

## E' POSSIBILE CONTENERE IL PREZZO DEL kWh IN ITALIA?

Che l'energia elettrica sia in Italia mediamente più costosa rispetto al resto d'Europa, è ancora una volta confermato da un recente rapporto EUROSTAT. Nel 2005 per il consumatore privato standard includendo la componente fiscale l'Italia è la più cara in Europa (Fig. 1), ma, anche prendendo in considerazione la sola componente industriale, siamo pur sempre terzi dietro Cipro e Irlanda.

Standard consumer le: annual consumption of 2 000 MWh

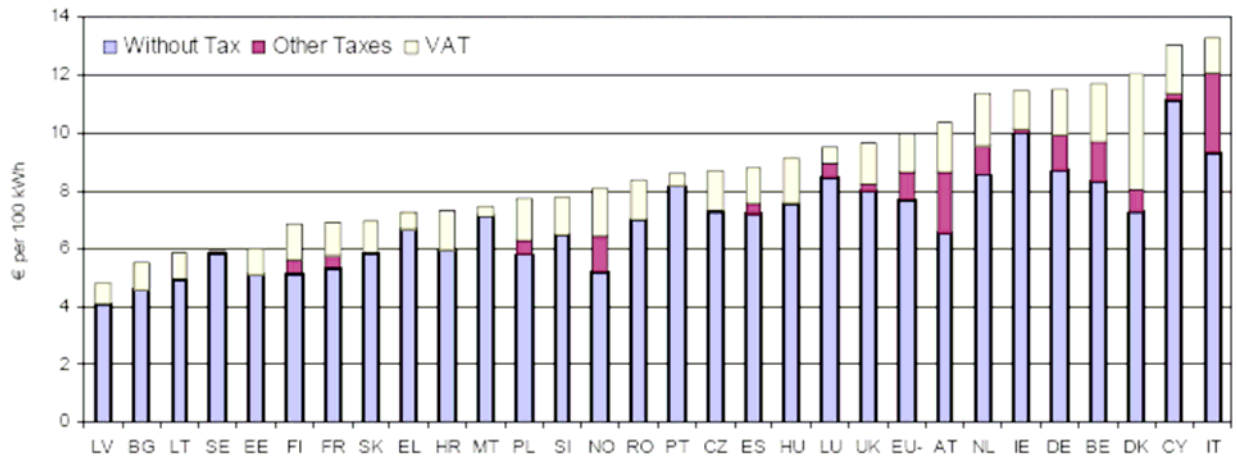


Figura 1

La situazione non va molto meglio per le utenze industriali, come conferma la Fig. 2, che riporta i dati EUROSTAT relativi al consumatore standard. Tenendo conto della fiscalità siamo secondi dietro alla Danimarca, mentre in questo caso il prezzo industriale è chiaramente il più elevato in Europa.

