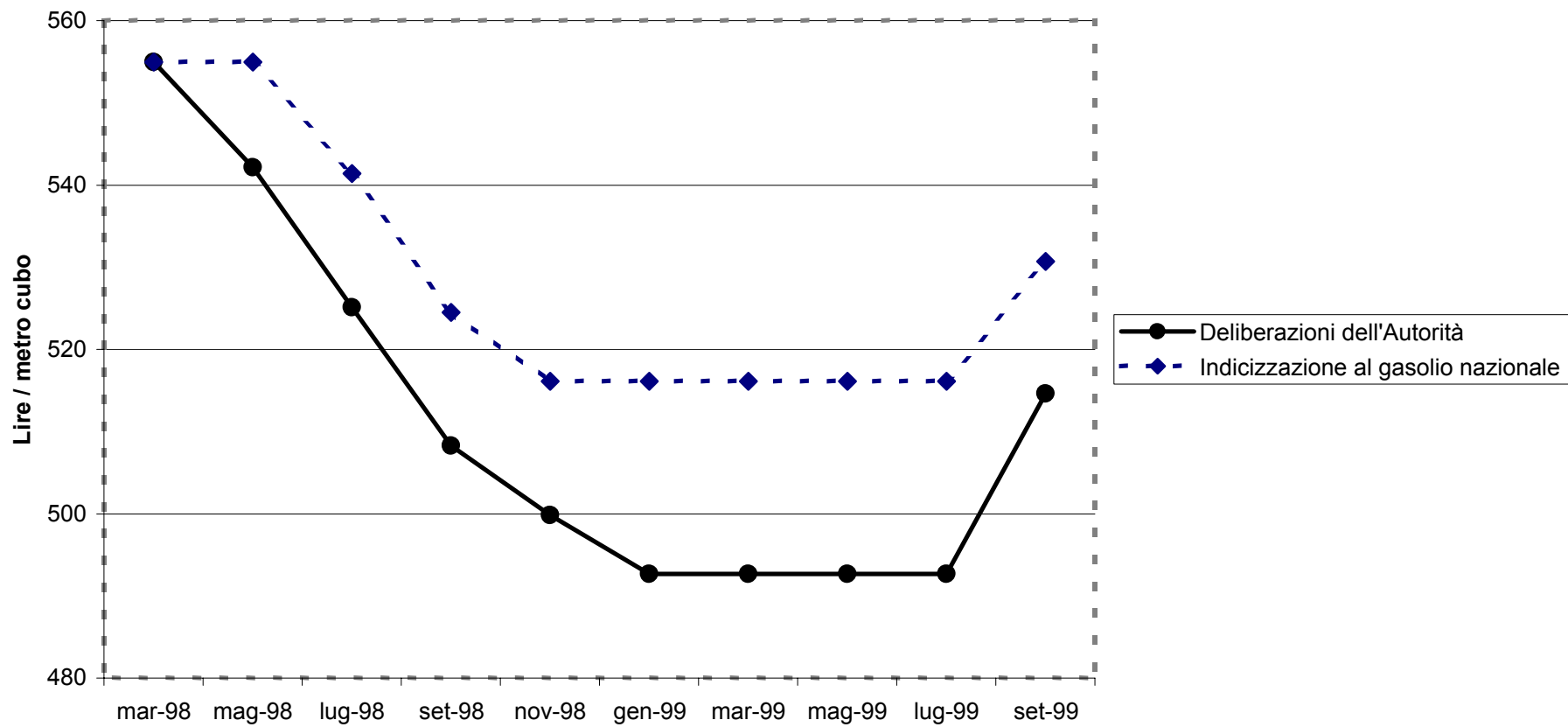
TAV. 9 - TARIFFE DEL GAS NATURALE: Andamento e confronto con i prezzi del petrolio



TAV. 10 - TARIFFE DEL GAS NATURALE: Andamento del rimborso riconosciuto per l'acquisto del gas e confronto con il prezzo del petrolio



TAV. 11 - TARIFFE DEL GAS NATURALE: Andamento e confronto con l'indice del gasolio nazionale



Regolazione delle tariffe elettriche per la liberalizzazione del mercato



Autorità per l'energia elettrica e il gas

Contesto normativo/1

- ◆ **Legge 14 novembre 1995, n. 481**

istituisce l'Autorità e definisce funzioni e compiti, tra cui: la regolazione tariffaria per il settore dell'energia elettrica e del gas

- ◆ **Legge 14 novembre 1996, n. 577**

dispone l'inglobamento dei sovrapprezzi in tariffa.