Standard consumer Dc: annual consumption of 3 500 kWh

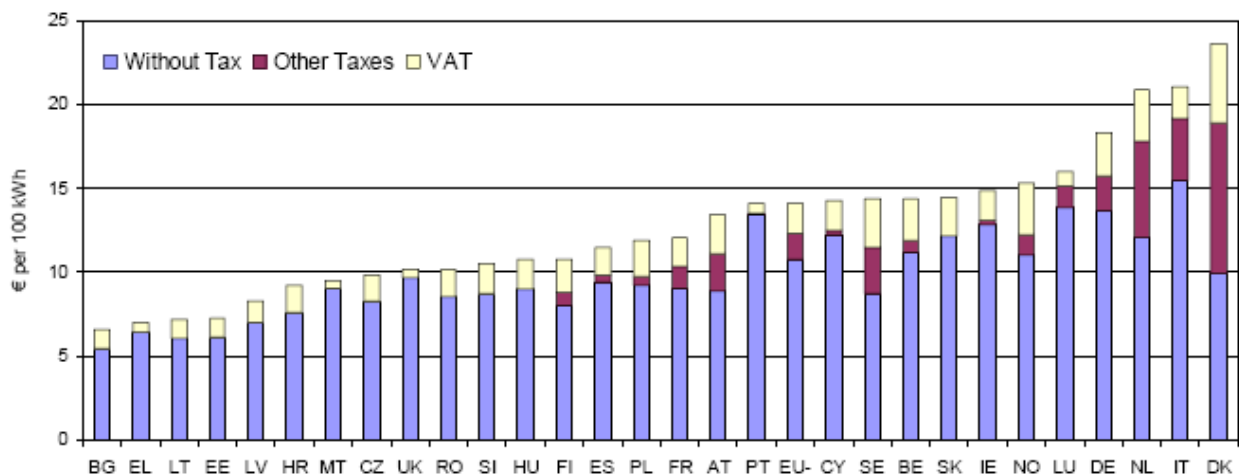


Figura 2

Le cause fondamentali di questo stato di cose sono dovute all'evoluzione del mix produttivo nell'ultimo decennio, durante il quale il parco elettrico italiano ha subito un profondo rinnovamento, in sostanza orientando la propria capacità produttiva verso la sola tecnologia dei cicli combinati: più di 20.000 MW a tutt'oggi, destinati a raggiungere o forse a superare i 30.000 nei prossimi anni.

A differenza di altri paesi, questo rinnovamento non è solo l'effetto della liberalizzazione del mercato elettrico, che tende a privilegiare questa tipologia di impianto, più facilmente finanziabile, con quote di investimento a carico del produttore elettrico abbastanza contenute e tempi di costruzione di poco superiori ai due anni.

Ancor prima dell'avvio del processo di liberalizzazione esso è stato stimolato dalle elevate incentivazioni tariffarie previste dal CIP 6 per i cicli combinati operanti in cogenerazione, ma, successivamente all'entrata in vigore del decreto Bersani, soprattutto dalle condizioni poste agli acquirenti delle tre Genco, che li obbligavano a convertire un considerevole numero degli impianti acquistati in cicli combinati per un totale di 9.460 MW (Tabella I).

Di conseguenza, mentre negli altri mercati liberalizzati i cicli combinati hanno in questi anni costituito la maggior parte (o la totalità) dell'apporto di potenza *aggiuntivo* a parchi di generazione principalmente costituiti da un mix, variabile da caso a caso, di impianti a carbone e nucleari, da noi, oltre a svolgere questo ruolo, essi hanno in larga misura *sostituito* vecchi impianti a olio combustibile, col risultato di creare un futuro prossimo in cui l'energia elettrica per più del 50% sarà prodotta bruciando gas, il cui fabbisogno è oggi coperto solo per il 14% dalla produzione nazionale, quota che in pochi anni scenderà sotto il 10%. Oltre tutto la frazione largamente maggioritaria (circa il 77%) del nostro import di gas è garantita da due paesi, Russia e Algeria, entrambi con situazioni politiche non troppo rassicuranti.

**Tabella I**

<b>TIPO IMPIANTO</b>	<b>ALLA VENDITA</b>	<b>FRAZIONE</b>	<b>DOPO TRASFORMAZIONE IN CICLI COMBINATI</b>	<b>FRAZIONE</b>
<b>BASE</b>	<b>1.961 MW</b>	<b>13%</b>	<b>11.421 MW</b>	<b>71%</b>
<b>MID MERIT</b>	<b>13.096 MW</b>	<b>87%</b>	<b>4.663 MW</b>	<b>29%</b>
<b>TOTALE</b>	<b>15.057 MW</b>	<b>100%</b>	<b>16.084 MW</b>	<b>100%</b>

La Tabella I mette però in evidenza un altro aspetto negativo. L'ENEL ha messo in vendita un parco di centrali quasi tutte (87%) *mid merit*, cioè con tipologie di funzionamento e costi marginali che consentono di farle entrare in esercizio solo quando la domanda di energia cresce e le centrali di base, che viceversa è conveniente fare funzionare il più lungo possibile, non ce la fanno da sole a soddisfare la domanda.

Gli obblighi di trasformazione imposti agli acquirenti hanno però privato questi ultimi della maggior parte di questi impianti, riducendoli al 29% della potenza totale trasferita; di altrettanto è stata quindi ridotta la loro capacità di concorrere alla determinazione del prezzo all'IPEX (la Borsa elettrica) proprio quando questo per la legge della domanda e dell'offerta tende a essere più alto. Capacità rimasta sostanzialmente nelle mani dell'ENEL, che non solo ha conservato un cospicuo numero di impianti *mid merit*, ma praticamente tutti i propri bacini idroelettrici, che vengono utilizzati per soddisfare la domanda di picco (quando cioè i prezzi raggiungono il loro valore massimo).

Questo “giochetto” è stato possibile perché quando nel 1999 ENEL, ai sensi dell'art. 8 del Decreto Legislativo 79/99 (Decreto Bersani), ha presentato la lista degli impianti da includere nelle tre Genco, sempre ai sensi dell'art. 8 su proposta del ministro del Tesoro, di concerto con quello dell'Industria, il consiglio dei ministri l'ha approvato *senza apporvi alcuna modifica*, come viceversa avrebbe potuto fare (da più parti era stato sollecitato in tal senso). La spiegazione è semplice: di lì a pochissimi mesi, nel novembre 1999, era prevista la collocazione della prima consistente tranche di azioni ENEL, e in tal modo il Tesoro ha valorizzato al massimo la quota venduta.

Risultato di questa scelta: anche quando, come è già accaduto, ENEL contribuisce per meno del 40% al fabbisogno annuo di energia elettrica, rimane in grado di determinare il prezzo di vendita all'IPEX per un numero non trascurabile di ore diurne, cioè quando esso è molto elevato.

Non a caso, facendo seguito agli esiti dell'indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore elettrico, condotta congiuntamente con l'Antitrust, il 5 maggio 2005 l'Autorità per l'energia con un documento sul tema (“Misure per la promozione della concorrenza nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e nel mercato per il servizio di dispacciamento”) avviava una procedura di consultazione con tutte le parti interessate, al fine di modificare sostanzialmente «una situazione di dominanza unilaterale in capo alle società di produzione afferenti al gruppo ENEL».

Cinque mesi dopo, una delibera dell'Autorità (n. 212/05) obbligava l'ENEL a cedere nel 2006 capacità produttiva virtuale in due macrozone del paese, dove il suo «potere di mercato ... ha fissato il prezzo nella maggior parte delle ore a livelli superiori a quello atteso in un contesto concorrenziale»: grosso modo il centro-sud e la Sicilia. Tali contratti, detti VPP (*Virtual Power Plant*), prevedevano che il cedente versasse all'acquirente l'eventuale differenza, se positiva, fra il prezzo di mercato e il prezzo pattuito nel contratto (*strike price*). Questo meccanismo, *relativamente alla quantità di energia oggetto del contratto*, sterilizzava l'incentivo del cedente (ENEL) a presentare offerte in Borsa con prezzi superiori allo *strike price*. Naturalmente la delibera 212/05 prevedeva una serie di criteri che avrebbero dovuto impedire all'ENEL di esercitare il suo potere di mercato all'atto della stipula dei contratti VPP.

Si trattava di una misura tampone e di portata limitata alle zone del paese dove la dominanza dell'ENEL era provata al di là di ogni ragionevole dubbio, oltre tutto la più soft fra quelle esaminate nel documento per la consultazione del 5 maggio 2005; probabilmente scelta essendo l'unica applicabile in tempi brevi. Malgrado ciò, non si è riusciti ad attuarla, in quanto le aste indette da ENEL non hanno dato luogo ad alcuna assegnazione di capacità perché giudicate poco attraenti dagli altri operatori (che per altro anche nella fase istruttoria non avevano mai dimostrato entusiasmo per l'iniziativa dell'Autorità; *et pour cause*, come si vedrà più avanti). Inoltre la delibera n. 212/05 è stata successivamente annullata dal TAR della Lombardia su ricorso di ENEL Produzione e il conseguente appello dell'Autorità è ancora pendente presso il Consiglio di Stato.