L'Autorità introduce il meccanismo di riconoscimento dei costi di approvvigionamento dei combustibili utilizzati nella generazione di energia elettrica riferito al prezzo di un paniere di combustibili fossili sui mercati internazionali



Contesto normativo/2

- ◆ **Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79**

attua la direttiva europea 96/92/CE per il mercato interno dell'energia elettrica e definisce misure per la riforma e la riorganizzazione del settore elettrico

- ◆ **Documento di programmazione economico-finanziaria**

relativo alla manovra di finanza pubblica per gli anni 2000-2003 indica le esigenze di sviluppo dei servizi di pubblica utilità del settore dell'energia elettrica che corrispondono agli interessi generali del Paese



Liberalizzazione del settore elettrico /1

Attività (o fasi)

<i>generazione, importazione, esportazione</i>	liberalizzazione, Enel produzione scende al 50 % della generazione totale entro l'1 gennaio 2003
<i>trasmissione e dispacciamento</i>	regime di monopolio statale, concessione al Gestore della rete di trasmissione nazionale
<i>distribuzione</i>	regime di monopolio locale; concessione ai distributori-fornitori



Liberalizzazione del settore elettrico/2

Attività (o fasi)

<i>acquisto dell'energia elettrica da parte di cliente idoneo</i>	libero, sia in Italia che all'estero: cliente idoneo è media e grande impresa ovvero consorzio di piccole imprese
<i>acquisto dell'energia elettrica da parte di cliente vincolato</i>	vincolo ad acquistare l'energia elettrica dal distributore-fornitore locale



Regolazione tariffaria e controllo dei prezzi

<i>acquisto e vendita dell'energia elettrica all'ingrosso</i>	Libera contrattazione, dal 2001 le offerte saranno gestite con il sistema di BORSA (gestore del mercato). L'Autorità svolge attività di controllo ex post dei prezzi di cessione
<i>trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e distribuzione</i>	L'Autorità fissa le condizioni tecnico-economiche per l'accesso e l'uso delle reti (tariffe per il vettoriamento e corrispettivi di trasmissione e distribuzione)
<i>fornitura ai clienti vincolati</i>	L'Autorità fissa i vincoli tariffari (livelli massimi dei prezzi) che i distributori devono applicare. L'aggiornamento dei vincoli tariffari è effettuato con il metodo del <i>price-cap</i>



Regolazione tariffaria della fornitura ai clienti vincolati /1

- ◆ L'Autorità fissa i vincoli tariffari (ovvero i livelli massimi dei prezzi, al netto delle imposte) che i distributori-fornitori possono applicare

Vincoli tariffari: consentono la copertura dei costi riconosciuti per la fornitura, compresa la copertura dei costi sostenuti nell'interesse generale e degli oneri generali afferenti al sistema elettrico



Regolazione tariffaria della fornitura ai clienti vincolati /2

- ◆ Le tariffe ai clienti vincolati sono fissate dai distributori-fornitori nel rispetto dei vincoli tariffari

Eccezione:le tariffe ai clienti domestici che rappresentano una importante categoria della clientela vincolata sono fissate direttamente dall'Autorità



Regolazione tariffaria della fornitura ai clienti vincolati /3

- ◆ Al fine di garantire la tariffa unica nazionale per tipologia di utenza l'Autorità introduce un sistema di perequazione dei costi. Ciò permette di tener conto delle significative differenze dei costi di distribuzione e vendita dell'energia elettrica tra i diversi ambiti territoriali del Paese



Metodologia utilizzata dall'Autorità per fissare il livello tariffario iniziale /1

- ◆ Sulla base dei risultati dell'indagine effettuata nel 1998 dall'Autorità sui costi delle imprese principali operanti nel settore elettrico sono stati determinati i costi riconosciuti, rappresentati da costi operativi e da una congrua remunerazione del capitale investito



Metodologia utilizzata dall'Autorità per fissare il livello tariffario iniziale /2

Caso Enel: costi riconosciuti per l'anno 2000

generazione *	8.693	miliardi di lire
trasmissione	1.383	miliardi di lire
fornitura	10.260	miliardi di lire
totale costi riconosciuti	20.337	miliardi di lire

**Al netto dei costi variabili (combustibili)*



Dinamica tariffaria 2000-2003 /1

Il periodo di regolazione riguarda il quadriennio 2000-2003.

La regolazione viene effettuata sulla base dei seguenti meccanismi:

- a) per la **generazione**, aggiornamento automatico ogni bimestre in base al paniere dei prezzi internazionale dei combustibili (petrolio, gas, carbone);

- b) per la **trasmissione, distribuzione e vendita**: aggiornamento con il metodo del *price cap* che prevede una riduzione annuale, in termini reali, del 4 %



Componenti tariffarie destinate alla copertura dei costi sostenuti nell'interesse generale e degli oneri generali afferenti al sistema elettrico

Elenco	Voci	Valore unitario (L/kWh)	
		Situaz. attuale	Previsione
A1	Ripianam. conto onere termico	terminato	-
A2	Oneri nucleari	8,0	in riduzione
A3	Fonti rinnovabili	11,2	costante
A4	Fascia sociale domestica	-	nuovo da determ.
A5	Regimi speciali	-	-
A6	Ricerca e sviluppo	-	nuovo da determ.
A7	Qualità del servizio	-	nuovo da determ.
A8	Gestione domanda	-	nuovo da determ.
A9	Costi non recuperabili	-	nuovo da determ.
A10	Compensazione perequazione	-	-
A11	Ambientalizzazione	-	-