Intanto i prezzi dell'energia all'IPEX continuano a rimanere elevati per ragioni che, come confermano molti esperti, oltre all'Autorità per l'energia, è difficile considerare solo *fisiologiche*. A spingerli verso l'alto contribuisce non solo la presenza di un *incumbent* che possiede la quasi totalità degli impianti *mid merit* e di *punta*, cioè quelli che entrano in funzione quando la domanda è elevata, ma anche il loro meccanismo di formazione (*marginal price*), che attribuisce a tutte le offerte accettate il prezzo della più alta. Questo spiega il mancato interesse degli altri operatori a una modifica dello status quo: l'ENEL fa il prezzo alto, e loro lucrano la differenza fra quanto offerto e il prezzo stabilito da ENEL, come confermano i bilanci dei principali produttori elettrici italiani.

Messi di fronte a questi dati inoppugnabili, i rappresentanti degli interessi dei produttori elettrici in genere replicano minimizzandone gli effetti, soprattutto sottolineando che molte imprese acquistano energia elettrica OTC (*Over The Counter*, fuori dalla Borsa) mediante contratti bilaterali, per cui il prezzo che riescono a spuntare è del tutto indipendente dalle quotazioni della Borsa. Una difesa d'ufficio con scarsi riscontri nella realtà. Innanzi tutto l'Italia è uno dei paesi europei dove è più elevato il numero di contrattazioni che avvengono in Borsa, la cui liquidità è ormai stabile sopra il 60% (Fig. 3), anche perché l'Acquirente Unico è obbligato ad approvvigionarsi all'IPEX per una quota significativa del proprio fabbisogno (l'elevata liquidità contribuisce anche a ridurre la volatilità dei prezzi rispetto ad altre Borse europee, aprendo "finestre" nelle quali diventa possibile e conveniente esportare energia elettrica all'estero).

I prezzi che si formano in Borsa quindi pesano, e come!, sulle tasche dei consumatori. In secondo luogo i prezzi all'IPEX, gli unici a essere ufficialmente conosciuti, influenzano quelli negoziati negli accordi bilaterali: l'effetto è lo stesso provocato dalle quotazioni in dollari del barile al Nymex di New York o all'IPE di Londra, i cui trend condizionano i prezzi dei barili fisici di petrolio venduti in giro per il mondo.

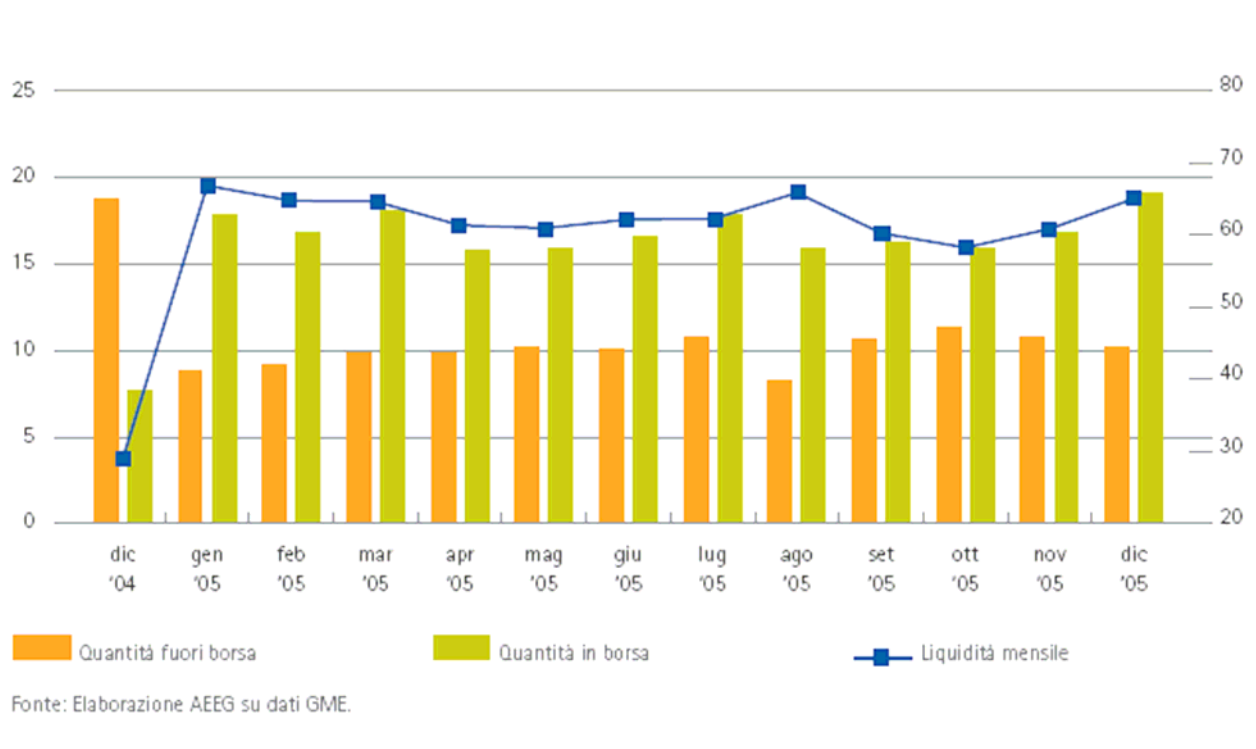


Figura 3

Se si intende modificare in modo strutturale e in tempi relativamente brevi questo stato di cose, si possono seguire due strade diverse, che si integrano a vicenda:

1. Applicare anche in Italia il meccanismo *pay as bid*; che a fine anni '90 ha sostituito in Inghilterra quello del *marginal price*; in sostanza si tratta della più tradizionale fra le regole di mercato: il prezzo viene determinato dall'incrocio fra la singola domanda e la singola offerta, abbassando così il prezzo medio di compravendita dell'energia. In fondo dalla data dell'entrata in vigore della liberalizzazione (1 aprile 1999) sono passati sette anni, un intervallo di tempo sostanzialmente analogo a quello intercorso in Inghilterra prima dell'introduzione del nuovo meccanismo al posto del *marginal price*. Oltre tutto, come recita l'articolo 5 del Decreto Bersani, per modificare l'attuale regolamento di Borsa basta un decreto del Ministro dello Sviluppo Economico su proposta del GME (società interamente in mano pubblica), sentita l'Autorità per l'energia.
2. Obbligare l'ENEL a vendere a terzi un numero significativo degli impianti che fanno il prezzo nelle ore piene, naturalmente con modalità che garantiscano la loro ripartizione fra un numero sufficiente di operatori diversi dall'ENEL. Viste le posizioni già assunte dall'Antitrust in materia, per un governo deciso a operare in tal senso esistono tutte le premesse per azioni proprie o di indirizzo dell'Antitrust.

La seconda soluzione richiede tempi più lunghi della prima che, volendolo, può essere realizzata in pochi mesi, ma probabilmente solo l'azione combinata delle due potrà portare a un calo significativo degli attuali prezzi dell'energia elettrica, a vantaggio dei cittadini e delle imprese.

La difficoltà a realizzarle è di altra natura. In tal modo si ridurrebbero sia gli utili sia le quotazioni in Borsa dell'ENEL, diminuendo di conseguenza le entrate ordinarie del ministero dell'Economia, che direttamente o indirettamente è ancora un importante azionista, nonché i ricavi provenienti da eventuali cessioni di nuove quote della società elettrica (oltre a ridurre gli utili e il valore azionario delle società private e di alcune aziende dei servizi pubblici locali quotate in Borsa).

Il nodo da sciogliere è quindi squisitamente politico e riguarda questo come altri conflitti di interesse fra lo stato imprenditore (oltre tutto indebitato fino al collo) e lo stato liberalizzatore: non a caso da dieci anni incombe come un convitato di pietra su molte decisioni in materia energetica.